



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**“ESTUDIO PETROGRÁFICO DEL GÉISER DE SAN
JERÓNIMO(TAMALÍN, VER.): UN INDICADOR DE
LA ACTIVIDAD DEL SISTEMA PETROLERO Y
GEOTERMAL”**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

(INGENIERÍA PETROLERA Y DE GAS NATURAL)

P R E S E N T A:

GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS

TUTOR:

DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. JUAN ARAUJO MENDIETA

Secretario: M. C. EMILIANO CAMPOS MADRIGAL

Vocal: DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

1er. Suplente: DR. ARTURO CARRANZA EDWARDS

2do. Suplente: DRA. ELENA CENTENO GARCÍA

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

GÉISER DE SAN JERÓNIMO(TAMALÍN, VER.)

MÉXICO, D. F.

TUTOR DE TESIS:


Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo

Gracias Dios mío por todo lo que me has brindado, permitirme alcanzar esta meta y especialmente por darme la oportunidad de volver a nacer y aprovechar cada instante de esta nueva vida!

Dedico este trabajo:

A mi Padre Mauro, por tu apoyo a lo largo de toda mi vida, por brindarme tus muy sabios consejos, por ser un ejemplo de responsabilidad y enseñarme que la única manera de alcanzar las metas es trabajando arduamente.

A mi Madre Myrna, por estar siempre conmigo, por apoyarme en todas mis decisiones y por el amor incondicional que tienes para con tus hijos. Quiero agradecerte especialmente por cuidar a tus dos niñas; ya que sin tu apoyo nunca hubiera logrado esta meta.

A mis hermanos: Paco, Yavé y Ayesha; quienes han sido un ejemplo a seguir por su espíritu de lucha y superación constante. Hermanita: ¡Gracias mil por todo tu apoyo en esta tesis!

A Juan Carlos, por darme el mejor regalo de este mundo llamado Fátima y por tu ayuda en este trabajo.

A la mejor maestra que he tenido en mi vida, quien es fuente de toda mi inspiración y deseos de superación: Fátima Elena. ¡Te amo hija!

A mis tíos: Leo, Luis y Gladys por todo su amor. Tío Tino (q.e.p.d.): sé que desde donde te encuentres, estás disfrutando mucho de este logro. ¡Te extraño mucho!

A mis sinodales: Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, Dr. Juan Araujo Mendieta, Dra. Elena Centeno García, Dr. Arturo Carranza Edwards y M.C. Emiliano Campos Madrigal por sus valiosas aportaciones a este trabajo.

RESUMEN

Los diferentes tipos de manifestaciones superficiales de hidrocarburos han sido un elemento fundamental para la exploración petrolera. Su presencia revela el funcionamiento del sistema petrolero y es un criterio valioso tanto en la evaluación de cuencas como en las etapas del desarrollo de campos. Es frecuente encontrar en ellas, otros minerales asociados como yeso pulverulento y azufre. En este trabajo se mencionan algunas manifestaciones superficiales de hidrocarburos que son de importancia mundial y se hace énfasis para México; el cual posee numerosas chapopoteras tanto en continente como en mar, principalmente en el litoral del Golfo de México. El sitio de estudio conocido como el Géiser de San Jerónimo ubicado en la parte norte del Estado de Veracruz, es una evidencia de la actividad del sistema petrolero y geotermal. Los materiales pétreos analizados megascópicamente, petrográficamente y con difracción de rayos X; revelan la actividad del acuífero circulando sobre rocas carbonatadas almacenadoras de hidrocarburos ultrapesados de la Formación El Abra, el cual desplaza a los hidrocarburos y los elementos transportados en solución, precipitan en superficie formando el cuerpo del Géiser, el cuál está constituido principalmente por aragonita, azufre, yeso con intercalaciones de hidrocarburos. Dichos materiales coinciden geoquímicamente con el modelo generalizado de una micro filtración de hidrocarburos propuesto por Schumacher en el 2000; por lo cual, se sugiere realizar estudios de geofísica para corroborar dicho modelo así como para determinar el área afectada por dichas manifestaciones en el sitio de estudio y zonas aledañas como el pozo San Diego de la Mar-3.

ABSTRACT

Different types of surface hydrocarbon manifestations have been an indispensable key to oil exploration. Their presence shows how petroleum system works. Hydrocarbon seeps are a valuable criteria in basin evaluation as well as development stages of oil fields. In oil seeps is common to find other associated minerals such as gypsum and sulphur. In this thesis are some oil seepages that are of global importance and mainly for Mexico, which is known by its numerous seepages onshore and offshore, usually on the Gulf of Mexico coast. The studying site known as San Jerónimo Geyser located in northern of Veracruz, is an example of the activity of the "petroleum and geothermal system". The megascopic, petrographic and DRX analysis of the rock samples shows the undergroundwater activity on carbonate rocks of the El Abra Formation. They act as a reservoir rock of heavy hydrocarbon, which is moved through the aquifer and its elements carried in the solution and precipitating on the ground to form the geyser. The geyser has aragonite, sulfur and gypsum interbedded with hydrocarbon. This minerals match geochemically with the ones found in the model already proposed by Schumacher in 2000. It's recommended to perform geophysical studies to determine oil seepages in the affected area and to know if it matches the Schumacher model. This kind of studies should be also make in "San Diego de la Mar-3" well.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
METODOLOGÍA	4
CAPÍTULO I. MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS Y GEOTERMALES	
I.1. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS	6
I.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE MANIFESTACIONES SUPERFICIALES GEOTERMALES.	11
I.3. TIPOS DE CHAPOPOTERAS	13
I.4. FORMACIÓN DE LAS CHAPOPOTERAS Y SITIOS DONDE SE OBSERVAN	24
I.5. FORMACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES GEOTERMALES Y SITIOS DONDE SE OBSERVAN	30
I.6. TÉCNICAS DE ESTUDIO DE LAS MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS Y GEOTERMALES	32
I.7. IMPORTANCIA DE LAS MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS Y GEOTERMALES	41
CAPÍTULO II. CHAPOPOTERAS EN MÉXICO	45
CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO, EL GEISER DE SÁN JERÓNIMO	
III. 1. ANÁLISIS PRELIMINAR	69
III. 2. LOCALIZACION	79
III. 3. MARCO GEOLÓGICO	79

	Pág.
Estratigrafía y Sedimentación	82
Geología Petrolera	88
III. 4. RESULTADOS	91
III.5. DISCUSIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	106
CONCLUSIONES	114
RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFÍA	118
ANEXOS	
ÍNDICE DE FIGURAS	iv
ÍNDICE DE TABLAS	viii

ÍNDICE DE FIGURAS

Pág.

CAPÍTULO I.- MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS Y GEOTERMALES.

Figura I. 1. Ocurrencia de Hidrocarburos en la naturaleza.	6
Figura I. 2. Sección vertical de la corteza terrestre.	8
Figura I. 3. Chapopotera Tipo I. Manitoulin IS., Ontario	13
Figura I. 4. Chapopotera Tipo 2. Valle Sixaola, Costa Rica	14
Figura I. 5. Chapopotera Tipo 3. A. Campo Rothwell, Ontario	14
Figura I. 6. Chapopotera Tipo 3.B. Pozos Norman, Canadá	15
Figura I. 7. Chapopotera Tipo 3.C. Gebel Zeit, Egipto	15
Figura I. 8. Chapopotera Tipo 3.D. Hombre Pintado, Venezuela	16
Figura I. 9. Chapopotera Tipo 3. E. Campo Masjid-I-Solaiman, Irán	16
Figura I. 10. Chapopotera Tipo 3. F. Campo La Cira, Colombia	17
Figura I. 11. Chapopotera Tipo 3. G. Campo Infantas, Colombia	18
Figura I. 12. Chapopotera Tipo 3. H. Campo Naft Khaneh, Irak	18
Figura I. 13. Chapopotera Tipo 3 y 4. Sección W-E. Negritos a Amotape, Perú	19
Figura I. 14. Chapopotera Tipo 4. A. Quiriquire, Venezuela	20
Figura I. 15. Chapopotera Tipo 4. B. Maracaibo, Venezuela	21
Figura I. 16. Chapopotera Tipo 4. C. Cuenca Uinta, Utah	21
Figura I. 17. Chapopotera Tipo 5. A. Montículo Damon, Texas	22
Figura I. 18. Chapopotera Tipo 5. B. Campo Motembo, Cuba	23
Figura I. 19. Chapopotera Tipo 5. C. Pedernales, Venezuela	23
Figura I. 20. Chapopotera Tipo 5. D. Faja de Oro, México	24
Figura I. 21. Distribución de Chapopoteras y gaseras en la parte norcentral de Estados Unidos y Ontario, Canadá	26
Figura I. 22. Manifestaciones de hidrocarburos en el Golfo de México	27
Figura I. 23. Distribución de Chapopoteras y gaseras en el Estado de California	29
Figura I. 24. Localización de los sistemas geotérmicos	31
Figura I. 25. Mapa de manifestaciones termales de México	32
Figura I. 26. Integración de datos de gravimetría de aire libre obtenidos de los	35

datos del Satélite Europeo de Teledetección de una chapopotera marina en Angola	Pág.
Figura I. 27. Modelo generalizado de una microfiltración de hidrocarburos y el efecto de esto en los suelos y sedimentos	38
Figura I. 28. Distribución de Fuentes de Contaminación de los Océanos de Norteamérica	43

CAPÍTULO II. CHAPOPOTERAS EN MÉXICO

Figura II. 1. Escultura huasteca con chapopote como pigmento	46
Figura II. 2. Pozo Drake	49
Figura II. 3. Edward L. Doheny	54
Figura II. 4. Ing. Ezequiel Ordoñez	55
Figura II. 5. El pozo San Diego de la Mar 3 (pozo Dos Bocas).	58
Figura II. 6. Pozo Juan Casiano No. 7.	59
Figura II. 7. Regiones con hidrocarburo demarcada por Juan de Dios Villarello.	62
Figura II. 8. Discordancia entre rocas sedimentarias de la Formación Ojinaga y rocas volcánicas terciarias.	65
Figura II. 9. Discordancia estratigráfica y litológica, entre rocas de la Formación Ojinaga y tobas dacíticas terciarias.	65
Figura II. 10. Rocas ígneas extrusivas caídas de chapopoterías, conteniendo geodas de calcedonia e impregnación de hidrocarburos residuales y líquidos.	66
Figura II. 11. Rocas ígneas extrusivas con un alto contenido de gilsonita.	67

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO, EL GÉISER DE SAN JERÓNIMO

Figura III. 1. Localización del pozo San Diego de la Mar-3	73
Figura III. 2. Causas de la formación del Cráter de Dos Bocas	69
Figura III. 3. Cráter de Dos Bocas	75
Figura III. 4. Pozo San Diego de la Mar-3	76
Figura III. 5. Chapopoterías en el área del pozo San Diego de la Mar-3	77
Figura III. 6. Campana colectora y sistema de venteo de gases del pozo San Diego de la Mar-3	78
Figura III. 7. Localización del Géiser de San Jerónimo	79

	Pág.
Figura III. 8. Ubicación de la Provincia Tampico- Misantla y principales campos de aceite y gas	80
Figura III. 9. Sección estructural a través de la provincia Tampico- Misantla y ubicación de los plays establecidos .	81
Figura III. 10. Columna Estratigráfica de la provincia Tampico- Misantla	83
Figura III. 11. Eventos para los principales sistemas petroleros de la Provincia de Tampico-Misantla.	88
Figura III. 12. Perímetro donde es posible observar las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales del sitio conocido como el Géiser de San Jerónimo.	91
Figura III. 13. Manifestaciones de hidrocarburos en la Laguna de Tamiahua, en el sitio conocido como el Géiser de San Jerónimo	92
Figura III. 14. Distribución de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales del sitio conocido como el Géiser de San Jerónimo.	--
Figura III. 15. Sitio de la muestra M-1 y detalles de esta.	94
Figura III. 16. Fotomicrografías de la muestra M-1 con luz paralela y con nx	95
Figura III. 17. Fotomicrografías de la muestra M-1 con luz paralela y con nx	96
Figura III. 18. Fotomicrografías de la muestra M-1 con luz paralela y con nx	96
Figura III. 19. Fotomicrografías de la muestra M-1 con luz paralela y con nx	97
Figura III. 20. Difractograma de la muestra M-1.	98
Figura III. 21. Sitio de la muestra M-2	99
Figura III. 22. Fotomicrografías de la muestra M-2 con luz paralela y con nx	100
Figura III. 23. Fotomicrografías de la muestra M-2 con luz paralela y con nx	101
Figura III. 24. Fotomicrografías de la muestra M-2 con luz paralela y con nx	101
Figura III. 25. Difractograma de la muestra M-2	103
Figura III. 26. Sitio de la muestra M-3 y detalles de esta.	104
Figura III. 27. Fotomicrografías de la muestra M-3 con luz paralela y con nx	106
Figura III. 28. Fotomicrografías de la muestra M-3 con luz paralela y con nx	106
Figura III. 29. Fotomicrografías de la muestra M-3 con luz paralela y con nx	107
Figura III. 30. Difractograma de la muestra M-3	108
Figura III. 31. Agua termal del subsuelo que disuelve las rocas de la Formación El Abra y precipita en forma de Aragonito.	111

Figura III. 32. Variación en el lodo de carácter estacional.

Pág.
112

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO, EL GÉISER DE SAN JERÓNIMO	
Tabla III. 1. Principales plays productores de la Provincia Tampico- Misantla	90
Tabla III. 2. Minerales observados petrográficamente en la muestra M-1.	95
Tabla III. 3. Resultados de la difracción de RX de la muestra M-1.	97
Tabla III. 4. Minerales observados petrográficamente en la muestra M-2.	100
Tabla III. 5. Resultados de la difracción de RX de la muestra M-2.	102
Tabla III. 6. Minerales observados petrográficamente en la muestra M-3.	105
Tabla III. 7. Resultados de la difracción de RX de la muestra M-3	107

INTRODUCCIÓN

La palabra petróleo procede del latín *petroleus*, cuyas raíces significan *petra*: piedra y *óleum*: aceite. El petróleo es una mezcla de hidrógeno y carbono con cantidades menores de nitrógeno, oxígeno, sodio, azufre y otros como impurezas. En forma natural, se encuentra como gas, líquido o sólido; su color puede variar de negro hasta incoloro y puede existir en una o varias formas en un mismo lugar tanto en superficie como en el subsuelo y en el mar como en el continente.

Una manifestación superficial de hidrocarburos, se define como la evidencia en la superficie de una filtración de gas, petróleo o bitúmenes desde el subsuelo (ésta puede ser activa o pasiva). Debido a su naturaleza compleja y a la gran importancia que han tenido, tienen y tendrán las diferentes manifestaciones superficiales de hidrocarburos en el desarrollo de la industria petrolera, tanto a nivel nacional como internacional; es necesario su estudio mediante la participación de equipos multidisciplinarios.

Los indicadores de migración de hidrocarburos cercanos a la superficie, proporcionan a los analistas del sistema petrolero, información crítica sobre la roca generadora (tipo de materia orgánica), madurez (de la materia orgánica), migración (delimitación de los patrones de migración) y en determinado contexto geológico, la carga de hidrocarburos en prospectos específicos (Abrams, 2005).

Los carbonatos en estas filtraciones de hidrocarburos proporcionan excelente información del pasado de esta filtración y los parámetros ambientales asociados (Aharon et al., 1997; Bohrmann et al., 1998; Peckmann et al., 2001; Teichert et al., 2003; Kutterolf et al., 2008; Watanabe et al., 2008; Bayon et al., 2009a,b; Liebetrau et al., 2010). Se han obtenido patrones paleobiogeográficos, que reflejan la antigua configuración de la tectónica de placas, cambios del nivel del mar, así como la historia de la acumulación de materia orgánica, su sepultamiento, generación de hidrocarburo y migración de fluidos en el tiempo (Campbell, 2006).

En varios lugares de la Tierra existen manifestaciones superficiales de hidrocarburos, las cuales atrajeron la atención de los primeros exploradores en busca de posibles acumulaciones petrolíferas comerciales (Barberri, 1998); algunas de ellas asociadas con manifestaciones geotermales.

Este trabajo se ha estructurado de forma general en tres capítulos.

En el capítulo I se mencionan los diversos tipos de manifestaciones superficiales. Se hace una revisión de los diferentes tipos de chapopoterías, de las cuales las chapopoterías tipo

5.D. son causadas por intrusiones ígneas, como lo son las chapopoterías de la zona conocida como Faja de Oro. También se mencionan los diferentes tipos de manifestaciones geotermales y los sitios en los que se forman, así como los fenómenos que les dan origen a ambas manifestaciones.

En el capítulo II, se realiza una revisión de las diferentes chapopoterías que se han reportado en México, así como su importancia (i.e. los prolíferos campos petroleros de la denominada zona de la Faja de Oro).

En el capítulo III, caso de estudio del Géiser de San Jerónimo; conviene analizarlo en concordancia con el caso del pozo San Diego de la Mar-3, conocido también como “Cráter de Dos Bocas”, debido a la cercanía que tiene con el Géiser de San Jerónimo, y del cual se recuperaron tres muestras (M-1, M-2 y M-3) a las cuales se les realizó su descripción megascópica y petrográfica; así como estudios de difracción de rayos X, lo que permitió su correcta caracterización mineralógica.

De las observaciones realizadas en el sitio de estudio y de los análisis realizados a las muestras de roca, puede concluirse que dicho géiser refleja la gran actividad del sistema petrolero y geotermal en la zona, cuyo mayor estudio con técnicas como geoquímica y geofísica, permitiría a los investigadores en Ciencias de la Tierra, entender los fenómenos existentes; así como disminuir el riesgo en las etapas de exploración reduciéndose la incertidumbre en la evaluación de las cuencas y desarrollar los campos petroleros eficazmente.

OBJETIVOS

Objetivo General

El objetivo general de esta tesis es contribuir al conocimiento de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos para establecer un marco que permita contar con los elementos necesarios para la exploración de los recursos petroleros del subsuelo.

Objetivos Particulares

- 1) Analizar las diversas manifestaciones geotermales que se presentan en relación con los diversos tipos de chapopoterías.

- 2) Investigar sobre los procesos que intervienen en la formación y ocurrencia de chapopoterías y las manifestaciones geotermales, así como sus técnicas de estudio.

- 3) Realizar un análisis de las chapopoterías de México y de los procesos que intervienen en su ocurrencia.

- 4) Analizar el caso particular por intrusiones ígneas del Géiser San Jerónimo considerando su interrelación con la geología del área de San Diego de la Mar, en el Norte del estado de Veracruz.

METODOLOGÍA

La gran actividad del sistema petrolero en la cuenca de Tampico- Misantla puede apreciarse en el sin fin de manifestaciones superficiales en el área norte del Estado de Veracruz.

A través de la comunicación personal los ingenieros Igor Hernández Martínez y Gerardo Ochoa Alfaro, se tuvo conocimiento del géiser de San Jerónimo. De ahí surgió el interés de estudiarlo ya que representa un posible ejemplo de manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales que revelan la actividad de los sistemas en el área.

Para realizar el estudio, se efectuaron los siguientes pasos:

1.- Recopilación de toda la información disponible relacionada con los diferentes tipos de manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales. Incluye su definición, clasificación, sitios donde se observan, técnicas de estudio y su importancia; lo cual se concentra en el capítulo I de este trabajo.

2.- Recopilación de toda la información disponible relacionada con la zona en estudio. Comprende la revisión de cartas topográficas y geológicas de la zona; así como la revisión bibliográfica de los diferentes tipos de manifestaciones superficiales que se han encontrado en México y en particular en la zona de estudio; y su importancia en la historia petrolera nacional; lo cual se plasma en el capítulo II de esta tesis.

3.- Reconocimiento del área de estudio. Se visitó el sitio de estudio en dos ocasiones.

4.- Mapeo de las manifestaciones superficiales localizadas en el área de estudio, lo cual se plasma en los antecedentes del capítulo III.

5.- Estudio megascópico y petrográfico del material pétreo recuperado en el área, cuyos resultados se muestran en el capítulo III de este trabajo. La metodología a seguir, se enuncia a continuación:

- a. Descripción megascópica de las rocas en ejemplar de mano observado a simple vista y con ayuda de una lupa 14 X Coddington Baush & Lomb.
- b. Elaboración de láminas delgadas.

- c. Análisis y descripción de las láminas delgadas empleando el microscopio petrográfico (descripción microscópica), marca Carl Zeiss. Se obtuvo el porcentaje de cada mineral que constituyen a la roca en muestra total. La descripción de morfología se obtuvo mediante los términos euhedral (la mayoría de las caras del cristal bien definidas), subhedral (cristales con algunas caras definidas) y anhedral (cristales amorfos sin caras definidas).
- d. Toma de fotomicrografías de campos representativos, con objetivo de 2.5X y un ocular de 10X; en todos los casos se tomaron fotomicrografías con luz paralela y nicols cruzados (mediante la utilización de software KS-300 analizador de imágenes, marca Carl Zeiss).

6.- Análisis de difracción por rayos X de las muestras recuperadas para su caracterización mineralógica y química, lo cual se concentra en el capítulo III de esta tesis. La metodología a seguir fue la siguiente:

- a. Llevar la muestra a polvo
- b. Análisis de los polvos con un Difractómetro de Rayos X, marca Bruker d8 Advance en el Laboratorio de Materiales Avanzados del Centro de Investigación en Micro y Nanotecnología de la Universidad Veracruzana. En todas las muestras se realizó primero, un barrido en 2θ (θ) de 10 a 130°. El tipo de barrido utilizado fue Locked Coupled, el cual sigue la geometría Bragg-Brentano, que es la que se ocupa exclusivamente para muestras en polvos y utiliza la ley de Bragg.
- c. Obtención e interpretación del difractograma, donde se muestra la aparición de las fases cristalinas presentes.

7.- Discusión e interpretación de resultados.

CAPÍTULO I. MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS Y GEOTERMALES.

I.1. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS.

Una manifestación superficial de hidrocarburos, se define como la evidencia en la superficie de una filtración de gas, petróleo o bitúmenes desde el subsuelo (ésta puede ser activa o pasiva). Ocurren cuando existe algún conducto que permite la migración hacia la superficie, desde una roca generadora activa (roca que está generando y expulsando petróleo en el momento crítico debido a que se encuentra en la ventana de generación del aceite; Dow, 1977a) o de un yacimiento que esté filtrando crudo. Son comunes en discordancias aflorantes y en capas homoclinales permeables. También se observan a través de fallas normales o inversas. Frecuentemente se asocian a intrusiones salinas o volcanes de lodo y suelen relacionarse a regiones con actividad sísmica. Estas manifestaciones pueden dividirse en directas; las cuales son producidas por la aparición en los afloramientos de los mismos hidrocarburos los cuales pueden ser activos o vivos y muertos o fósiles; e indirectas, las cuales son manifestaciones de hidrocarburos sin que estos sean visibles (Rodríguez, 1985).



Figura I. 1. Ocurrencia de hidrocarburos en la naturaleza.

Las manifestaciones directas activas o vivas, se refieren a áreas donde los hidrocarburos del subsuelo se encuentran en grandes concentraciones en sedimentos someros y en la

columna de agua. Son aquellas que muestran una circulación subterránea activa, en donde interviene el petróleo vivo, el gas y agua, su aspecto en la superficie varía por la naturaleza del producto y su caudal.

Existen por la presencia de acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo los cuales migran a través de millones de años. Dichas manifestaciones son una mezcla de crudo, asfalto, gas natural y agua.

La salinidad del agua varía desde agua dulce a salmuera, lo cual depende de la roca generadora, la ruta de migración y el tiempo geológico. En algunas ocasiones estas manifestaciones proveen agua a plantas y animales (California Government, 2011). Se tienen reportes de las manifestaciones directas desde hace 3,000 años a. C. en el Medio Oriente. Las emanaciones de hidrocarburos se designaron con nombres del idioma vernáculo donde aparecían. La Sagrada Biblia contiene referencias al petróleo en su forma más cruda y se le menciona como brea, asfalto o aceite de piedra. Ejemplos Génesis: VI-14, XI-3, XIV-10; Job: XXIX-6; Deuteronomio: XXXII-13:13; 2; Macabeo I (19-22).

En las riberas del mar Muerto eran tan abundantes que los romanos lo designaron *Lacus Asphaltitus*. A las emanaciones petrolíferas las llamaron los egipcios *mumiya* (árabe), es decir, betún para embalsamar. Los persas le decían *mum*, lo que identificó a la palabra momia con el asfalto o betún. Los colonos de los hoy Estados Unidos las denominaron *seepages*, y los incas *copey*, mientras que en Venezuela se les conoce como *mene* (Barberri, 1998).

El vocablo castellanizado, chapopote o chapapote, proviene de la palabra del lenguaje náhuatl *chapopoctli*, de *chiahuatl* = grasa y *poctli* = humo (Domínguez, 2003 in De la Garza, 2006).

Navarro (2004) cita que el vocablo náhuatl "*chapopotli*" o "*chapuputli*" está conformado por dos palabras: "*tzouctli*", que significa pegamento o goma, y "*popochtli*" que es olor, humo o perfume.

También se considera a la palabra chapopote, formada por la unión de tres palabras mayas (*chaách*: mascar; *paak*: embarrar, y *p'ó*: lavar), que pasaría al náhuatl como *chapopotli* (Borja, 2008).

Ordóñez (1932) menciona que las chapopoteras son exudaciones naturales de petróleo que afloran, por ejemplo, de hendiduras de rocas y van formando verdaderos charcos. Explica que generalmente aparecen grupos de chapopoteras y por su cercanía llegan a formar lagunas más grandes.

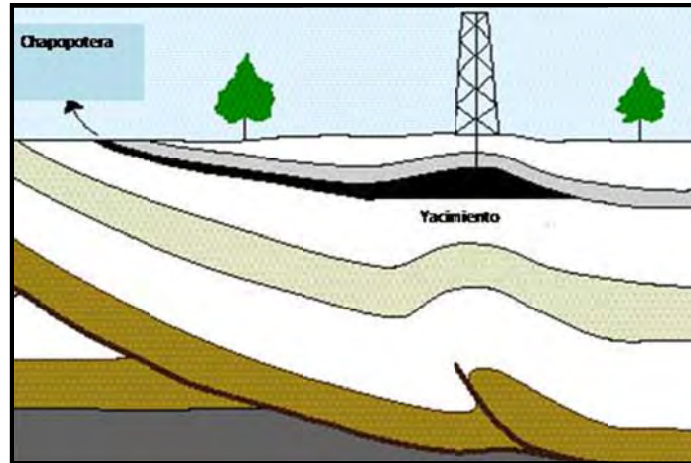


Figura I. 2. Sección vertical de la corteza terrestre. Se observa un yacimiento de petróleo en un anticlinal. Parte del hidrocarburo puede fugarse del pliegue y formar una chapopotera (Traducido de <http://geomaps.wr.usgs.gov/seeps/what.html>).

Link (1952) define a una chapopotera o gasera como un lugar en la superficie terrestre donde los hidrocarburos líquidos o gaseosos han alcanzado la superficie y pueden observarse, es decir, que debe existir notoriamente suficiente gas o aceite (activo o inactivo) para que pueda considerarse una chapopotera o relicto de esta.

Las filtraciones de fluidos ricos en hidrocarburos en sedimentos marinos son llamadas "cold seeps" (Judd and Hovland, 2007).

Es difícil encontrar una definición exacta o término que describa el fenómeno de filtración (seepage). Existe discusión si llamarlas respiraderos (vent) o filtraciones, frías (cold) o calientes (hot), pero parámetros como la tasa de flujo y temperatura son solo relativas (Aharon, 1994).

Campbell (2006) propuso una definición para una manifestación de hidrocarburos como: "la descarga de fluido a tasas variables y temperaturas generadas de la acumulación y sepultamiento de la materia orgánica, su transformación a hidrocarburos y su migración y liberación de la cuenca sedimentaria".

Abrams (1992) define al sistema petrolero de las filtraciones (Petroleum Seepage System) como las interrelaciones entre el relleno total de la cuenca y su tectónica (patrones de migración), generación de hidrocarburos (fuente y madurez), flujo de fluidos regionales (régimen de presión e hidrodinámica), y procesos cercanos a la superficie (zona de máxima perturbación). Tiene cuatro elementos: actividad de la filtración, tipo de filtración,

foco de migración y alteraciones causadas por la filtración cercanas a la superficie (Abrams, 2005).

Las chapopoterías forman parte del proceso de migración de los hidrocarburos hasta las rocas que los almacenan. Cuando el petróleo es expulsado de la roca que lo genera, viaja a través de conductos permeables hacia las rocas porosas donde se acumula formando los yacimientos. Cuando no existen capas de rocas impermeables que impidan el paso del petróleo emanado naturalmente hacia la superficie, se forman las chapopoterías (PEMEX, 2009).

Existen diferencias significativas entre chapopoterías terrestres y chapopoterías en el mar, debido a que estas últimas se encuentran sujetas al peso de la columna de agua marina y al movimiento de los sedimentos en el fondo marino. Las chapopoterías están afectadas por cambios en la marea y tanto en el continente como en el mar, la presencia de estas se ven favorecidas por actividad sísmica. Como la temperatura del océano es más constante que la del aire y la del subsuelo, el agua del subsuelo no sube rápidamente o desciende en las chapopoterías en días cálidos o fríos; sin embargo se observan índices estacionales en las chapopoterías (BOEMRE).

El aceite de las chapopoterías presenta propiedades características tales como apariencia (pegajoso o espeso como alquitrán, oscuro y líquido como café exprés), olor e inflamabilidad. Las filtraciones de aceite asfáltico pueden cambiar a asfalto por la alteración superficial y formar lagos de asfalto (Russell, 1951), que son chapopoterías asociadas a manantiales en donde se observa claramente una película de aceite sobre el agua (Santana, 1985).

Se considera que los lagos de asfalto se formaron durante el Pleistoceno y por razones geológicas similares. Dichos lagos están asociados a fallas profundas entre dos placas tectónicas por la presión de subducción creada contra las rocas generadoras de aceite subyacente, el aceite migra hacia la superficie y lentamente se transforma en bitumen y en el camino adquiere arcilla y agua, que al enfriarse se convierte en asfalto (Geological Society of Trinidad & Tobago, 2010).

El lago Pitch, es el depósito natural de asfalto más grande del mundo en volumen. Se localiza en La Brea, al suroeste de Trinidad. Cubre cerca de 40 hectáreas y tiene en su parte más profunda 75 m (Geological Society of Trinidad & Tobago, 2008). El lago Guanoco o Bermudez, es el segundo depósito natural más grande del mundo en volumetría y el más grande en área. Se localiza en Venezuela, en el estado de Sucre y el

cual tiene una extensión de 445 hectáreas y su profundidad varía entre 1.5 y 2 m (Geological Society of Trinidad & Tobago, 2010).

El campo McKittrick en el oeste del condado Kern (California) presenta numerosas chapopoterías, de las cuales algunas fluyen hacia el drenaje del Valle de San Joaquín y La Brea, es una de las localidades de fósiles de tigres dientes de sable y mamuts más famosas del mundo y se localiza a 5 millas al este del centro de Los Angeles (http://walrus.wr.usgs.gov/seeps/la_brea.html).

Los escapes de gas (gaseras o gas seeps en inglés) son muy frecuentes en las chapopoterías debido a la mayor fluidez del gas, el cual puede migrar más fácilmente por conductos pequeños, de sitios más distantes y en cualquier tipo de roca como cerca de Puerto Ángel, Oaxaca, donde se observan emanaciones de gas en rocas metamórficas (Santana, 1985). Algunos se conocen desde tiempos remotos como los fuegos eternos de Bakú, donde se observan escapes de gas en Azerbaiján los cuales pueden presentar ignición (BOEMRE). Son fáciles de detectar si ocurren en un cuerpo de agua, debido a la presencia de burbujas (Russell, 1951).

Los volcanes de lodo son montículos cónicos o lomeríos con un cráter en su cima que se forman por diapirismo de arcilla inyectada por el gas a alta presión (Santana, 1985). Llegan a tener alturas hasta de 1000 pies (como el de Bakú) y diámetros de 5700 pies como uno en la isla de Timor (Russell, 1951).

Las manifestaciones superficiales de hidrocarburos directas pasivas o fósiles, son todas las evidencias de hidrocarburos en las rocas. Generalmente son hidrocarburos sólidos: asfalto, betún o brea que se impregnan en las arenas y rellenan fisuras o espacios entre estratos.

Las arenas bituminosas son yacimientos fósiles en rocas sedimentarias que al aflorar, la acción del oxígeno contenido en la atmósfera y en las aguas meteóricas, aunada al ataque de las bacterias aeróbicas destruyen los compuestos más ligeros, conservando la fracción más pesada del aceite. Estos sedimentos pueden cubrir grandes extensiones, las más famosas son las arenas bituminosas de Athabasca, en Alberta, Canadá.

El aceite muerto es un compuesto sólido de color café oscuro o negro, con fractura concoidal. Sus diversos nombres se deben a su composición. Es la fracción más pesada del petróleo, el cual quedó atrapado durante la migración en los poros de las rocas o fósiles que posteriormente fue oxidado (Santana, 1985).

Las áreas con manifestaciones pasivas incluyen muchas cuencas intracratónicas, en el mar de Alaska, plataforma NW de Australia, Sumatra Central y partes del Mar del Norte (Schumacher, 2000).

Las manifestaciones superficiales indirectas de hidrocarburos, no son hidrocarburos como tal, sino materiales asociados a estos. Algunos son: ácido sulfúrico, yeso pulverulento, algaritas, bacterias vivientes y rocas generadoras entre otros.

El ácido sulfúrico se encuentra asociado con el petróleo y su aparición en superficie como sulfuro de hidrógeno, aguas sulfurosas y azufre, puede indicar la presencia de una acumulación de petróleo.

Las formaciones superficiales de yeso pulverulento blanco en superficie y marrón a profundidad, que contiene minerales sulfurosos y aragoníticos son producidos por la acción de ciertas bacterias sobre los hidrocarburos gaseosos.

La formación de algaritas (sustancias orgánicas amarillentas de aspecto córneo que se encuentran sobre los volcanes de lodo) es debida a la acción bacteriana sobre parafinas y gases de los hidrocarburos.

Los procedimientos de prospección geomicrobiológica, buscan zonas ricas en bacterias vivientes en los hidrocarburos y su relación con los yacimientos. La presencia de rocas madre en terrenos sedimentarios ricos en materia orgánica o en pirita que indican un medio reductor, puede ser considerado como indicio directo (Santana, 1985).

De todas las manifestaciones superficiales de hidrocarburos anteriormente mencionadas, se ahondará en las chapopoterías ya que es el objeto de estudio de esta tesis.

I.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE MANIFESTACIONES SUPERFICIALES GEOTERMALES.

De acuerdo con Llopis y Rodrigo (2008) las manifestaciones superficiales geotermales son aquellas manifestaciones superficiales visibles del calor de la Tierra, y han atraído la investigación y el estudio de los recursos de energía geotérmica.

Las manifestaciones superficiales geotermales se clasifican en:

- Volcán: Abertura en la corteza terrestre por la cual emana lava, vapor y/o cenizas con fuerza, o que pueden derramarse continuamente o a intervalos.
- Aguas termales: Manantial natural del que brota agua más caliente que la temperatura del cuerpo humano. Puede formar lagunas o fluir por arroyos. Se les

denomina como bicarbonatados, sulfatados o clorurados de acuerdo a su predominancia en la composición del agua.

- Géiser: Surtidor intermitente de agua líquida mezclada con vapor de agua, a una temperatura entre 70 y 100 °C, con gran cantidad de sales disueltas y en suspensión. Los minerales disueltos en el agua quedan depositados alrededor del géiser a modo de escoria o de sílice amorfa (geiserita). Muchos géiseres en el mundo se han extinguido o vuelto inactivos por causas naturales o por la instalación en sus inmediaciones de plantas de energía geotérmicas, como, por ejemplo, en Wairakei (Nueva Zelanda) y en Nevada (EE.UU.). La mayor concentración de géiseres en el mundo se encuentra en el Parque Nacional de Yellowstone (Wyoming, EE.UU.).
- Fumarolas: Nombre genérico dado a la emisión de gases y vapores de agua a temperaturas muy elevadas, en ocasiones pueden alcanzar 500 °C. Se les denomina, en función de su composición química como carbónica, sulfurosa, clorhídrica y otros. Cuando la fumarola es rica en ácido bórico, se le llama sofioni. Las solfataras, además de vapor de agua a 90 – 300 °C, contienen sulfuro de hidrógeno que, en contacto con el aire, se oxida y deposita azufre alrededor de la abertura. Las mofetas son fumarolas más frías con temperaturas inferiores a 90 °C, que desprenden grandes cantidades de anhídrido carbónico.
- Volcanes de lodo (mud pots): Erupciones de gases y lodo que aparecen donde no hay bastante agua para sostener un géiser o una fuente termal. El vapor y los gases burbujean a través del lodo formado por la interacción de los gases con rocas sedimentarias. En Italia se llaman salsas. Son más frecuentes en yacimientos petrolíferos relativamente poco profundos, donde los gases emanados elevan arcillas sumamente hidratadas, llegando a formar charcas o lagunas.

Morris (2006) menciona que existe una estrecha relación entre los volcanes de lodo y los géiseres. La diferencia radica en que la mayoría de los volcanes de lodo lanzan chorros de agua hirviendo junto con el lodo, pero en el caso de los géiseres, el agua hirviendo se expulsa sola, sin ningún tipo de impregnación visible, aunque puede llevar algunos minerales en solución, como la sílice, carbonato de calcio o azufre, que suelen estar presentes. Se ha demostrado experimentalmente que las aguas calientes carbónicas que contienen calcio, depositan aragonita (Pérez, 2006). Su formación puede dividirse en tres etapas. Primero, en algunos lugares, el agua se filtra por el suelo y entra en contacto con

rocas muy calientes situadas a profundidad. Calentada por esas rocas el agua asciende y acaba saliendo a la superficie, entre burbujeos en fuentes termales. Después, el agua de las fuentes termales se enriquece en minerales disueltos, entre ellos el calcio y el carbono. Al evaporarse y convertirse en vapor, precipita estos compuestos en el suelo, que al combinarse con el oxígeno, forma los cristales del aragonito. Puede ser depositada por fuentes hidrotermales y estar asociado a capas de yeso y depósitos de hierro (Pérez, 2006).

De todas las manifestaciones superficiales geotermales anteriormente mencionadas, se observa la presencia de un geiser, lodo y manantiales termales asociados a la chapopotería que es objeto de estudio de esta tesis.

I.3. TIPOS DE CHAPOPOTERAS

De acuerdo con Link (1952), existen 5 tipos principales de chapopoterías:

Tipo I. Chapopoterías emergiendo de estratos de un homoclinal, donde los estratos impregnados de aceite afloran.

Generalmente este tipo de chapopoterías no son prolíficas porque el hidrocarburo se mueve lentamente hacia el afloramiento. Por lo general son pequeñas en volumen, pero persistentes en actividad.

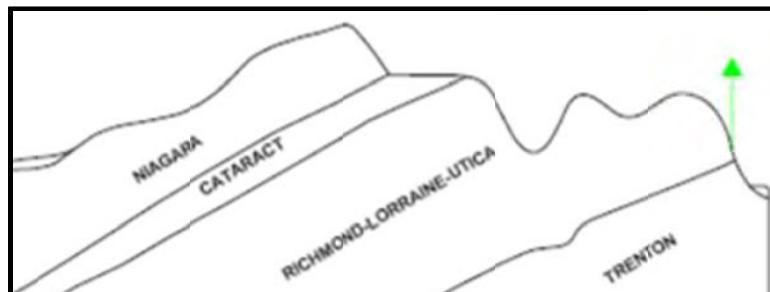


Figura I. 3. Chapopotería Tipo I. Manitoulin IS., Ontario (Tomado de Link, 1952).

Tipo 2. Chapopoterías asociadas a estratos de rocas generadoras fracturados.

Las fracturas de estos estratos liberan aceite en pequeñas cantidades, lo que constituye un pequeño indicador en superficie.

La figura I. 4 muestra una chapopotera en lutitas negras, la cual bajo condiciones normales no tiene aceite libre. Después de su fracturamiento, las lutitas liberan pequeñas cantidades de aceite libre de alto grado, suficiente para originar pequeñas chapopoteras. Algunas chapopoteras en calizas también se forman de éste modo, al ser plegadas o falladas.

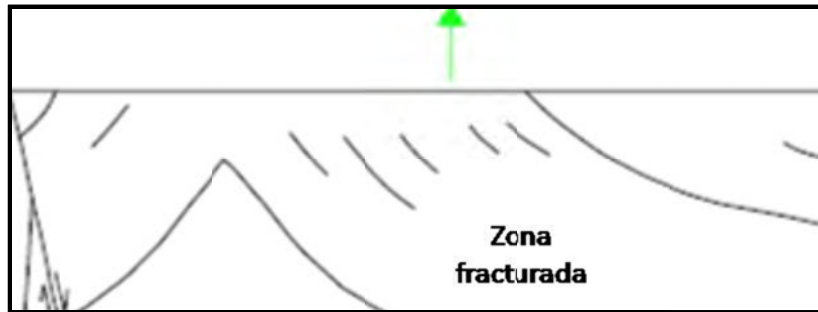


Figura I. 4. Chapopotera Tipo 2. Valle Sixaola, Costa Rica (Adaptado de Link, 1952).

Tipo 3. Chapopoteras de aceite y gas procedentes de grandes acumulaciones de aceite que han sido liberadas por erosión o los yacimientos han sido fracturados o plegados.

Estas chapopoteras son frecuentemente muy grandes y forman muchas de las áreas más grandes de chapopoteras en el mundo.

Tipo 3. A. Chapopotera sobre una falla normal interrumpiendo estratos horizontales.

Las chapopoteras que ocurren a lo largo de estratos con fallas normales de un homoclinal, son comunes. Pueden ser por interrupciones de los homoclinales (Tipo 1) o por fuga de acumulaciones en estructuras cercanas. Se han descubierto grandes cantidades de aceite cercanas a fallas normales. Varios campos de la costa del Golfo de México y del este de Venezuela son de este tipo.

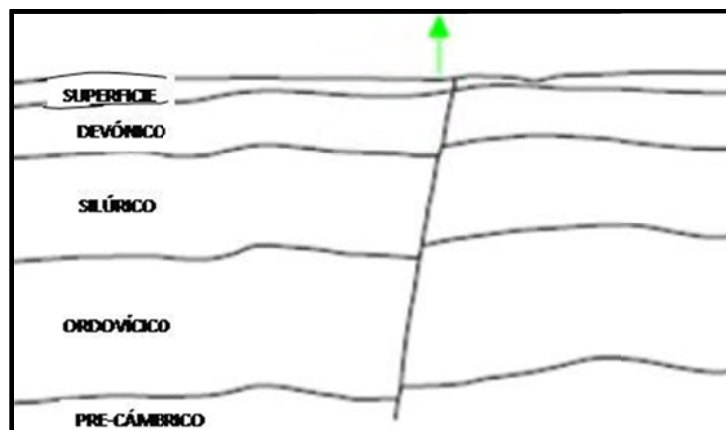


Figura I. 5. Chapopotera Tipo 3. A. Campo Rothwell, Ontario (Adaptado de Link, 1952).

Tipo 3. B. Chapopotera por escape de hidrocarburos de un yacimiento arrecifal.

Los pozos del campo Norman están sobre calizas arrecifales. El aceite proviene de zonas de falla en el borde del arrecife. El fallamiento es causado por plegamientos sobre el arrecife por sí mismo y es un claro ejemplo de disipación de una trampa estratigráfica a través de fallas de tensión sin plegamiento.

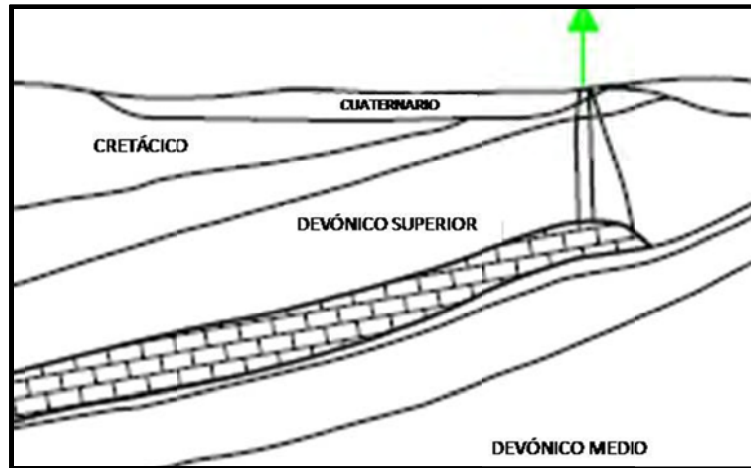


Figura I. 6. Chapopotera Tipo 3.B. Pozos Norman, Canadá (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 3. C. Asociada a falla normal.

Una chapopotera de éste tipo, se caracteriza por una falla normal con sedimentos en un lado y rocas ígneas en el otro. Es posible que la chapopotera ocurra sin fallamiento. La falla, sin embargo, probablemente ayuda a la migración de aceite hacia la superficie. Este tipo de chapopotera a lo largo de la margen de la cuenca implica que el aceite fue generado en los estratos sedimentarios de esta.

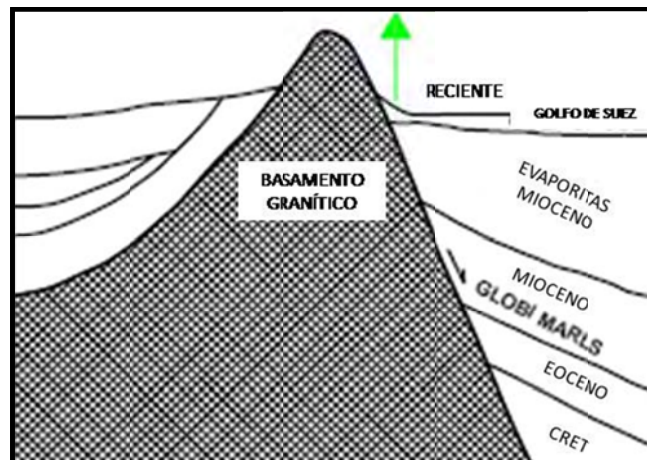


Figura I. 7. Chapopotera Tipo 3.C. Gebel Zeit, Egipto (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 3. D. Anticlinal Erosionado.

Este tipo de chapopotera ocurre donde las estructuras anticlinales fueron erosionadas y han dejado expuestos los yacimientos de hidrocarburos. Aunque el yacimiento esté expuesto, esto no significa que el aceite y gas no empiecen a fugarse hasta que el estrato productor sea cortado. En breve, las manifestaciones empiezan a través de pequeñas fracturas, y con la desaparición del gas y de los componentes ligeros, el aceite remanente pesado y el bitumen, comúnmente vuelven a sellar por sí mismo el yacimiento erosionado.

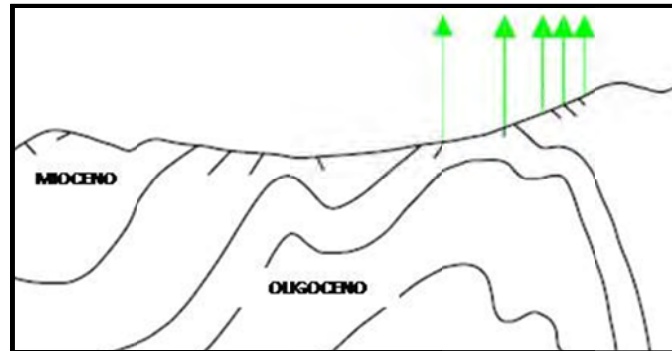


Figura I. 8. Chapopotera Tipo 3. D. Hombre Pintado, Venezuela (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 3. E. Estructura íntegra donde aceite y gas ascienden por pequeñas fracturas en la roca sello.

Son chapopoteras en una estructura sin fallamiento mayor; presenta una buena roca sello y las chapopoteras ocurren justo en la inflexión de la cresta.

En Irán, en el Campo Masjid-I-Solaiman, se considera que la chapopotera es producto del yacimiento de calizas Asamari. Aunque aparentemente no existen indicadores de fallamiento mayor, es suficiente el fracturamiento menor en la roca sello y sobre los estratos suprayacentes presentes que permiten el paso del aceite hacia arriba.

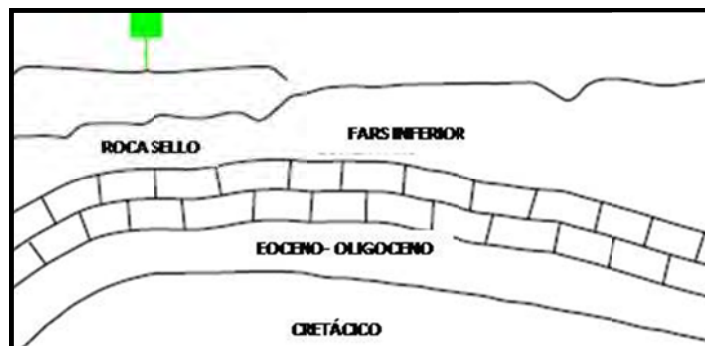


Figura I. 9. Chapopotera Tipo 3. E. Campo Masjid-I-Solaiman, Irán (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 3. F. Aceite que asciende a través de fallas menores en una estructura productora.

La Cira es un amplio pliegue dómico con fallamiento considerable en su cresta. La producción empieza a mil pies o menos. En la cima de la estructura existen numerosas chapopoteras, las cuales son producto de la migración de las zonas productoras hacia arriba a través de fallas.

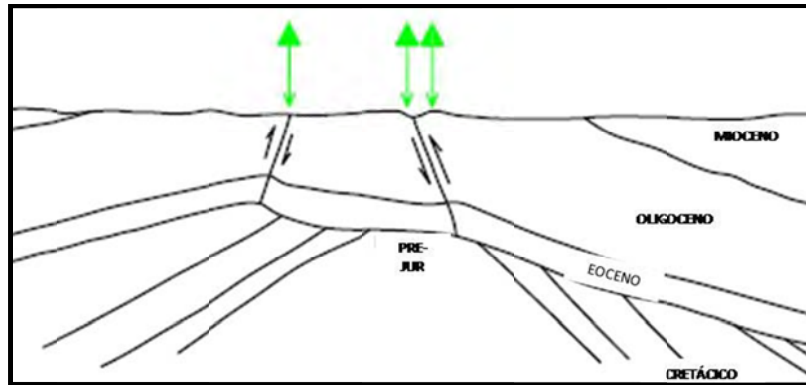


Figura I. 10. Chapopotera Tipo 3. F. Campo La Cira, Colombia (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 3. G. Asociada con una falla inversa

En la figura I. 11 se muestran a las chapopoteras más simples en fallas inversas. Del lado derecho de la falla, los estratos productores han sido fracturados hacia la superficie y han liberado su aceite. Los campos productores están en el lado izquierdo de la falla, y aunque los yacimientos se interrumpen, estos no han perdido todo su aceite. Este campo, conectado con La Cira al norte, ha producido 400 millones de barriles de aceite desde 1918. La represurización y la inyección de agua iniciaron hace varios años, y actualmente la mayoría de las chapopoteras han desaparecido conforme el campo ha sido desarrollado. Estas chapopoteras son muy prolíficas, y el residuo de asfalto que dejan en el suelo indica que muchos millones de barriles de aceite se han perdido antes que el hombre alcanzara los yacimientos con la perforación.

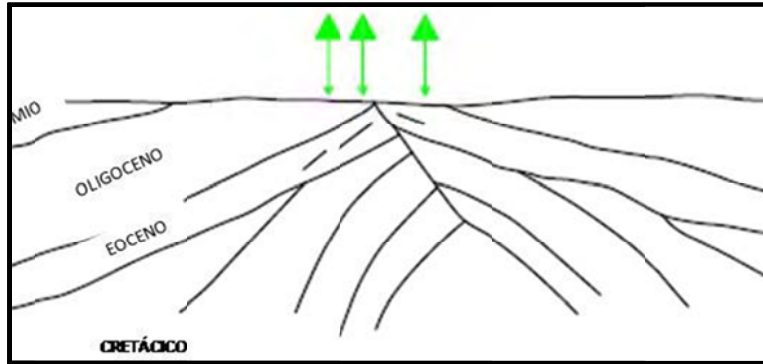


Figura I. 11. Chapopotera Tipo 3. G. Campo Infantas, Colombia (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 3. H. Asociada con una falla inversa alejada del pliegue subyacente.
 La mayoría de los campos petroleros descubiertos en Irak e Irán han estado asociados a chapopoteras o gaseras. Estas manifestaciones no están necesariamente sobre la estructura en el subsuelo. La formación Fars Inferior que sobreyace la roca sello es una sección de anhidrita y sal, y durante el último plegamiento que fue de tipo compresional, esta masa de sal y anhidrita fluyó en varios lugares que fueron plegados sobre las rocas sello más competentes. El indicador en superficie de la estructura no coincide con el subsuelo, y generalmente es necesario perforar una serie de pozos para definir la estructura productora. En el campo Naft Khaneh, el gas y aceite escapa a través de fracturas en el sello que migran por la falla inversa.

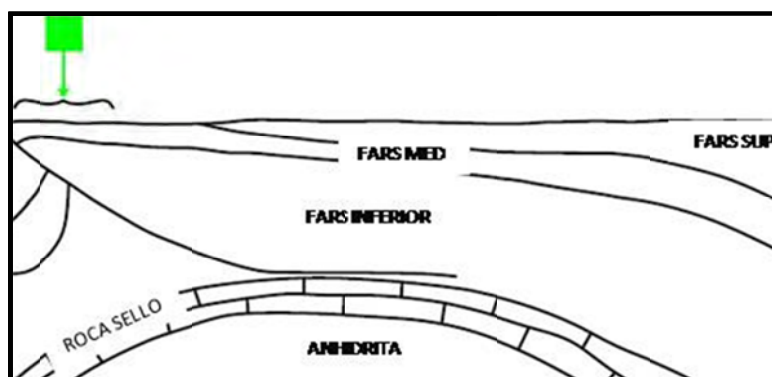


Figura I. 12. Chapopotera Tipo 3. H. Campo Naft Khaneh, Irak (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 4. Chapopoteras a lo largo de discordancias.

Estas chapopoteras colectan aceite de otros tres tipos de chapopoteras y el hidrocarburo sigue su camino a lo largo de contactos discordantes. Es difícil de reconocer la fuente del aceite encontrado en disconformidades, pero deben ser grandes y probablemente representan la fuga de varios depósitos echado abajo. Las arenas bituminosas de Athabasca pueden tener su origen de esta manera.

Chapopotera Tipo 3 y 4.

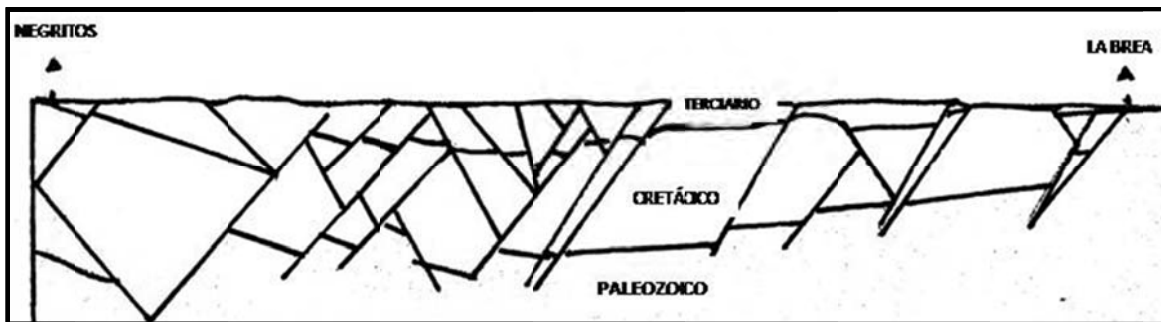


Figura I. 13. Chapopotera Tipo 3 y 4. Sección W-E. Negritos a Amotape, Perú (Adaptado de Link, 1952).

En la sección W-E, los campos productores del estado de Parinas en el oeste de Perú representan un caso de bloques por fallamiento complejo. Las grandes chapopoteras ocurren cerca de las rocas cristalinas de las Montañas Amotape en las que todas las rocas sedimentarias tienen espesores delgados.

Los grandes depósitos de La Brea, se considera son ocasionados por filtraciones a través de las fallas, aunque también pudieran ser causados por el ascenso del aceite por un contacto Paleozoico. Los primeros pozos fueron perforados cerca de esta falla y producen pequeñas cantidades de aceite pesado. Hacia el final de la sección hacia el W, existen manifestaciones de aceite ligero procedentes de la arena Parinas, la zona productora más prolífica en estos campos. No existen registros de otras manifestaciones en los campos complejamente fallados. El aceite producido es de alta gravedad, indicativo de filtraciones escasas o nulas; lo cual revela que no todas las fallas son canales de migración ascendente y que existen sellos eficientes a lo largo de las fallas de desplazamiento.

Chapopotera Tipo 4. A. Sobre estratos homoclinales sobreyaciendo a una estructura plegada o fallada.

En este tipo de chapopotera, la producción está definida por el sello de bitumen en las márgenes y encima del área productora. La gravedad del aceite es más alta en el centro del campo, 23.5 °API e inferior alrededor de las márgenes 10.5 °API. La gravedad promedio es 16.7 °API. Hacia el este, a lo largo de una falla, se encuentra el lago de asfalto Guanoco. Quiriquire es casi un lago de asfalto, solo que su perforación inició a tiempo evitando su formación.

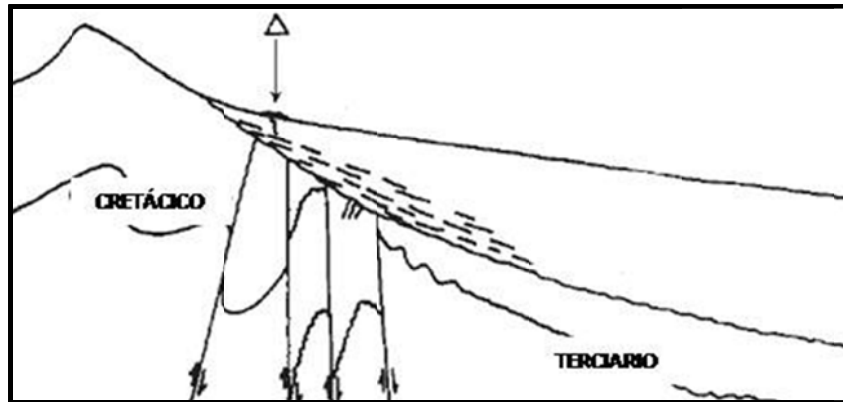


Figura I. 14. Chapopotera Tipo 4. A. Quiriquire, Venezuela (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 4. B. De una discordancia y erosión de un acuífero de estratos impregnados de aceite.

Los campos prolíficos del Mioceno en la Costa Bolívar a lo largo del Lago de Maracaibo en Venezuela, es una gran cuña sedimentaria. Esta cuña del Mioceno desaparece completamente al este del Lago de Maracaibo. La presencia de grandes acumulaciones de arenas bituminosas y chapopoteras revelan este acuífero, y sobre estas manifestaciones a profundidades de pocos cientos de pies o menos, los primeros pozos productores fueron perforados. La gravedad de este aceite superficial es pesada, pero echado abajo se vuelve más ligero. Es posible que una gran cantidad de aceite se convirtiera en asfalto cuando las arenas se ocluyeron, así como se acuñaron.

Hacia el lago, y debajo de la discordancia Mioceno- Oligoceno, el aceite del Eoceno que se obtiene es de una densidad mucho más elevada, lo cual hace pensar que esta acumulación está controlada completamente por la estructura. El aceite del Mioceno es considerado por algunos como autóctono, sin embargo otra corriente piensa que procede del Eoceno y que ha seguido la ruta de la discordancia. En el lado Oeste de la Cuenca de

Maracaibo, todas las rocas sedimentarias, se tornan eventualmente más delgadas y desaparecen en las rocas ígneas cristalinas de las Montañas Perija. Grandes manifestaciones ocurren a lo largo de estos acuíferos. Algunas de estas filtraciones son puntos de discordancias, y otras son debidas a fallas.

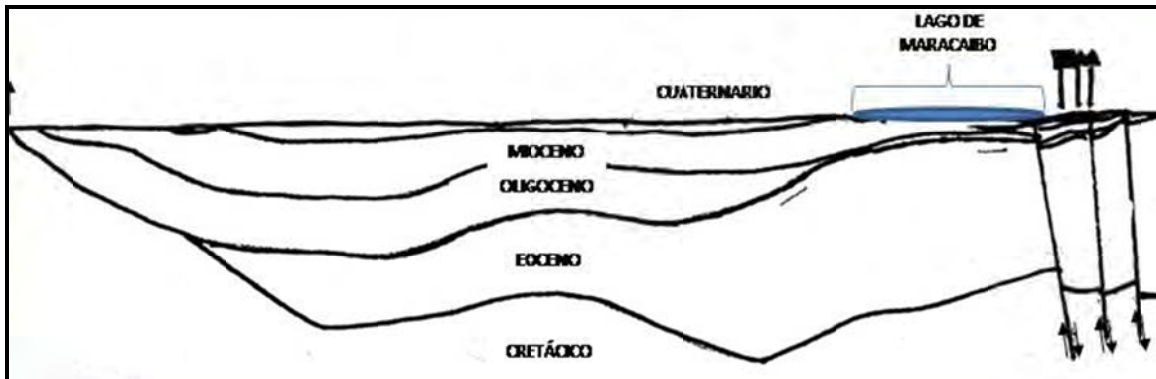


Figura I. 15. Chapopotera Tipo 4. B. Maracaibo, Venezuela (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera Tipo 4. C. Manifestaciones por discordancias en ambos lados de la cuenca.
 La cuenca Uinta tiene varios tipos de manifestaciones de aceite y residuos de bitumen, que van del rango de sólidos, pasando por estado viscoso a aceite y areniscas saturadas de asfalto. La figura I. 16 ilustra las arenas aceítíferas y saturadas de asfalto del Grupo Mesa Verde, los hidrocarburos probablemente han migrado a lo largo de discordancias y se presentan actualmente en superficie.

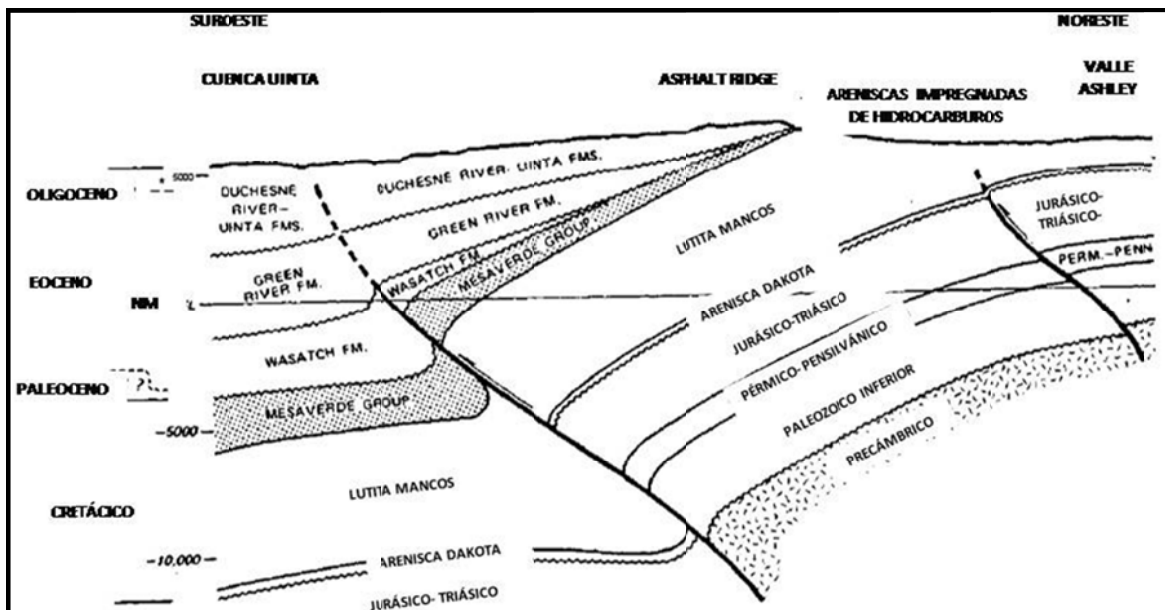


Figura I. 16. Chapopotera Tipo 4. C. Cuenca Uinta, Utah (adaptado Ritzma, 1974).

Tipo 5. Chapopoterías asociada con intrusioniones: volcanes de lodo, intrusiones ígneas y domos salinos

Las chapopoterías de éste tipo, pueden o no estar asociados con yacimientos fracturados.

Chapopotería 5. A. Por domos salinos.

Varios domos de sal producen chapopoterías solo en los flancos de la estructura, porque las formaciones productoras alrededor han sido cortadas por intrusiones salinas o acuñadas hacia la cima. Manifestaciones de aceite, gas, agua salada y agua sulfurosa alcanzan la superficie en varios lugares a través de la falla de desgarre alrededor y sobre los domos.

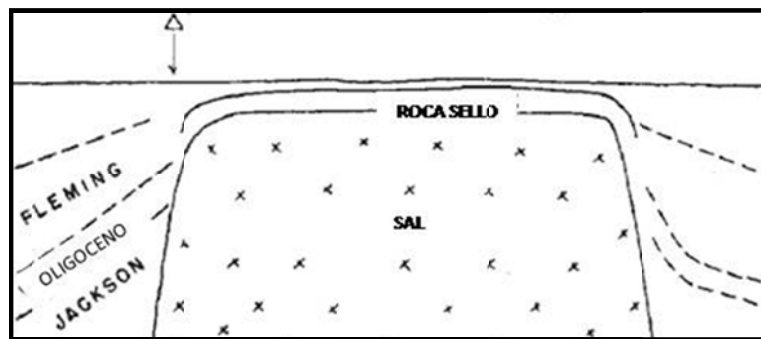


Figura I. 17. Chapopotería Tipo 5. A. Montículo Damon, Texas (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotería 5. B. En rocas sedimentarias bordeadas por serpentina.

En Cuba se encuentran varias chapopoterías, sin embargo no tiene producciones prolíficas, a pesar de excepciones inexplicables.

Con solo una o dos excepciones menores, el aceite de Cuba se produce de rocas almacén con serpentina. La serpentina está asociada con calizas oscuras y lutitas aceitíferas. Las manifestaciones en estos sedimentos son generalmente negras y de aceites pesados, mientras que el aceite en rocas con serpentina es gasóleo y puede utilizarse tal como sale del pozo como combustible de automóvil.

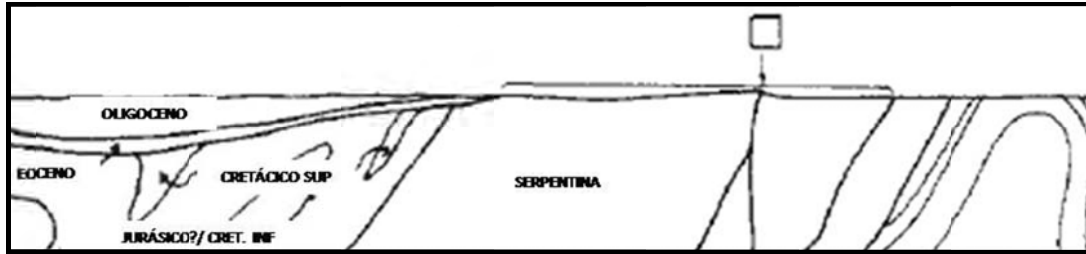


Figura I. 18.- Chapopotera Tipo 5. B. Campo Motembo, Cuba (Adaptado de Link, 1952).

Chapopotera 5. C. Asociadas con volcanes de lodo.

El campo los Pedernales en el este de Venezuela es un pliegue diapírico con producción en el flanco buzante al norte del pliegue. Los volcanes de lodo, con aceite, gas y agua son numerosos en la zona fracturada en la cresta de la estructura y parecen estar conectados con una orogenia muy joven. Son identificados en áreas con complejidad geológica tales como zonas de fallas y pliegues diapíricos. Los volcanes de lodo expulsan grandes cantidades de material y detritos, algunos de los cuales son más antiguos y diferentes que las rocas sedimentarias alrededor. Cuando están asociados a aceite y gas, se asume que las formaciones contienen yacimientos de hidrocarburos.

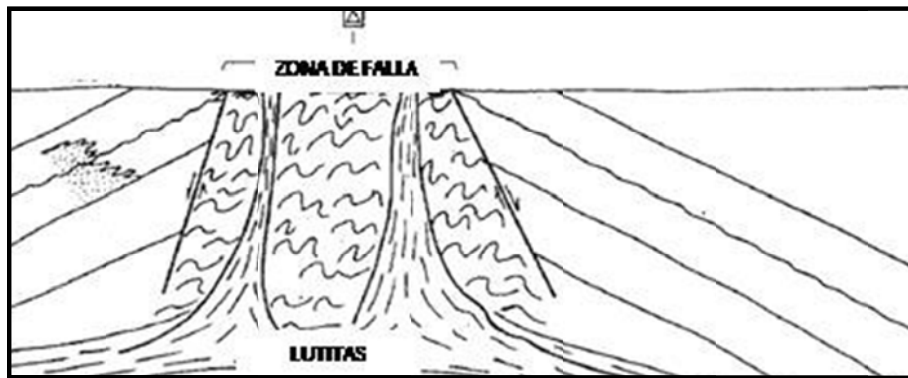


Figura I. 19. Chapopotera Tipo 5. C. Pedernales, Venezuela (Adaptado de Link, 1952).

Chapopoteras 5. D. Causadas por intrusiones ígneas.

Muchas de las chapopoteras en México, están asociadas con un stock. Estas intrusiones penetran la sección sedimentaria entera y en el contacto entre rocas ígneas y sedimentarias las chapopoteras son comunes. Este tipo de chapopotera y sus manifestaciones geotermales asociadas serán analizados como caso de estudio en la última parte de esta tesis.



Figura I. 20. Chapopotera Tipo 5. D. Faja de Oro, México (Adaptado de Link, 1952).

I.4.- FORMACIÓN DE LAS CHAPOPOTERAS Y SITIOS DONDE SE OBSERVAN

Las emanaciones o filtraciones se originan como consecuencia de la geodinámica que se presenta en áreas de fallamiento, por fracturas en deformaciones diapíricas, o bien por mecanismos de intrusión de rocas sedimentarias o ígneas y emanaciones directas desde la roca madre (Paul et al., 1986; Kennicutt et al., 1985, Wade y Kenicutt, 1989).

Una vez formados, el petróleo y el gas migran en dirección ascendente hacia zonas de menor presión, alcanzando posiblemente la superficie para formar chapopoteras (acumulación de emanaciones) si no existe ninguna obstrucción mecánica en el camino.

Las filtraciones geológicas y arqueológicas indican que existieron chapopoteras naturales en varios lugares del mundo durante miles de años. En ciertos casos, las presiones del subsuelo hacen que grandes volúmenes de hidrocarburos alcancen la superficie.

Las chapopoteras se forman generalmente cuando la erosión produce la exposición de las rocas con hidrocarburos en la superficie de la Tierra o cuando una falla o una fractura permiten que los hidrocarburos, impulsados por la presión, migren hacia la superficie.

Aproximadamente un 75% de las cuencas petrolíferas del mundo contienen chapopoteras de superficie (Yves et al., 2005).

Estas emanaciones naturales constituyeron inicialmente el único medio de detección en la superficie de los grandes yacimientos actualmente sujetos a explotación (PEMEX, 2009).

Link (1932) menciona que las chapopoteras son numerosas en aquellas cuencas donde las estructuras cargadas de petróleo han sido erosionadas o fracturadas, donde los estratos petrolíferos afloran en superficie a lo largo de las márgenes de la cuenca, y las discordancias alcanzan la superficie.

La presencia de chapopoterías en América se reportan desde 1595 por Sir Walter Raleigh, quien describe el lago Pitch en Trinidad. En 1632, Joseph de la Roche d'Allion estuvo en unas chapopoterías en Nueva York (Mackenzie, 1970).

Peter Kalm, en su trabajo *Travels into North America* publicado por primera vez en 1753, muestra un mapa de las chapopoterías en Pensilvania (Chisholm, 1911).

En 1769, un grupo de españoles guiados por Gaspar de Portolá realizan el primer registro escrito de chapopoterías en California (Kielbasa, 1998).

Las chapopoterías han ayudado a descubrir campos petroleros importantes como el Distrito Zorritos en Perú en 1863; en las Indias del Este Holandesas en Sumatra en 1885; en Irán en 1908 en Masjid-I-Solaiman; así como en Venezuela, México y en la provincia de Alberta en Canadá.

Ordoñez (1932) cita que "Tanto por estas manifestaciones superficiales como por otras razones de índole geológica, se puede deducir que en las costas orientales de México hay posibilidades de encontrar petróleo en cantidad comercial en una faja de terreno que tiene más de mil kilómetros de longitud."

En el tipo de cuenca que tiene de un lado un cinturón móvil, el movimiento que origina destrucción de varias manifestaciones de aceite es el más impresionante; ejemplo de esto son: el lado norte de la Cuenca Monagas en el este de Venezuela; las manifestaciones a lo largo del pie de monte este de la cadena andina de Colombia a Cabo de Hornos; los levantamientos de las Montañas Rocallosas que exponen varios anticlinales. Algunas de las cuencas intermontanas más pequeñas que han sufrido perturbaciones en su longitud y ancho, como ciertas cuencas de California también son de esta categoría.

En algunos lugares, el acunamiento suave de la cuenca también puede producir manifestaciones. Dos de los mejores ejemplos, son las grandes acumulaciones de petróleo en las arenas bituminosas de Athabasca en Canadá, y algunas gaseras se observan a lo largo del lado este de la cuenca Monagas en Venezuela. Como regla, los lados sin perturbación de la cuenca producen pocas manifestaciones debido a que no han sido fracturados los estratos productores por levantamiento. Donde ocurren, tales chapopoterías están generalmente asociadas a discordancias y a formaciones superpuestas.

La mayoría de las chapopoterías se presentan frecuentemente en los sedimentos más jóvenes recientemente elevados. En las cuencas pequeñas y jóvenes del área de California donde los levantamientos han sido recientes y varias estructuras que contienen hidrocarburo han sido fracturadas, cientos de chapopoterías pueden observarse. En

cuencas intermontanas como las del Valle de Magdalena Medio y Superior en Colombia, tienen numerosas chapopoterías así como en Trinidad, la cuenca de Maracaibo, Europa Central y el cinturón móvil del Canal de Mesopotamia.

En las montañas Arbuckle de Oklahoma, todas las rocas productoras de hidrocarburos del Paleozoico están expuestas. La mayoría de las chapopoterías en Oklahoma se encuentran en rocas plegadas del Paleozoico de los levantamientos de Wichita, Arbuckle y Ouachita. Escasas chapopoterías se han encontrado en rocas del Cretácico sin deformación que se encuentran sobreyaciendo estas áreas, las cuales se presentan como residuos de asfalto y arenas bituminosas.

Las rocas de la región Mid-Continent de Oklahoma se encuentran en su posición horizontal y los movimientos que originan las montañas solo deforman las regiones alrededor.

En la figura I. 21 se muestra la distribución de chapopoterías y gaseras en la parte norcentral de Estados Unidos y Ontario, Canadá.

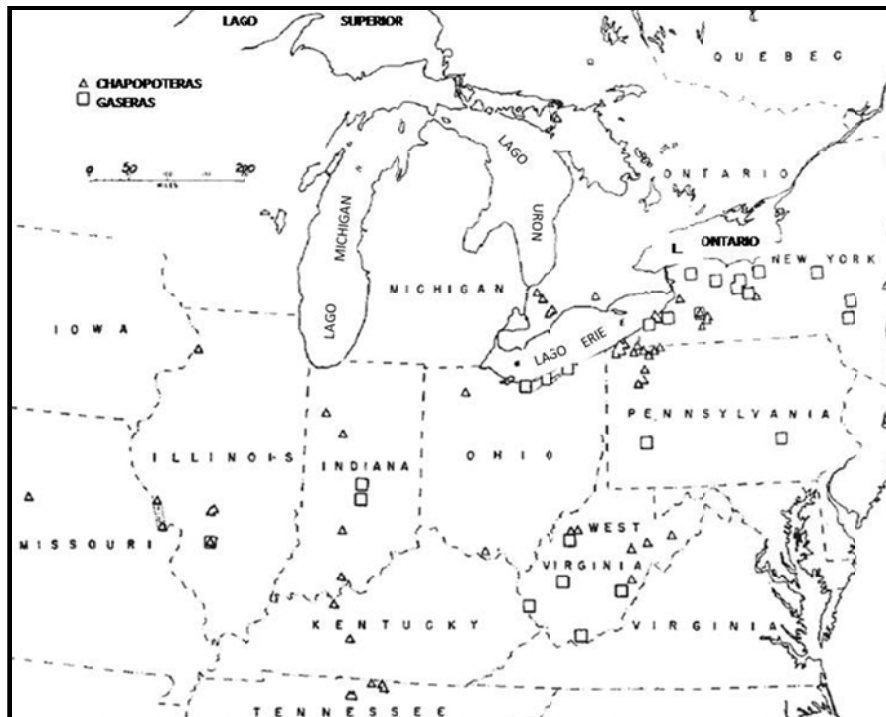


Figura I. 21. Distribución de Chapopoterías y gaseras en la parte norcentral de Estados Unidos y Ontario, Canadá (Adaptado de Link, 1952).

En Utah, existen chapopoteras en Rozel Point en el Gran Lago Salado. Las chapopoteras pueden observarse cuando el nivel del lago desciende aproximadamente a 4198 pies (Milligan, 2005).

La costa del Golfo de México, en los estados de Texas y Lousiana, presenta numerosas gaseras debido a que geológicamente es joven y no ha sido deformada por plegamiento. En el suroeste del Golfo de México, sobre la plataforma y el talud continental, son comunes los sitios naturales de emanación de hidrocarburos fósiles y de gas metano (PEMEX, 2009).

La figura I. 22, muestra la localización de 531 manifestaciones de hidrocarburos activas en el Golfo de México, utilizando la técnica de Satelites SAR (Synthetic Aperture Radar, por sus siglas en Inglés).

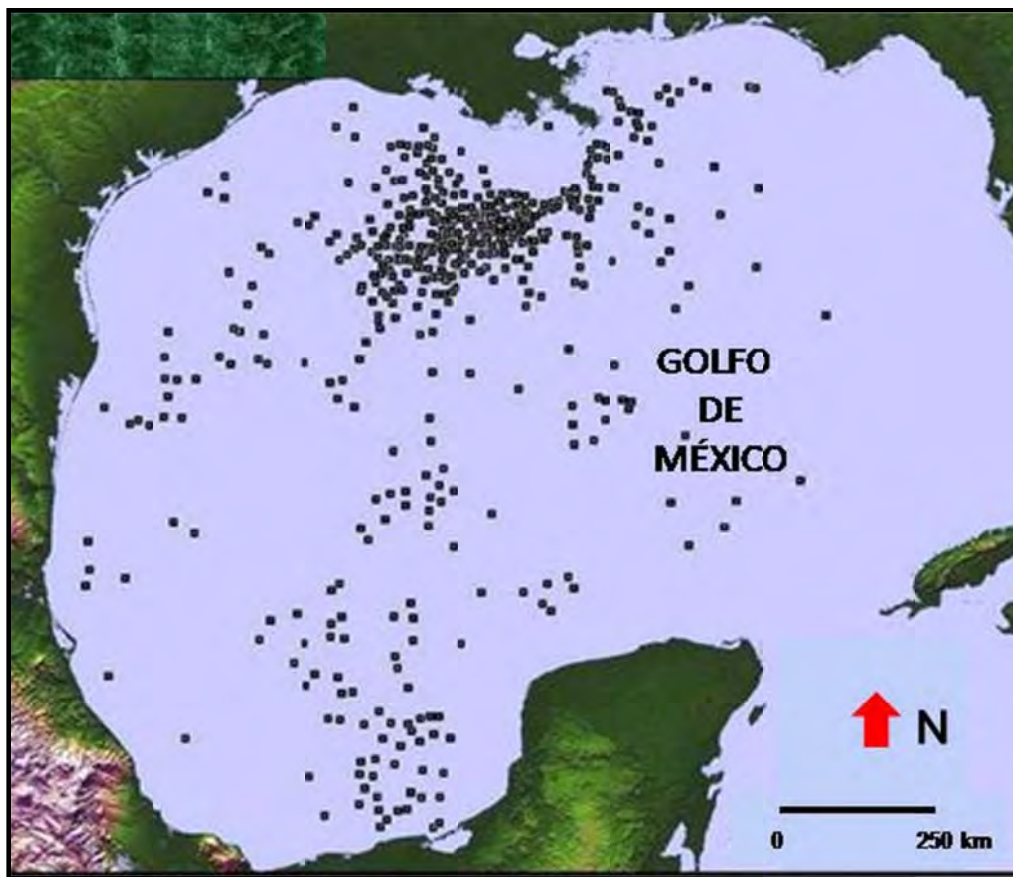


Figura I. 22. Manifestaciones de hidrocarburos en el Golfo de México (Adaptado de http://i.acdn.us/image/A1088/1088586/470_1088586.jpg)

Existen también varios cientos de chapopoterías y gaseras en 28 condados del estado de California (California Government, 2011) como se observa en la figura I. 23. La mayoría de los hidrocarburos descubiertos en el siglo XIX se localizaron cerca de estas. La chapopotería más grande del mundo es Coal Oil Point en el Canal de Santa Bárbara; cuenta con aproximadamente 600 a mil chapopoterías marinas activas. Cerca de Goleta Point, volúmenes comerciales de gas natural continúan saliendo de las fracturas naturales existentes en la corteza terrestre. Allí, se introdujo un sistema de recuperación de gas subterráneo que ha captado más de 113 millones de m³ de gas natural desde 1982. Este gas natural es suficiente para satisfacer las necesidades anuales de más de 25,000 consumidores residenciales típicos de California (BOEMRE). También se destacan los lagos de asfalto de McKittrick, Carpintería y La Brea en California que están activas.



Figura I. 23. Distribución de Chapopoteras y gaseras en el Estado de California (Adaptado de http://walrus.wr.usgs.gov/seeps/ca_seeps.html)

I.5. FORMACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES GEOTERMALES Y SITIOS DONDE SE OBSERVAN

Llopis y Rodrigo (2008) consideran que las manifestaciones se forman debido a que determinadas zonas de la litósfera están sometidas a tensiones que generan gran cantidad de calor y presión, produciéndose fracturas y fallas por las cuales pueden ascender desde el manto, magmas, masas de rocas incandescentes, en estado de fusión total o parcial, con pequeñas cantidades de materias volátiles como agua, anhídrido carbónico, ácidos sulfúrico y clorhídrico, entre otros.

Si las condiciones tectónicas son favorables, los magmas, por su movilidad, pueden ejercer un empuje hacia arriba y romper la capa superficial de la Tierra, formando volcanes por los que se exhalan lavas, cenizas y gases.

Se estima que, para una determinada cantidad de magma arrojado por un volcán, un volumen diez veces mayor permanece debajo de la superficie, formando cámaras magmáticas que calientan las rocas circundantes.

Si esas rocas son permeables o están fracturadas, y existe circulación de agua subterránea, esta última capta el calor de las rocas, pudiendo ascender hasta la superficie a través de grietas o fallas, dando lugar a la formación de aguas termales, géiseres, fumarolas y volcanes de lodo.

Estos fenómenos tienen características singulares que los diferencian de los afloramientos de aguas comunes. Por estar siempre asociados a las fases póstumas de los procesos magmáticos, además de la alta temperatura que presentan, están acompañados de gases, principalmente carbónicos o sulfurosos, caracterizándose estos últimos por un olor fétido.

Estas descargas concentradas de calor que son los sistemas geotérmicos no se encuentran distribuidos uniformemente en la superficie de la Tierra, sino que están localizados preferentemente en franjas caracterizadas por ser fronteras activas entre placas, en las cuales éstas se crean o se destruyen (ver Figura I. 24). Esta actividad provoca que el material del manto tenga movimientos verticales, es decir que rocas a alta temperatura se desplacen hacia la superficie dando origen a anomalías térmicas (WEC, 2010).

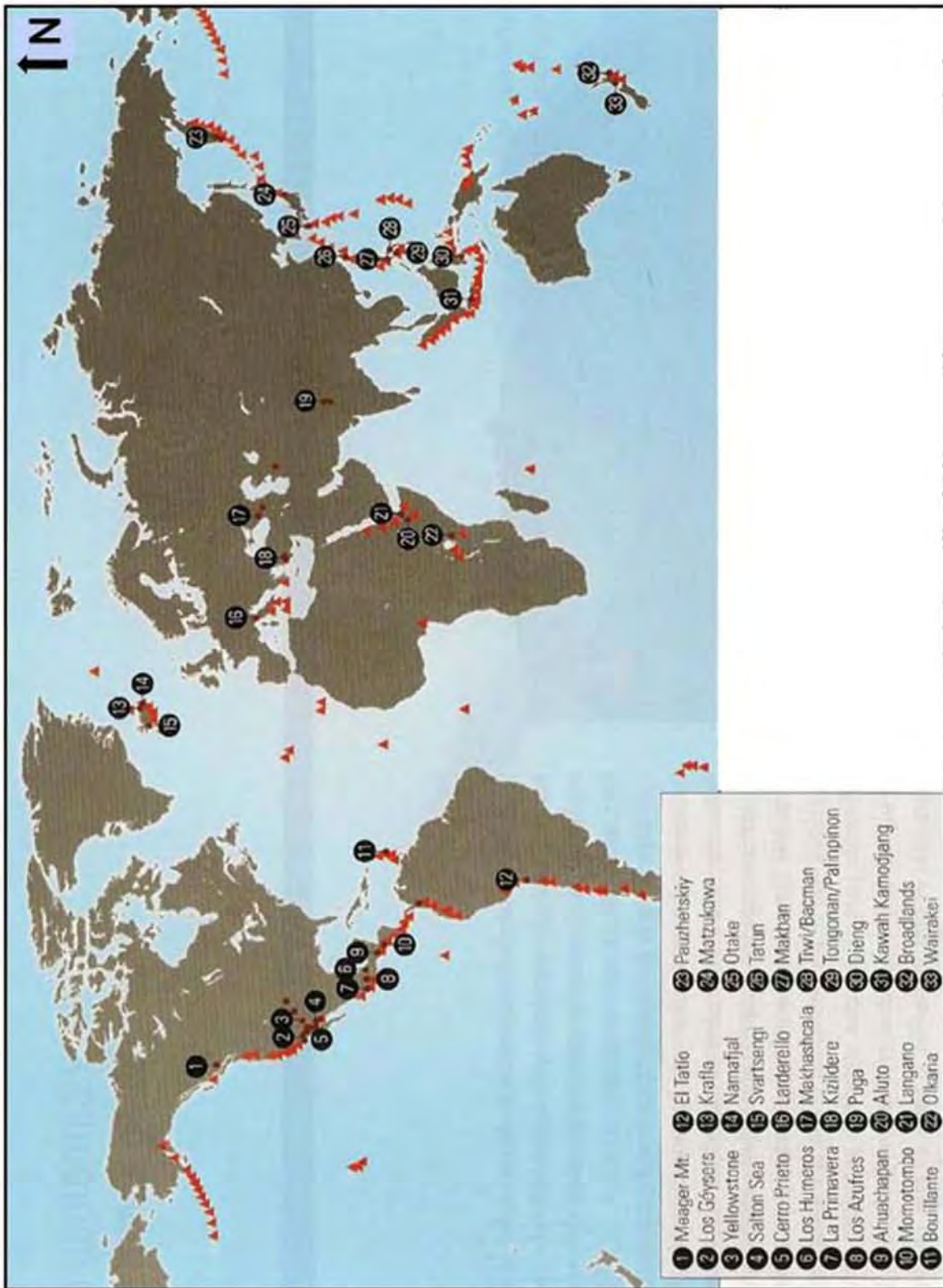


Figura I. 24. Localización de los sistemas geotérmicos (Tomado de WEC, 2010).

Hasta el año 2010, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha establecido la existencia de más de 1,380 manifestaciones termales en México de entalpía alta, moderada y baja (WEC, 2010); las cuales pueden observarse en la figura I. 25. Las manifestaciones geotermales objeto de estudio de esta tesis conocidas como el Géiser de San Jerónimo, han sido reportadas como recursos de baja entalpía (contenido energético inferior a 250 calorías / gramo del fluido descargado por el sistema).

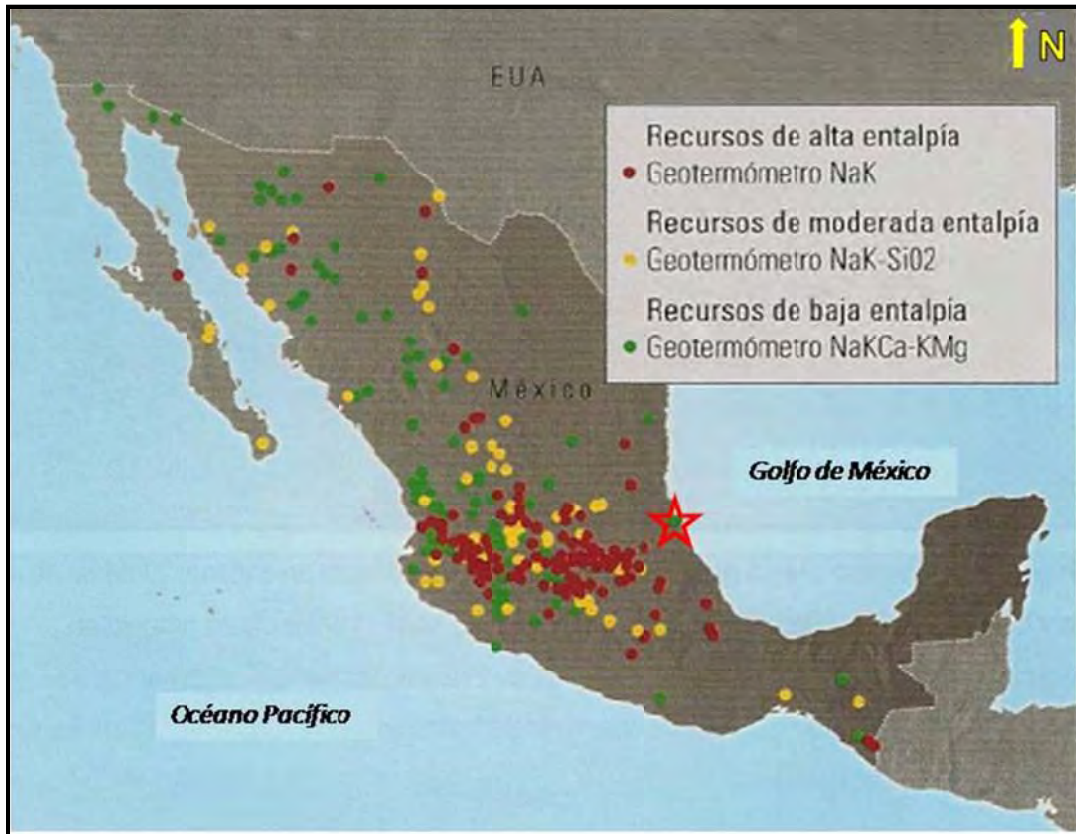


Figura I. 25. Mapa de manifestaciones termales de México (Tomado de WEC, 2010).

I.6. TÉCNICAS DE ESTUDIO DE LAS MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS Y GEOTERMALES

Las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales, pueden tomar varias formas, incluyendo concentraciones anómalas de hidrocarburos en aguas y sedimentos; anomalías microbacterianas o botánicas; cambios en la mineralogía y alteraciones en las propiedades eléctricas, magnéticas y sísmicas de los sedimentos cercanos a la superficie.

La variedad de las manifestaciones de hidrocarburos y geotermales asociadas, han llevado al desarrollo de técnicas de exploración de superficie. Algunas de naturaleza geológica, geoquímica, otras geofísicas y otras en la categoría de sensores remotos. La adquisición, interpretación, e integración adecuada de datos geoquímicos con datos geológicos convencionales y geofísicos permite reducir significativamente los costos y riesgos de exploración y desarrollo de los campos petroleros y geotérmicos.

Los principales objetivos de los estudios geológicos en la etapa de reconocimiento son: identificar y catalogar todas las manifestaciones que existan en la superficie, ya sean activas o fósiles; efectuar una evaluación preliminar de su significado con respecto a los procesos subterráneos que tienen lugar en el sistema petrolero y geotérmico; y recomendar las áreas para un estudio a mayor detalle. Esto se lleva a cabo examinando fotografías aéreas o imágenes de satélite y visitando el área para correlacionar los datos de éstas con la información obtenida en el campo (WEC, 2010).

Hoy en día, las imágenes aéreas y satelitales ayudan a los científicos a detectar emanaciones naturales de petróleo y gas que migran desde las grandes profundidades de los océanos (Barriol et al., 2005), que permiten identificar yacimientos de hidrocarburos potenciales.

Una vez terminado el reconocimiento del área, si se decide que la zona tiene posibilidades para su explotación, se continúa con la etapa de exploración, en la cual se debe preparar un mapa geológico a detalle del prospecto seleccionado y de las áreas circundantes. Este mapa debe incluir las manifestaciones superficiales y los rasgos geológicos (fallas, fracturas, distribución superficial y a profundidad de los diferentes tipos de rocas y su permeabilidad) que puedan contribuir a elaborar un modelo del sistema geotérmico o petrolero y recomendar la localización de los pozos exploratorios (WEC, 2010).

Las técnicas de geofísica superficial determinan las propiedades de densidad, magnéticas y acústicas de un medio geológico. Los métodos empleados en la exploración petrolera comprenden a las técnicas magnéticas, gravimétricas y sísmicas (tanto de refracción como de reflexión).

Los métodos de gravimetría y magnéticos se utilizan solo cuando existe escaso conocimiento de la geología superficial y/o el espesor de los sedimentos tienen interés potencial de prospección. La gravimetría también permite determinar si existe una depositación de minerales hidrotermales con un contraste de densidad respecto a las

rocas del yacimiento; y la magnetometría puede ayudar a localizar algunas zonas donde la roca original ha sido desmagnetizada por la acción de los fluidos termales (WEC, 2010). En 1930 con gravimetría, se encontró un alto en el basamento hacia el oeste de la Faja de Oro y la subsecuente perforación llevó al descubrimiento del campo Poza Rica y a la formación Tamabra (Cuevas, 2002).

El método de reflexión sísmica se utiliza universalmente para determinar la estructura geológica del subsuelo de una roca almacén en un área determinada. El método seleccionado dependerá del tipo de información que se necesite, la naturaleza de los materiales superficiales e inclusive hasta de la interferencia cultural.

Para chapopoterías marinas, los sonares son una herramienta efectiva para el mapeo de escapes de gas y sus distribuciones espaciales (Leifer et al., 2010) puesto que las burbujas son fuertes *scatters* acústicos (e.g., Hornafius et al. 1999; Quigley et al. 1999). La geofísica ha sido de gran utilidad, como en el caso de una chapopotería identificada en el área marina de Angola, en África Occidental (ver Figura I. 26) donde la gravimetría de aire libre obtenidos de los datos del Satélite Europeo de Teledetección (ERS) permiten la identificación de áreas de altos valores gravimétricos que son el resultado de los sedimentos emitidos del Río Congo, conocidos como Abanico Congo. Los datos en curvas de contorno delineadas en rojo indican la presencia de chapopoterías. La fuente submarina de la chapopotería se localiza típicamente utilizando técnicas de sonar o sísmica de reflexión somera.

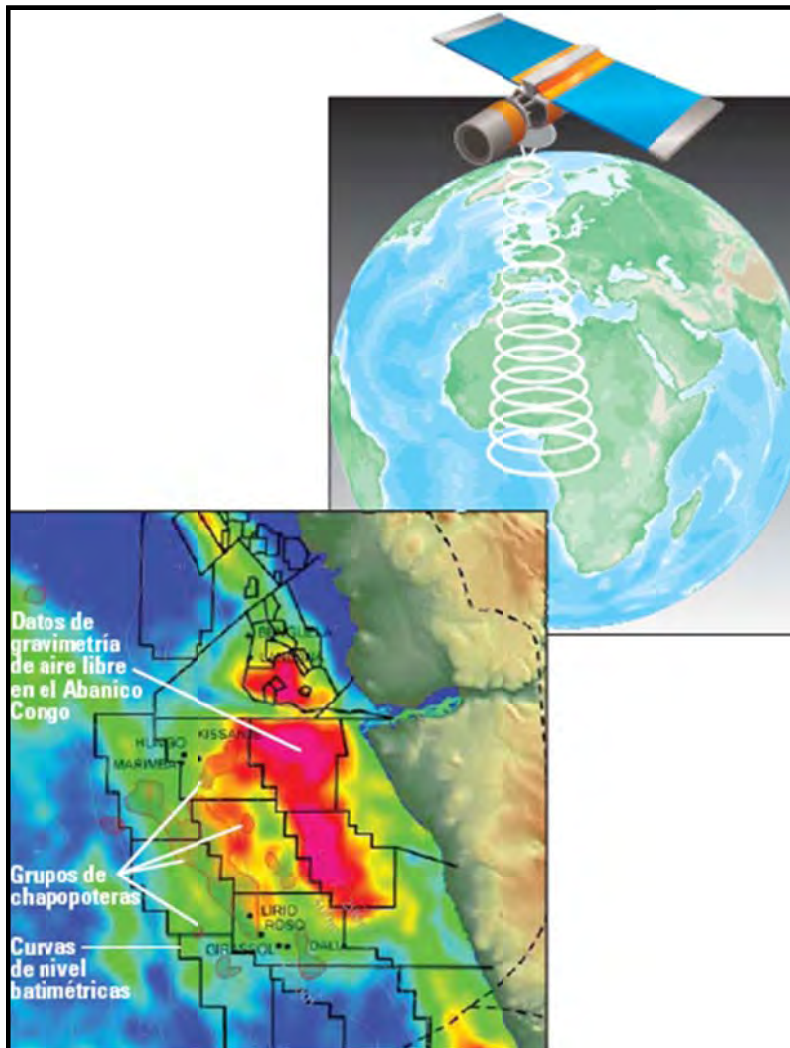


Figura I. 26. Integración de datos de gravimetría de aire libre obtenidos de los datos del Satélite Europeo de Teledetección de una chapopotería marina en Angola (Tomado de Barriol et al., 2005).

Sin embargo, la idea de que los hidrocarburos deben detectarse directamente siempre ha resultado atractiva y los indicadores geoquímicos para detectar hidrocarburos se han realizado a gran escala tanto en tierra como en mar (Bjørlykke, 2010).

De acuerdo con Schumacher (2000), la exploración geoquímica superficial, busca la existencia de elementos identificables químicamente en la superficie o cerca de esta por la presencia de hidrocarburos o bien, cambios que pudieran inducir estos en suelos y sedimentos; ya que su presencia son importantes indicadores para la localización de acumulaciones de gas y aceite.

La exploración superficial comprende una gran variedad de observaciones; desde las chapopoterías o gaseras (macrofiltraciones), o bien pequeños indicadores de trazas de hidrocarburos (microfiltraciones) o en su caso, alteraciones inducidas por hidrocarburos. Los métodos geoquímicos de superficie, se han empleado desde 1930, pero en la década de los 90 surgió un interés en los métodos superficiales de exploración y la geoquímica. El objetivo principal de los estudios geoquímicos para la industria petrolera, es establecer la presencia de la distribución de los hidrocarburos en el área para determinar la carga de hidrocarburo en leads (trampas parcialmente mapeadas no perforadas, con información insuficiente y/o de pobre calidad para precisar su riesgo exploratorio) y prospectos específicos. Las macro y microfiltraciones son evidencias directas de los hidrocarburos que se han generado tectogénicamente, revelan la presencia de un sistema petrolero activo e identifican las zonas de la cuenca que son más prospectivas. Adicionalmente la composición de esa filtración puede indicar si la cuenca o play (grupo de yacimientos o prospectos con similitudes geológicas en su roca generadora, roca almacenadora, trampa, maduración, migración y preservación) serán productoras de aceite o gas. Si el objetivo es la evaluación individual de prospectos (trampa perforable dentro de un play) y leads; los estudios geoquímicos permiten realizar un análisis de riesgo más adecuado, identificando aquellos factores asociados a anomalías fuertes de hidrocarburos y cataloga a los prospectos con base a la carga probable de hidrocarburos. Para los proyectos de desarrollo, el estudio detallado de las microfiltraciones pueden 1) ayudar a evaluar la cantidad de hidrocarburo en localizaciones a perforar; 2) delinear los límites de producción de campos sin desarrollar; 3) identificar los espesores no considerados o compartimentos sin drenar del yacimiento, y 4) monitorear el drenaje de los hidrocarburos a través de la repetición de estudios geoquímicos. El estudio de estas microfiltraciones pueden agregar valor a los datos de sísmica 2D y 3D, identificando aquellos rasgos o compartimentos del yacimiento que han sido cargados de hidrocarburos.

Las manifestaciones activas, aparecen en las líneas sísmicas tanto convencionales como de alta resolución como anomalías acústicas y son fácilmente detectadas por la mayoría de los métodos de muestreo geoquímico. Las manifestaciones activas de gas pueden detectarse con el sonar side-scan (Hovland et al. 2002).

Las manifestaciones pasivas pueden observarse como anomalías acústicas que son raras en la columna de agua. Niveles anómalos de filtraciones de hidrocarburos pueden detectarse solo cercanos a los puntos de mayor fuga o a profundidades mayores que las

del muestreo normal. Estas manifestaciones ocurren en cuencas donde hay restos de la generación de los hidrocarburos o la migración es esporádica o inhibida por una gran barrera. Las manifestaciones pasivas, son más difíciles de detectar aún con métodos especiales de geoquímica (Bjørlykke, 2010).

Las filtraciones de hidrocarburo en superficie y las anomalías geoquímicas de los suelos, aparecen y desaparecen en periodos de tiempo relativamente cortos (de semanas a meses o años). Con base a los estudios de filtraciones naturales y de yacimientos en el subsuelo; así como de la repetición de estudios en los campos petroleros, indican que la tasa de migración de hidrocarburos y microfiltraciones varían de menos de 1 m por día a decenas de metro por día.

En un estudio realizado en el año 2000, analizando más de 850 pozos exploratorios, los cuales fueron perforados después de completar los estudios geoquímicos, se encontró que el 79% de los pozos se perforaron en lugares que presentaban anomalías geoquímicas que condujeron al descubrimiento de yacimientos de gas y aceite; en contraste, el 87% de pozos que se perforaron en lugares que carecían de datos geoquímicos resultaron secos.

Las expresiones superficiales geoquímicas pueden tomar varias formas como se muestra en la figura I. 27, incluyendo 1) concentraciones anómalas de hidrocarburos en sedimentos, suelos, agua y en la atmósfera; 2) anomalías microbiológicas y la formación de "impurezas de parafina"; 3) anomalías de gases no hidrocarburos como helio y radón; 4) cambios mineralógicos tales como la formación de calcita, pirita, uranio, azufre y ciertos óxidos de hierro y sulfuros; 5) alteraciones de minerales arcillosos; 6) anomalías de radiación; 7) anomalías geotérmicas e hidrológicas; 8) blanqueamiento de lechos rojos; 9) anomalías geobotánicas y 10) alteración de las propiedades acústicas, eléctricas y magnéticas de suelos y sedimentos.

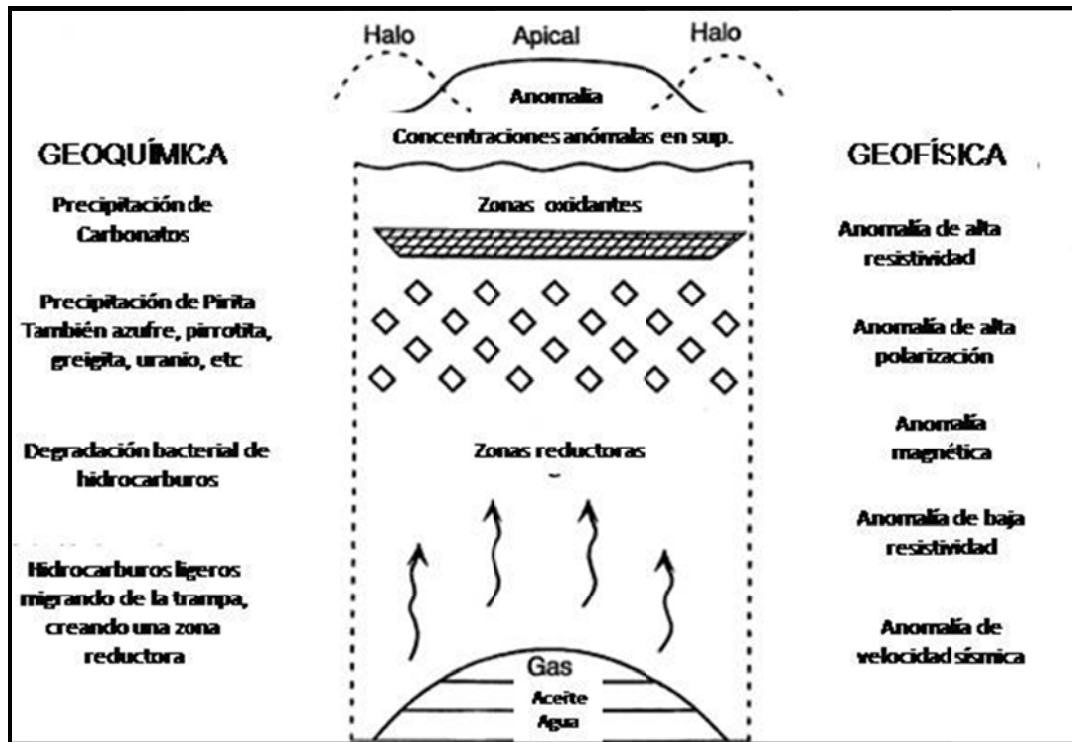


Figura I. 27. Modelo generalizado de una microfiltración de hidrocarburos y el efecto de esto en los suelos y sedimentos (Traducido de Schumacher, 2000)

Los datos de microfiltraciones de hidrocarburos, son inherentemente ruidosos y se requiere de una densidad de muestreo adecuada para distinguir entre anomalías y respuestas de fondo.

Generalmente se prefieren los métodos directos de hidrocarburos que los indirectos, puesto que proporcionan evidencia de los hidrocarburos que se esperan encontrar en los yacimientos. Además, los análisis químicos e isotópicos de estos hidrocarburos, especialmente de los hidrocarburos de alto peso molecular, pueden revelar la naturaleza de la madurez de las rocas generadoras (Schumacher, 2000).

Las técnicas geoquímicas empleadas en las manifestaciones geotermales, permite el análisis de las aguas de los manantiales, las emisiones de las fumarolas, las descargas de gases y las aguas frías superficiales (ríos, lagos, lluvia, y otros) para realizar las siguientes inferencias de las condiciones del sistema hidrotermal:

- la variación en composición del fluido termal a profundidad
- la temperatura (y presión) del fluido a profundidad
- las rocas relacionadas con los fluidos termales a profundidad

- el origen de los fluidos, la dirección de flujo en el área y los tiempos de residencia de los fluidos bajo la superficie
- el gradiente geotérmico y la profundidad a la cual se presenta ebullición por primera vez en el sistema (si es que se presenta); esto incluye determinar la posibilidad de encontrar inversiones de temperatura con la profundidad
- la posibilidad de que haya depositación de minerales a partir del fluido
- las zonas que presentan un alto flujo
- la posibilidad de encontrar a profundidad fluidos ácidos, que pueden causar serios problemas por corrosión en la etapa de explotación
- determinar la existencia de componentes en el fluido que puedan tener importancia económica.

La determinación de todos estos parámetros se hace utilizando los resultados de los análisis químicos e isotópicos de las descargas del sistema en la superficie.

Esta metodología se basa en la suposición de que tanto el equilibrio químico como el isotópico se han alcanzado en las interacciones entre el fluido y las rocas del yacimiento. Una vez que se ha alcanzado el equilibrio químico, las concentraciones de los iones que se intercambian entre el fluido y la roca van a depender de la temperatura. Por ejemplo al interaccionar un fluido termal y una roca, los cuales contienen sodio y potasio, estos iones se van a intercambiar de tal forma que cuanto mayor sea la temperatura a la que interaccionen, mayor será el contenido del potasio del fluido; por esta razón la relación entre las concentraciones de sodio y potasio en las aguas que descarga el sistema en la superficie es utilizada como un indicador de la temperatura del yacimiento. Otro indicador de la temperatura a profundidad lo es el contenido de sílice (SiO_2) disuelto en el fluido, ya que a mayor temperatura el agua puede disolver más sílice de la roca circundante. La determinación de la temperatura del sistema a profundidad utilizando métodos químicos es muy importante, ya que en la etapa de exploración, es éste el único método por el cual se puede obtener una estimación de la temperatura del yacimiento (WEC, 2010).

Los isótopos de un elemento son átomos cuyos núcleos tienen el mismo número de protones pero diferente número de neutrones, es decir que tienen la misma carga pero diferente peso atómico. Las moléculas de agua son las más abundantes en los fluidos termales y en ellas se pueden encontrar variaciones dependiendo de los isótopos de hidrógeno y oxígeno que las formen.

El hidrógeno tiene tres isótopos: el hidrógeno (H con peso atómico de 1), el deuterio (D con peso atómico de 2) y el tritio (T con peso atómico de 3); y el oxígeno también con

tres: 160, 170 y 180 (el número indica su peso atómico), de los cuales el 160 es el más común y el 180 es el que le sigue en abundancia. La relación entre la abundancia del 180 y del 160, y del deuterio y el hidrógeno para las aguas de origen meteórico (agua de lluvia) sigue en todo el mundo una relación lineal. Esto se debe a que al evaporarse el agua de mar, las aguas de lluvia van a tener una menor concentración de isótopos pesados (O y 180) que la de mar y a su vez, al ir descargando la lluvia, las moléculas con los isótopos más pesados serán las primeras en precipitarse. Las zonas de mayor evaporación en el océano se encuentran en la región del ecuador; a partir de éste y hacia los polos el agua de lluvia irá teniendo una mayor pérdida de isótopos pesados. Por esta razón, en cada región de la superficie de la Tierra las aguas de origen meteórico van a tener una determinada concentración de isótopos pesados con relación al valor estándar de la concentración de éstos para el agua de mar.

Se ha observado que en relación con la concentración estándar del agua de mar, las aguas de origen termal presentan un enriquecimiento en la concentración del 180 y se ha demostrado que esto se debe principalmente al intercambio de isótopos de oxígeno con los minerales de las rocas, principalmente sílice y algunos sulfatos. Como este intercambio también depende de la temperatura, la concentración relativa de isótopos de oxígeno en los fluidos también permite determinar la temperatura del yacimiento. Por otra parte, los fenómenos como la evaporación van a afectar la composición isotópica del fluido, de esta forma será posible detectar si en el yacimiento han tenido lugar procesos como ebullición o dilución con aguas de composición isotópica diferente. Es por esta razón que además de analizar las aguas termales, se analizan las aguas superficiales frías, para comparar su composición química e isotópica y determinar la relación entre ambas.

Finalmente, además de aportar información durante la etapa de exploración del campo, las técnicas geoquímicas se aplican también durante la explotación para determinar los cambios que sufre el sistema debido a la extracción de los fluidos tanto petroleros como termales, como puede ser la entrada en el yacimiento de aguas subterráneas o superficiales frías (WEC, 2010).

Es importante estudiar a las rocas para determinar los minerales que se han producido como resultado de la interacción de los fluidos termales y la roca del yacimiento. La formación de los minerales de alteración depende tanto de la composición química del fluido como de la temperatura y; por lo tanto, estos dos parámetros pueden ser inferidos a partir de las observaciones en las muestras, aun sin haber hecho mediciones directas.

Las muestras de rocas provenientes de los pozos se les hacen análisis químicos para obtener la composición de rocas alteradas y no alteradas hidrotermalmente y así determinar los efectos que ha tenido la interacción con fluidos termales en la composición química de las rocas que forman el yacimiento.

Una forma de determinar la evolución térmica del sistema es por medio de pequeñas inclusiones del fluido que quedan atrapadas al formarse los minerales de alteración y que van a conservar la composición del fluido que las formó. La ventaja de estas inclusiones fluidas es que también se puede determinar la temperatura a la que se formaron: al enfriarse una inclusión, el líquido se contrae, por lo que queda un espacio donde se forma una burbuja; al calentarla, esa burbuja desaparecerá cuando se alcance la temperatura de su formación. Es así como se pueden determinar variaciones químicas y térmicas que pudieran haber tenido lugar durante la evolución del sistema hidrotermal (WEC, 2010).

I.7. IMPORTANCIA DE LAS MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS Y GEOTERMALES

Las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales pueden proporcionar información acerca de las condiciones existentes en el yacimiento.

Las manifestaciones superficiales de hidrocarburos son importantes porque su presencia implica que en el subsuelo existen rocas generadoras maduras y condiciones de migración para llenar las trampas petroleras, en el caso de que estas existan; ayudan a evaluar adecuadamente cuencas y prospectos petrolíferos nuevos ya que reducen el riesgo exploratorio y además casi todas las regiones productoras de importancia del mundo fueron descubiertas primeramente por la presencia de estas (Irán, Canadá, Pennsylvania, Oklahoma, California, Texas, Veracruz, Cantarell, entre otros).

Las manifestaciones superficiales son de gran importancia para la exploración petrolera y geotérmica. Thompson (1926) establece que cerca de cada campo petrolero de Norteamérica existen estos indicadores y que su presencia despertó el interés de la exploración.

DeGolyer (1940) menciona que la prospección temprana de todos los campos petroleros de importancia en Estados Unidos, excepto en las cuencas pérmicas del Oeste de Texas y Nuevo Mexico se debió a la presencia de estos indicadores superficiales.

En México, la Faja de Oro presenta varias chapopoterías, las cuales hasta antes de la geofísica, fueron el mejor indicativo para la búsqueda de yacimientos petroleros.

En el primer medio siglo de la industria petrolera, por lo general los pozos de exploración estaban localizados próximos a chapopoterías o manifestaciones de gas, o a lo largo de zonas donde se creía que las condiciones bajo la superficie serían similares a las que existían donde se habían hallado los yacimientos de gas y petróleo

A principios del siglo XX, la búsqueda de anticlinales en la superficie sobre los cuales pudieran localizarse pozos exploratorios, comenzó a cobrar importancia y en 1915, aproximadamente, dicha búsqueda se había convertido en la técnica dominante de la exploración. Cuando ya no se encontraban anticlinales por medio de levantamientos de superficie en una región particular, las inspecciones se hacían más extensas sobre regiones de afloramientos poco adecuados a fuerza de cavar fosas y de hacer sondeos estructurales.

En los primeros años de la década de los veinte, los métodos geofísicos se tornaron importantes; primero los levantamientos gravimétricos y levantamientos sísmicos de refracción. Ya desde el comienzo de los treinta, el levantamiento sísmico de reflexión era la primera técnica de exploración como lo es hoy (DeGolyer, 1952).

Las filtraciones naturales, también contribuyen a la contaminación de los océanos. Datos de la National Academy of Sciences, demuestran que en promedio contaminan más que grandes desastres petroleros como el de BP ocurrido en abril de 2010; ya que dicho incidente solo aportó en 8 % de los 29 millones de barriles de hidrocarburo derramados anualmente en los océanos de Norteamérica; sin embargo, a pesar de que las chapopoterías representan el 47% de la contaminación de los océanos, estas no impactan de tal forma como lo son los derrames petroleros (Skorbach, 2010).

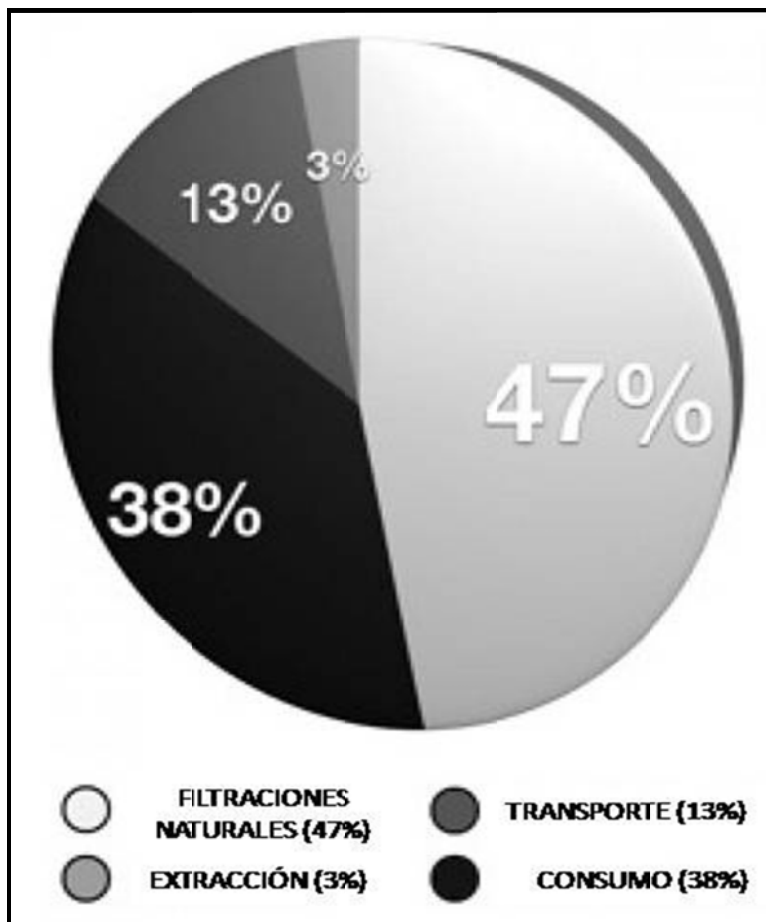


Figura I. 28. Distribución de Fuentes de Contaminación de los Océanos de Norteamérica (Traducido de The Ocean Studies Board and Marine Board of the National Academy of Sciences in Skorbach, 2010).

Un ejemplo de esto, fue el desastre del Exxon Valdez ocurrido en el año 1989, derramó 10.8 millones de galones de crudo en el mar de Alaska, los cuales cubrieron 11,000 millas cuadradas en el océano. Estudios realizados por la UC Santa Barbara y Woods Hole Oceanographic Institution (WHOI) en las chapopoterías cercanas a Coal Oil Point en el Canal de Santa Barbara, reportan que la cantidad de petróleo que ha sido expulsado por estas, es entre 8 y 80 veces la cantidad derramada por el Exxon Valdez tan sólo en esta área (ScienceDaily, 2009).

Además de la gran utilidad en la exploración petrolera, las emanaciones naturales de hidrocarburos de grandes magnitudes y con una actividad casi constante; pueden utilizarse como un laboratorio natural para experimentos de derrames de petróleo, como en el caso de la conocida 'Chapopotera de Cantarell', en el sur del Golfo de México. Con

registros satelitales de área mayores a los 200 km² y una presencia casi constante, sus órdenes de magnitud son similares a muchos de los derrames de dimensiones relevantes. Por lo tanto, representa una oportunidad para desarrollar en una escala natural una gran variedad de estudios sobre fenómenos de advección, dispersión, degradación, así como ciertos tipos de respuesta, lo cual puede representar una alternativa para mejorar la evaluación y seguimiento de eventos relacionados con derrames de petróleo (Mendoza et al., 2005).

Por su parte, de las manifestaciones geotermales utilizadas desde tiempos remotos han sido los manantiales por sus propiedades curativas como lo hicieron los griegos, romanos y babilonios, por mencionar algunas culturas. Parte de estas aguas termales son utilizadas desde el punto de vista turístico. Otras son aprovechables desde el punto de vista minero, recuperándose mediante diversos procesos las sales que contienen disueltas y que en algunos casos son de alto valor comercial, como por ejemplo sales de boro, litio, cadmio. No obstante, el aprovechamiento más importante de los recursos hidrotermales consiste en su utilización con fines energéticos.

En este caso la actividad ígnea reportada en el caso de estudio debido a la presencia del géiser, puede incidir en todos los aspectos de un sistema petrolero, proporcionando la roca generadora (roca madre), afectando la maduración de los fluidos y formando trayectos para la migración, trampas, yacimientos y sellos (Schutter, 2003).

CAPÍTULO II. CHAPOPOTERAS EN MÉXICO

En México, el petróleo se conoció desde tiempos remotos, por las culturas que habitaron el territorio, ya que eran muy notorias las manifestaciones sobre la superficie que era prácticamente imposible que los indios no se percataran de ellas: los charcos de un líquido viscoso que tanto abundaban en Tuxpan y Pánuco en el estado de Veracruz; el extraño y oloroso burbujeo que se presentaba en algunos manantiales; y una extraña especie de película oscura como sombra sobre los ríos y lagunas de la región en los estados del Golfo de México, son algunas muestras de cuán inevitable era que los habitantes de la región las observaran. Es por ello que a tales charcos aceitosos, negros y con un fuerte olor se les llegó a conocer con el nombre equivalente de “chapopoterías” (Navarro, 2004).

Los usos del hidrocarburo han sido múltiples, algunos de estos como material de construcción, medicina en el caso de enfermedades respiratorias, pegamento, impermeabilizante y como incienso para sus ritos religiosos. Los integrantes de la cultura totonaca, que se asentaron en lo que ahora es el estado de Veracruz, fueron los primeros en emplearlo, se sabe que lo recogían de la superficie de las aguas y lo empleaban como iluminante (Dominguez, 2003 in De la Garza, 2006). La elaboración de pequeñas figuras de arcilla en la región del Golfo de México hace aproximadamente 2000 años, cuyos rasgos anatómicos y atuendos se destacaron usando este material, constituyen los testimonios prehispánicos más antiguos de su empleo. También se descubrieron estatuillas de cerámica huasteca, que datan aproximadamente del período comprendido entre los años 100 a. C. a 200 d. C., las cuales están teñidas con tintes negros y rojos obtenidos con chapopote. En el Museo de Jalapa se exponen esculturas de la cultura Remojadas (800 a 200 a. C.) realizadas en terracota con pintura de hidrocarburo. Posteriormente, la cultura de Tajín (600 a 900 d. C.) también dejó muestras de su arte manufacturado con chapopote.



Figura II. 1. Escultura huasteca con chapopote como pigmento (Tomada de Schlumberger, 2004).

Existen informes que demuestran que en América, el petróleo no sólo era conocido, sino que era un producto que se comerciaba entre pueblos muy distantes. Allí se mencionan mercancías como conchas, caracoles marinos, chapopote y hule llevados a un asentamiento del Valle de México: Tlatilco, desde asentamientos en las costas del Golfo de México que existieron entre los años 1300–800 a. C.

Algunos españoles escucharon las sugerencias de los indígenas y emplearon el chapopote como medicina y para calafatear sus barcos (Dominguez, 2003 in De la Garza, 2006); esto lo comprueban excavaciones realizadas en el año 2008 en Coatzacoalcos, Veracruz; cuyos hallazgos demuestran que 200 años a. C. los pobladores olmecas de esa región del Golfo de México ya usaban el petróleo (Borja, 2008).

Por su parte, Fray Francisco Jiménez en su estudio sobre las plantas, animales y minerales de la Nueva España, menciona que el empleo del chapopote mezclado con un ungüento amarillo obtenido de determinados insectos conocido como axín, formaba una goma suave, flexible y olorosa, la cual se masticaba y servía como una especie de pasta de dientes, blanqueador y relajante de los dientes, e igual combatía y prevenía el mal aliento crónico (parr. 1, 2 y 4).

El padre Sahagún, en su *Historia General de las cosas de la Nueva España*, relata cómo los antiguos indígenas creían que el chapopote brotaba de forma periódica según el ciclo lunar: "...es un betún que sale de la mar, y es como pez de Castilla que fácilmente se deshace, y el mar lo echa de sí con las ondas, y esto es cierto y señalados días conforme al creciente de la luna; viene gorda y ancha a manera de manta, y ándanla a coger a la orilla de los que moran junto al mar. Este chapopotli es oloroso y preciado entre las mujeres y cuando se echa en el fuego su olor se derrama lejos" (1975).

La conquista española (1521–1821) no implicó un cambio rotundo en la explotación y uso del chapopote. Incluso al principio, muchos gobernantes menospreciaron el valor de esa sustancia que tanto usaban los aborígenes. Se comenta en el libro *El Petróleo de México*, que importantes autoridades españolas desestimaban el valor de la región al no encontrar metales preciosos, ignorando que era una zona rica en chapopoteras.

Existen fuentes bibliográficas que narran episodios del siglo XVI en los que se reconoce la existencia y valoración de los hidrocarburos. Una crónica de Gonzalo Fernández de Oviedo y Valdez comenta la presencia de manantiales de betún a los que los primeros españoles llegados acudían para brear navíos, cerca de la zona de Pánuco.

Asimismo, Andrés de Tapia menciona que en esos territorios había “fuentes de pez retida que sale como brea” (Schlumberger, 2004).

En 1540, brotó chapopote en la Villa de Guadalupe (Borja, 2008). El Dr. Atl en su libro *Petróleo en el Valle de México* (1938) refiere la existencia de dos pozos: “uno frío que hierve solo y cura la piel, y el otro que contiene un aceite milagroso que cura el reuma”; el primero en el interior de la iglesia del Pocito y aún continúa manando agua sulfurosa. El segundo se encontraba en el interior de la Colegiata y fue cegado en 1858 cuando llegó a la capital de la República el queroseno.

El Rey Felipe II envió un emisario para recopilar información sobre los usos de los recursos naturales de la Nueva España. En 1571, el especialista enviado, Dr. Francisco Hernández, describió detalles sobre el chapopote..... “el llamado chapopotli es un género de mineral, que de negro tira a rubio, llamado de los antiguos betún índico, el cual resplandece con un color tirante a púrpura y echa de sí un grave olor como el de la rueda o del trébol o asfalto” (Schlumberger, 2004).

En 1575, Ortelius, cartógrafo español, ubica con el nombre de Piscis Fontes las chapopoteras del cerro de La Pez (Borja, 2008).

Melchor de Alfaro Santa Cruz, en 1579, escribe acerca de “fuentes de agua que se cuajan con el sol que es como resina: pueden pegar con ella...”, en la Villa de Tabasco (Borja, 2008 y Schlumberger, 2004)

Hacia 1770, en el marco de las reformas borbónicas, Carlos III determina que serán propiedad de la corona “todos los bienes del subsuelo”, en obvia referencia a los metales pero también a las sustancias que “trasude” la tierra en los dominios del imperio español (Borja, 2008).

Desde las primeras décadas del siglo XIX se bautizó a un río con el nombre de Río del Chapopote, debido a la cantidad de esa materia bituminosa que arrastraban sus aguas, el

cual pasaba cerca de la ranchería de Chicuasi cerca de Jalapa, Veracruz (Canudas, 2005).

Cuando en 1821 se declara la independencia de México, los bienes y propiedades que la Corona española poseía durante la colonia fueron asumidos por el nuevo Estado.

La zona de Tabasco es citada por los autores como el primer lugar donde se hallaron chapopoterías durante el dominio español y posteriormente, luego de la independencia, también fue el sitio donde se efectuaron los primeros intentos de explotación industrial del petróleo (Schlumberger, 2004).

En 1844, en Moloacan, Cantón de Acayucan, Veracruz, se descubrió otra chapopotera, “cerca de un criadero de sal e inmediato a un caudaloso arroyo afluente del Coatzacoalcos” (Canudas, 2005).

A mediados de siglo XIX, en la zona de Tarentum se realizaban sondeos de aguas saladas para obtener justamente sal. En estos sondeos aparecían abundantes cantidades de petróleo que interferían en la extracción de la sustancia mineral buscada (Schlumberger, 2004).

En 1856, H. Manfred y Rafael Ávila, denunciaron ante las autoridades de Teziutlán y Papantla unos pozos petroleros y bituminosos ubicados en aquella región (Canudas, 2005).

El principio de la industria petrolera mundial tuvo lugar con el éxito del pozo Drake, en Oil Creek, Pennsylvania, en el año de 1859. Este fue perforado próximo a una chapopotera, pues en esa época era la clave para considerar la existencia de petróleo en el subsuelo. El pozo tenía 23 metros de profundidad y producía a razón de 25 barriles por día; sin embargo es considerado el primer pozo perforado con el propósito de encontrar petróleo y su descubrimiento propició el desarrollo de la producción petrolera. Cabe señalar que ya se habían perforado pozos para gas natural desde 1821 y pozos más profundos perforados para extraer salmuera aproximadamente un medio siglo antes (DeGolyer, 1952).



Figura II. 2. Pozo Drake (Tomada de <http://www.thelampworks.com/images/oil1.jpg>).

Los geólogos comenzaron a estudiar la naturaleza de la presencia del petróleo en cuestión de meses después de la terminación del pozo Drake. Casi inmediatamente presentaron teorías acerca de su acumulación. Henry Darwin Rogers pronunció un discurso ante la Sociedad Filosófica en Glasgow, Escocia el 2 de mayo de 1860, entre otras cosas dijo a los socios que las chapopoterías y manifestaciones de gas “se encuentran principalmente sobre las flexiones anticlinales de los estratos” (DeGolyer, 1952).

Ese mismo año, Matías Romero, embajador de México en Estados Unidos, le escribe a Benito Juárez: “El aceite sustituirá dentro de poco al carbón de piedra y a la leña y será el único combustible que llegue a usarse. Esta nueva fuente de inmensa riqueza descubierta en este país, ha hecho pensar a los especuladores de mayor espíritu de empresa que en México debe haber venteros más ricos que los de Pensilvania” (Borja, 2008).

Entre 1860 y 1862 se perforó un tercer pozo en la Villa de Guadalupe: “en el callejón que está entre el cerro del Tepeyac y la Colegiata;... brotó agua con petróleo en cantidad bastante apreciable, pues se empleó en lámparas que iluminaron el comedor de la casa Ritter y Cía., y en Veracruz en donde se sirvió un té para solemnizar el descubrimiento” (Murillo, 1938).

En 1863, el religioso Manuel Gil y Sáenz descubrió cerca de Tepetitlán (Tabasco) la Mina de Petróleo San Fernando. El sacerdote decidió enviar una muestra a la ciudad de Nueva York. La calidad del producto fue positivamente evaluada; sin embargo, como emprendimiento empresarial no prosperó, debido a que por esos tiempos la producción era más alta que la demanda, y ante el descenso del precio, no pudo competir con el

petróleo de Pensilvania. El sacerdote tabasqueño quedó en la historia como uno de los precursores de la explotación petrolera en México (Schlumberger, 2004).

En 1864 se otorga el primer permiso a chapopoterías de Capacao y Agiche, ubicadas en la Cuenca de Pánuco, cerca de Tampico (Canudas, 2005) y al mismo tiempo, el emperador Maximiliano intenta reglamentar la extracción de “betún” (Borja, 2008) y otorga la concesión a José Zayas para explotación de carbón y petróleo en Cerro del Ocre (Schlumberger, 2004).

En 1865, Ildefonso López denuncia 21 lotes petroleros en Veracruz (Borja, 2008). Ese mismo año, autoridades concedieron la exploración de posibles pozos petroleros en San José de las Rusias, en el centro del Estado de Tamaulipas. También otorgan la concesión para explotación de carbón y petróleo a Martínez y Compañía, de Ixhuatlán, Oaxaca. Varios particulares descubrieron y denunciaron chapopoterías en Tamelul (en el Cantón de Tantoyuca), Hacienda de Chapopote (sobre las márgenes del río Tuxpan), Laguna de Chila o Gila (en las riberas del Pánuco) y Tonalapa (en Acayucan, Estado de Veracruz) (Informe oficial “El Petróleo en México”). Manuel Medina, Gumersindo Mendoza y Antonio del Castillo denunciaron ante la secretaría de fomento “dos criaderos de petróleo en estado de brea mineral” situados en la falda occidental del cerro del Chapapote, partido de <Tuxpan>. Don Antonio Suárez fue otro denunciante de un “manantial de petróleo” en Huahuchinango. Otro frustrado petrolero fue don Manuel Ortega y García, que prórroga tras prórroga de amparos, tenía registrada “por sí y a nombre de sus hijos”, cinco criaderos de “Betumen de petróleo” en San Juan de los Llanos (Canudas, 2005). En octubre de 1865, Charles T. Arnaux, Theodore Gillespie y Jhon J. Brown, denunciaron el pozo y criadero de petróleo y materias bituminosas que a continuación expreso: un depósito de petróleo y chapapote situado en el distrito de Macuspana, Departamento de Tabasco (...) perteneciente a don Manuel Roviroa, a 6 millas de distancia del río Mescalapa (Canudas, 2005). Denunciaron también otro pozo de petróleo situado en el Distrito de San Juan Bautista. En Veracruz, en el distrito de Minatitlán en un lugar conocido como Potrero de Vajo, entre las cuevas y la Laguna de San Felipe, Alphonse Remond denunció un criadero de petróleo con el fin de “gozar de sus beneficios”. Enrique Ampudia y Manuel García Tello se dirigieron al Excelentísimo Ministro del Imperio para denunciar “un criadero o cerro de Carbón de Piedra”, ubicado en el Departamento de Tuxpan, a poco más de un cuarto de legua río abajo del pueblo llamado El Espino, en la margen izquierda de dicho río (...) cuya corriente desagua en la Barra de Tecolutla, mejor conocido el expresado sitio como “Piedra del Chapapote” (Canudas, 2005).

El primer pozo perforado con el fin de buscar petróleo en la República Mexicana fue, aparentemente, el que hizo Adolfo Autrey a una profundidad de 40 metros cerca de las chapopoterías de Cougas o Cubas, conocido después con el nombre de Furbero, en las inmediaciones de Papantla, Ver. Este pozo se perforó en 1869, sin encontrar producción. Sin embargo, se producía suficiente petróleo de fosas y socavones como para mantener, con intermitencia, una refinería primitiva en ese lugar o en el próximo Papantla hasta alrededor de 1884 (DeGolyer, 1952).

Luis Góngora y F. O. Allende a principios de 1870, eran aviadores de los manantiales de petróleo nombrados Guadalupe, Santa Elena, Santa María y Dolores, situados en las inmediaciones de Puerto Ángel, distrito de Pochutla, Estado de Oaxaca (Canudas, 2005). En 1872, Jhon C. Spear escribió "Report on the Geology, Mineralogy, Natural History &c., of the Isthmus of Tehuantepec", en el cual menciona las manifestaciones petrolíferas conocidas con los nombres de Chapo y San Cristóbal, chapopoterías situadas cerca del río Coahuacán (Villarelo, 1908).

En 1873, H. Manfred y Rafael Ávila denunciaron criaderos de petróleo y asfalto en el Golfo de México. A mediados de este año, informó el Monitor Republicano que en el Estado de Durango "se descubrieron unos manantiales de petróleo" (Canudas, 2005).

En 1876, un marino bostoniano abre tres pozos de 200 metros de profundidad cerca de Tuxpan, Veracruz, y saca un aceite que transforma en keroseno, pero como no consigue financiamiento para expandir su negocio, se suicida. Un grupo de ingleses se queda con su propiedad y crearon el London Oil Trust (Borja, 2008).

En la década de 1880, varios pozos someros fueron perforados sin éxito, cerca de las chapopoterías, en las Haciendas Cerro Viejo y Chapopote Núñez, al Norte del Estado de Veracruz.

Casi al mismo tiempo un pozo fue perforado próximo al manantial de la capilla de Guadalupe en el Valle de México. El manantial producía unas pocas gotas de petróleo liviano y fue este indicador de petróleo en el subsuelo lo que hizo que se perforara el pozo sin éxito. También se perforaron pozos sin éxito, cerca de las chapopoterías de San Fernando en el Estado de Tabasco (DeGolyer, 1952).

En 1881, Adolph Autrey comenzó a explotar la mina de petróleo denominada "La Constancia" en Papantla, Veracruz para la producción de petróleo iluminante (Domínguez, 2003).

En 1883, el gobernador de Tabasco, Simón Sarlat Nova (Pemex lo homenajeó con el nombre de la gasolina Nova) organiza la explotación de varias chapopoterías cerca de San

Juan Bautista (hoy Villahermosa), pero la empresa fracasa (Borja, 2008). En su informe expresa "a media legua del pueblo de San Fernando se encuentran los depósitos más antiguamente conocidos. Aquí el petróleo se presenta en la superficie del suelo y, cualquier excavación que se haga se llena inmediatamente de un petróleo amarillo rojizo, un poco denso: esta densidad y este color deben atribuirse, tanto al contacto del aire y del agua, como a la clase del terreno por donde se filtra..." (Schlumberger, 2004). Se consideró a Tortuguero como "el mejor depósito de petróleo que se conoce en el estado de Tabasco. En una pequeña excavación hecha al pie del cerro (...) se presenta el petróleo muy fluido y amarillento, casi nafta pura, acompañado de gas fácilmente inflamable, pues arde al acercársele un cerillo encendido" (Canudas, 2005); incluso Sarlat aventuró que éste petróleo debía "estar contenido o en un lago inmenso o en numerosos lagos subterráneos" por la potencia con que se presentaba. También en Puente de Piedra, que entonces era una hacienda privada pero en el pasado fue asiento de una comunidad maya, pues ese puente tenía la antigüedad de esa cultura. Dicho puente fue construido empleando asfalto, "el puente era una bóveda, formado de una mezcla de cascajos de río amasados con cal y asfalto" idéntica a la técnica arquitectónica de Comalcalco, lo cual revela que los pueblos mayas conocían y usaban el asfalto debido a las propiedades de la sustancia y por la existencia de esta en las proximidades (Canudas, 2005).

En 1884 se promulga el Código de Minas que, reconoce al propietario de la tierra como dueño de las "sustancias inorgánicas (...) distintas de las rocas" que haya en el subsuelo (Borja, 2008). "El Diario Comercial" de Veracruz, difundió que en las cercanías de la hacienda el Rosario, en Tabasco, había sido descubierta "una fuente de petróleo que está constantemente inflamada", provocando alarma entre pueblos y rancherías vecinas. Este mismo año, el Sr. Ignacio Huacuja denunció unas "minas" en Papantla, Estado de Veracruz, exactamente en el "plano conocido como el Cedral", que contenían "unos veneros de petróleo y vetas de asfalto". Según el "Minero Mexicano", se acababa de denunciar "un manantial de petróleo puro" en la conocida Laguna de Chapala, Jalisco, "tan abundante" que los ribereños extraían el pegajoso líquido en ollitas para alumbrarse. Este mismo año, Antonio del Castillo informa al ministro de fomento, que tenía conocimiento de que existía asfalto en abundancia a lo largo de la costa del Golfo, en las cercanías de los ojos de la brea blanda, "Pittolium" o "Maltha", desde las cercanías de Tampico hasta las del río Coatzacoalcos"; lo mismo informó Andrés del Río "se ve que los

yacimientos de asfalto conocidos están en los Estados de Veracruz y Tabasco” (Canudas, 2005).

Para los ganaderos y agricultores del Golfo, las “chapopoterías” eran una maldición porque en ellas se ahogaban las reses; además, afectaban las cosechas y dañaban las tierras de cultivo. Estas razones, fueron aprovechadas por los inversionistas extranjeros para comprar baratos los terrenos donde instalarían sus negocios (Borja, 2008).

Por su parte en 1885, José Ma. Ramírez desde Chiapas, acompañó a sus notas con 4 muestras de asfalto, encontradas respectivamente en las Villas de Teopisca, en el pueblo de San Diego Reforma, San Miguel Mitontic y en el pueblo de San Pedro Chenalhó. En este último punto hay asfalto con mucha abundancia, pues las piedras que forman el cauce del río que por allí pasa, mostraban abundantemente el chapapote (Canudas, 2005).

En los últimos años de la década de 1890 las Haciendas Sabaneta, Tulapilla, Comalteco y varias otras propiedades en la región de Papantla fueron arrendadas y en 1900 transferidas a la Mexican Petroleum and Liquid Fuel Company, Ltd., respaldada con capital inglés. Durante el primer año, se perforaron unos 24 pozos. Solamente dos de estos pozos pasaron de los 1,500 pies de profundidad y ninguno de ellos fue coronado con éxito. Parece ser que algunos de los pozos fueron perforados sobre la base de la estructura geológica y lejos de chapopoterías, siendo los primeros pozos que se perforaron con tal base en México (DeGolyer, 1952).

Hasta el último lustro del siglo XIX, el petróleo y el gas asociado a él interesaron poco a las autoridades y mineros mexicanos a pesar de las continuas evidencias que se tenían desde antaño de las chapopoterías (Canudas, 2000).

Ya avanzado el año de 1899, Edward L. Doheny y su socio C.A. Canfield, prósperos productores de petróleo de California, hicieron una inspección en la región de Tampico. Llegaron por el norte hasta San José de las Rusias, al oeste hasta Tempoal y hacia el sur, hasta San Jerónimo y Chinampa. Impresionados por la cantidad de chapopoterías cerca de las estaciones de ferrocarril de Ébano y Chijol, en el Estado de San Luis Potosí, adquirieron en mayo de 1900 la Hacienda Tullillo y organizaron la Mexican Petroleum Company of California. Comenzaron a perforar el primero de mayo de 1901 el primer pozo petrolero del país. Ya para el final de 1903 habían perforado unos 19 pozos sin ningún resultado favorable. Doheny y Canfield habían perdido una buena parte de sus fortunas en Ébano. En ese trance estaban, cuando consultaron al Ing. Ezequiel Ordóñez, geólogo mexicano de gran prestigio, quien una vez que analizó los resultados obtenidos,

recomendó la perforación de un pozo cerca del pie del cuello volcánico, conocido como Cerro de la Pez, donde se encontraban dos chapopoterías muy grandes. El pozo, La Pez No. 1, se terminó el día 3 de abril de 1904, lanzando un chorro de petróleo a 15 m de altura, con una producción de 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros. Este fue el primer pozo realmente comercial que se perforó en México, para 1911 había producido unos 3,200,000 barriles o aproximadamente el quince por ciento de todo el petróleo producido en México hasta esa fecha (DeGolyer, 1952).



Figura II. 3. Edward L. Doheny (Tomada de http://www.enotes.com/topic/Edward_L._Doheny).

A principios del siglo XX, la Hacienda de Aragón en la Ciudad de México, fue escenario de un descubrimiento de aceite, cuando al perforar un pozo en busca de agua brotó “un gran chorro de agua conteniendo cantidades considerables de petróleo de color amarillo pálido, de calidad muy fina”, el cual fue usado en las lámparas y quinqués de la época. El hijo del dueño de la hacienda, el señor Artemio González, afirmó que su padre llegó a vender 800 latas de ese petróleo a diversas personas y mil 800 latas a la Beneficencia Pública de la Ciudad. Durante todo el año de 1901 los habitantes de la Hacienda y sus alrededores recogieron el petróleo que corría por las zanjas, para alumbrarse, “y se organizó una verdadera exportación hacia la Ciudad de México donde era llevado en botellas y latas”. Esta explotación petrolera vino a acabar en 1905, al organizarse en forma la compañía “La Texcocana”, cuyo objeto era buscar petróleo en los terrenos de la Hacienda, la perforación se detuvo por falta de recursos económicos, no obstante haber empezado a brotar el aceite a los 200 metros de profundidad (Murillo, 1938).

Por otro lado; a mediados de 1900, Pablo Martínez del Río solicitó explorar y explotar “en gran escala, los depósitos de petróleo y asfalto que existen en el litoral del Golfo Mexicano, en los Estados de Veracruz, San Luis Potosí y Tamaulipas”. En Colima se

habló de la existencia de “asfalto impuro y un manto de carbón bituminoso”; el presidente de la Sociedad de Ingenieros de Jalisco, se creyó autorizado a decir que, “asfalto o chapopote, que también se llama betún de Judea”, se había encontrado en el lago de Chapala (Canudas, 2005). Los descubrimientos reportados desde el Cantón de Ozuluama, donde se habían localizado nueve criaderos, otros seis más de “mucha importancia todos”, se habían localizado en la municipalidad de Pánuco, con la ventaja de que su “exportación no ofrece dificultades”, por tener los de esta cabecera y Tantima, la vía fluvial establecida para los puertos de Tampico y Tuxpam, por medio de la laguna de Tamiahua, comunicada con los esteros de La Laja. Y que decir de los criaderos hallados en la municipalidad de Altamira, Tamaulipas, en la ribera del río Tamesí y a orillas de las lagunas de Champayán y Toquilla, donde encontraron “un gran brotadero de chapapote, el cual tiene de circunferencia doce metros” (Canudas, 2005).

Una misión gubernamental compuesta del Ing. Ezequiel Ordoñez y el Ing. Juan D. Villarello, acudió a Ébano en febrero del año 1902 para hacer un informe sobre las perspectivas petroleras de la región de Tampico. El informe Villarello era levemente desfavorable. "En esos días" —dijo Ordoñez "la opinión general entre los hombres técnicos de México, ingenieros y geólogos, era que a pesar de sus muchas chapopoteras o manifestaciones superficiales petrolíferas, México no gozaba de importantes depósitos de petróleo" (DeGolyer, 1952).

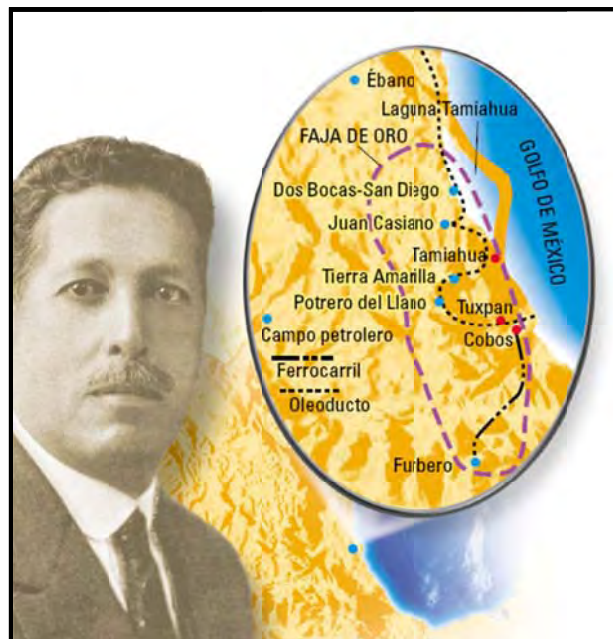


Figura II. 4. Ing. Ezequiel Ordoñez (Tomada de Schlumberger, 2004).

Por su parte, en 1902, el británico Weetman D. Pearson pone en marcha la S. Pearson & Son Ltd e inicia exploraciones en el Istmo de Tehuantepec (Borja, 2008). Debido a las chapopoterías que habían sido observadas por algunos de sus ingenieros topógrafos durante la relocalización del Ferrocarril Tehuantepec, contrató como empleado experto a Anthony F. Lucas quien era más un ingeniero de minas que un geólogo, pero sabía más de domos salinos y estructuras salinas que ningún otro hombre en América. Estuvo en el Istmo de Tehuantepec desde 1902 hasta 1904. Entre los proyectos que recomendó estaban el de San Cristóbal y de Jaltipan, ya que había observado anticlinales y chapopoterías en ambos lugares (DeGolyer, 1952).

En 1902 se organizó la Oil Fields of Mexico Company, quien contrató al geólogo suizo, el doctor Max Mauhlberg, para que estudiara la geología de superficie de la región de Papantla, pero no se encontró ninguna estructura cerrada y la perforación inicial se efectuó cerca de las chapopoterías. El pozo descubridor para un pequeño campo petrolero, Furbero, fue terminado en 1907 (DeGolyer, 1952).

En 1904 se le concedió a la Compañía Yucateca de Pozos Artesianos para “que pueda practicar exploraciones con el objeto de descubrir fuentes de petróleo o criaderos de carburos gaseosos de hidrógeno en Progreso, Kichil, Samahil y Mérida en terrenos de su propiedad”. Al Sr. Lino Navarro se le otorgó una concesión para descubrir petróleo en una superficie de 85 hectáreas de la municipalidad de Sahuayo, Jiquilpan y en el subsuelo de la Laguna de Chapala. También se concedió autorización para descubrir “fuentes de petróleo o criaderos de carburo de hidrógeno” en el subsuelo de la zona marítima de la Baja California. Arturo Shields obtuvo permiso “para practicar exploraciones con el objeto de descubrir fuentes de petróleo o criaderos de carburos de hidrógeno en una porción del cauce y márgenes del río Candelaria ubicada en la municipalidad de Mamantel, del Partido del Carmen, del estado de Campeche”. Shields en la misma fecha recibió otro permiso de exploración petrolera para el cauce y márgenes de los ríos San Pedro y San Pablo, desde su desembocadura hasta río arriba, una porción de tierra que comprendía partes de los estados de Campeche y Tabasco y poblaciones como Frontera y Palizada (Canudas, 2005).

En el sur del Estado de Veracruz, fue descubierto el Campo San Cristóbal en el año de 1906. Ese mismo año, Doheny amplió sus operaciones hacia la parte sureña de la región Tampico-Tuxpam. Existió mucho arrendamiento en el ex-cantón de Tuxpam durante la

década de 1890, mucho del terreno arrendado contenía grandes o numerosas chapopoterías.

En 1907 Doheny organizó la Huasteca Petroleum Co. para manejar las propiedades de Cerro Azul, Juan Felipe, San Gerónimo, Solís, La Merced, Palo Blanco y Chinampa que contenían grandes y numerosas chapopoterías.

Mientras tanto las exploraciones de petróleo de Sir Weetman Pearson en la región de Tehuantepec habían resultado un gran desengaño. Por consiguiente, en 1906 trasladó a los geólogos y los peritos del departamento de terreno a la región Tampico-Tuxpam. Estos geólogos eran parte del grupo de geólogos ingleses que trabajaban en la región de Tehuantepec y continuaron el mismo tipo de trabajo, levantando echados, rumbos y chapopoterías, y sin hacer esfuerzo alguno por levantar los contactos de las formaciones (DeGolyer, 1952).

Los éxitos continuaron en el territorio mexicano. Otra Compañía de capital inglés de Sir Weetman Pearson, llegó a la región Tampico-Tuxpam, y después de varios intentos, en mayo de 1908, terminó el Pozo No. 2, en la Hacienda San Diego de la Mar, con una producción de 2,500 barriles de petróleo al día. Con ello se descubrió la faja de campos petrolíferos muy ricos, que llegó a conocerse con el nombre de la Faja de Oro. El 4 de julio de 1908 el pozo No. 3, o Dos Bocas como comúnmente se le llamaba, comenzó a producir. Este tremendo "gusher"(pozo salvaje) se incendió inmediatamente y siguió ardiendo hasta el 30 de agosto cuando fue extinguido por el agua salada, la que también puso fin a la capacidad productiva del pozo No. 2. Los ojos del mundo petrolero estaban en ese momento puestos sobre la República Mexicana como resultado del funcionamiento espectacular del pozo Dos Bocas (DeGolyer, 1952). De este pozo se hablará más ampliamente en el capítulo III de esta tesis.



Figura II. 5. El pozo San Diego de la Mar 3 (ubicado al suroeste de Tampico y hoy conocido como pozo Dos Bocas) después de la explosión. El incendio de este pozo fue uno de los primeros accidentes en gran escala de la industria petrolera (Tomada de Brown, 1998).

La Huasteca Petroleum Co. de Doheny comenzó a perforar en 1908 en la propiedad Juan Casiano en el Municipio de Chinampa, y para fines de 1909 se habían completado dos pequeños pozos.

Parece ser que Ordoñez fue consultor para los intereses de Doheny desde 1906, pero de haber siquiera alguna, había poca evidencia geológica favorable sobre las cuales podrían haberse localizado los pozos, y se cree que fueron perforados simplemente por estar próximos a chapopoterías activas.

La condición en México a principios de 1910 era la siguiente: que el campo Ébano-Chijol estaba produciendo unos 6,000 a 6,500 barriles diarios, y los campos del Istmo de Tehuantepec estaban produciendo menos de 1,000 barriles diarios. También se habían llevado a cabo levantamientos geológicos sobre la región Tampico-Tuxpam por El Águila, sobre el estado de Tamaulipas en el sur hasta la región de Pánuco, por la East Coast, subsidiaria de la Southern Pacific, y en la región de Papantla por la Oil Fields of Mexico Company.

El año 1910 fue un año de gran descubrimiento para México. En enero, el campo poco importante y somero de Tanhuijo fue inaugurado por El Águila en la Hacienda del mismo nombre, el pozo exploratorio se situó próximo a una chapopotería.

En febrero, El Águila completó el Potrero del Llano No. 1. Fue el pozo descubridor del campo, localizado por el geólogo Geoffrey Jeffreys cerca de muchas chapopoterías y

basado sobre evidencia geológica. Un segundo pozo fue completado en mayo. Estos pozos eran capaces de producir 500 barriles como producción inicial. En septiembre la East Coast Oil Co. completó el pozo descubridor para el campo de Pánuco (DeGolyer, 1952). En julio, el pozo Juan Casiano No. 6, de Doheny, tuvo una producción inicial de aproximadamente 15,000 barriles al día. El 11 de septiembre, el Juan Casiano No.7 produjo 25 mil barriles al día (Borja, 2008). Durante su existencia este pozo produjo un total de unos 70 millones de barriles de petróleo. Celis (1988) menciona “Al principio el chorro de petróleo que surgió del pozo Juan Casiano No.7 alcanzó tres veces la altura de la torre y produjo alrededor de 22,000 barriles diarios. Para tratar de controlar el enorme flujo de petróleo se cerró la válvula, pero por estar defectuosamente cementada y al ser insuficiente para controlar el líquido, provocó grietas en la tierra que circundaba al pozo, escapando por ellas gran cantidad de petróleo y gases de manera que se volvió a abrir la válvula. Se desperdiciaron al principio 60,000 y luego 35,000 barriles diarios. El chapopote se diseminó a gran distancia, incendiándose accidentalmente. Fue necesario reunir alrededor de mil indígenas de la región para construir un borde de tierra que aislara el pozo del incendio. Así se logró controlar el fuego, evitando la ruina de una de las mejores zonas petrolíferas de nuestro país”.



Figura II. 6. Pozo Juan Casiano No. 7. Control de los derrames e incendios. Los trabajadores construían una pared de tierra alrededor del pozo para apagar el incendio (Tomada de Brown, 1988).

El 27 de diciembre, el Potrero del Llano No. 4 localizado por E. DeGolyer, fue terminado, produciendo en forma descontrolada aproximadamente 110, 000 barriles diarios lo que lo posicionó como uno de los pozos más productivos a nivel mundial en esa época (DeGolyer, 1952). Este pozo se hallaba en el mismo terreno que durante la colonia

española, fue puesto en venta a sólo \$2000, sin resultado alguno, debido a la presencia de las chapopoterías. Este pozo lanzó un chorro de 40 m de altura y la lluvia torrencial de chapopote cubrió un radio de dos kilómetros (Schlumberger, 2004). Fue tal la presión del pozo al llegar a 527 m que el 27 de diciembre de 1927, se descontroló. A principios de 1911, el Ing. Villarelo fue comisionado para realizar una visita de inspección al pozo donde pudo constatar las primeras técnicas para controlar las emisiones de los pozos, que venían acompañadas de chapopote y gases como anhídrido carbónico e hidrógeno sulfurado; observó cómo se colocó una pieza captadora que originó que el hidrocarburo no brotara verticalmente sino horizontalmente a un kilómetro de distancia. En el informe que presentó Villarelo en marzo de 1911 describe una de las primeras desgracias ecológicas provocadas por la explotación petrolera. Parte de la producción total de 2,000,000 de barriles hasta febrero de 1911, se habían perdido “por quemazón intencional en el arroyo de Buenavista, y por otra parte, más de medio millón de barriles habían pasado del arroyo de Buenavista para el río Tuxpan y de este para la laguna de Tampamachoco y el mar”. El chapopote formó sobre el agua en unos lugares hasta una capa de 3 cm de grueso, pero en la laguna de Tampamachoco, en los esteros y en el mar, el grueso de la capa de chapopote que estaba sobre el agua llegó a ser de hasta medio metro (Canudas, 2005). Esta explotación llegó a producir 16 millones de barriles anuales, y en sus 28 años de vida útil, se extrajeron 117 millones de barriles de petróleo (Schlumberger, 2004).

En 1911, la Penn Mex Oil descubre petróleo junto al río Tuxpan y la East Coast Oil en la región de Pánuco, Veracruz (Borja, 2008).

Hacia fines de 1912 se descubrió el campo Tierra Amarilla, el pozo descubridor fue localizado próximo a chapopoterías (DeGolyer, 1952).

Redwood en 1913 menciona en su obra *Petroleum* que las indicaciones superficiales se extienden al suroeste en el Valle de Tecolutla y sus tributarios, lográndose una producción considerable en los pozos del campo Furbero. Así mismo, menciona que el petróleo mana acompañado de un gas de las calizas cretácicas que se encuentran a 30 millas al sur del puerto de Alvarado y al oriente de este lugar, en la amplia cuenca Terciaria de los ríos San Juan, Coatzacoalcos y Tanchoápam, existen exhudaciones superficiales de aceites asfálticos a lo largo de líneas bien marcadas en Sayltepec, Jaltipan, Trujillo, Pahuatla, Molocan, los Changos, San Cristóbal, Pajapa, Sayula, Medias Aguas, entre otros.

En mayo de 1913 la Penn Mex Fuel Co. descubrió el campo de Álamo justamente al norte del Río Tuxpam, cerca de chapopoteras. Del mismo modo se terminó el pozo descubridor del campo de Naranjos en una localización fijada por DeGolyer, el cual también se hallaba cerca de chapopoteras (DeGolyer, 1952). En este mismo año, el pozo Amatlán surge con una producción de 50 mil barriles diarios, cerca de Tampico (Borja, 2008).

A principios de 1915 el Cerro Azul No. 3 y el Juan Felipe No. 1 se terminaron con éxito en el yacimiento de Cerro Azul y en febrero de 1916 se perforó el gran Cerro Azul No. 4 de la Huasteca Petroleum Co., localizado por Ezequiel Ordoñez. Se cree que este pozo fue el más grande del mundo al basarse los cálculos sobre capacidad diaria, y uno de los más importantes al basarse en los cálculos sobre producción total. El extraordinario pozo, que tuvo el 10 de febrero de 1916, el brote más espectacular conocido hasta ahora, causó asombro con un géiser que se alzó a casi 50 metros sobre el nivel del suelo, destrozó el equipo de perforación lanzando la barrena de 3 toneladas a 200 metros de altura como si hubiera sido una pluma y empezó a fluir a razón de 260,000 barriles por día (Schlumberger, 2004).

Para fines de 1914 los campos de Dos Bocas, Juan Casiano, Los Naranjos, Potrero del Llano y Álamo se habían encontrado todos sobre un alineamiento en curva que no se comprendía, pero parecía tener un significado especial (DeGolyer, 1952).

En 1916, (Schlumberger, 2004) el geólogo e ingeniero de minas, Juan de Dios Villarelo, elevó un completo informe de su autoría, publicado en el Boletín Oficial, donde reconoció la presencia de yacimientos petrolíferos en la región Tabasco–Chiapas. En una expedición geológica efectuada en 1914, el especialista demarcó la presencia de un hidrocarburo de muy buena calidad, en una zona comprendida entre el Rancho del Triunfo (en el río Mexcalapa, Ostucán, Palenque y Balancán) y la costa del Golfo de México; región petrolífera a la que consideró como una prolongación hacia el este, de la región que había designado “Istmo de Tehuantepec”.



Figura II. 7. Regiones con hidrocarburo de muy buena calidad, demarcada por Juan de Dios Villarelo, según una expedición geológica realizada en 1914 (Tomado de Schlumberger, 2004).

Apareció agua salada en el depósito Potrero del Llano en marzo de 1918 y para fin del año, el famoso pozo No. 4 se rindió a la emulsión. Lo mismo ocurrió en el Casiano No. 7 para noviembre de 1919 y en cuestión de pocos meses el campo entero se convirtió principalmente en agua. El Álamo demostró un descenso en 1920 y un descenso agudo en 1921. Naranjos demostró un descenso agudo en 1921 como también Zacamixtle poco tiempo después. Cerro Azul y Toteco demostraron un descenso en 1922 (DeGolyer, 1952).

En 1921, México era el segundo productor de petróleo en el mundo con 193 millones de barriles en ese año, debido a yacimientos en una zona llamada “Faja de Oro” en el norte de Veracruz y sur de Tamaulipas. El pozo Cerro Azul No. 4 propiedad de la Huasteca Petroleum Company produjo en este año 57 millones de barriles. Los campos de la Faja de Oro, descubierta por chapopoterías produjeron aproximadamente 150 millones de barriles en este mismo año.

En 1923 se descubrió el campo Francita (DeGolyer, 1952). Redfield menciona en el National Petroleum News (1923) que “las manifestaciones superficiales de petróleo, gas y asfalto, son abundantes en la región de Chiapas-Tabasco. En la parte noroeste de Tabasco, Tlachontalpa, cerca de Santa Ana, a lo largo de la laguna del mismo nombre, aparecen varias chapopoterías; en la parte norte del Estado, en San Fernando, a través de

Macuspana y hasta Reforma, se presentan idénticas manifestaciones, así como también en la parte sur del Salto de Agua a Tacotalpa, Teapa, Pichucalco, Ostucán y Sayula. A lo largo de la cresta del anticlinal Pichucalco-Salto de Agua brota un aceite de magnífica calidad, principalmente en la Hacienda de Guadalupe y en el arroyo de Chapopote, mana petróleo de buena calidad. En la cresta del anticlinal del Triunfo Palenque, al norte del pueblo de Magdalena, se pueden notar manifestaciones palpables de la existencia de gas, petróleo y asfalto...”.

En 1924 la producción de los yacimientos Méndez, Chapacao, Corcovado y en Cacalilao alcanzó su cima de 101 millones de barriles y de los 710 pozos terminados en México durante el año, 632 se encontraban en esta región (DeGolyer, 1952)

Murillo (1938) cita que “debido a las dificultades financieras de la Hacienda de Aragón, el ingeniero R. de la Cerda, se dedicó a localizar yacimientos de petróleo en las faldas del Ajusco. Para ello fundó con otros socios, la Rich River Petroleum Co., destinada a realizar la exploración en Tlalpan. Encontraron un afloramiento de petróleo en el poniente de la villa de Tlalpan, en el costado norte del Lazareto, este afloramiento consistía en bancos de arcilla azul amalgamados con aceite muy fino y todas las aguas que brotaban a su alrededor llevan una nata de petróleo. En algunos lugares del túnel que se abrió bajo la lava, el aceite mana en pequeños hilos”. De este manto se recogieron entre 1927 y 1928, sesenta y nueve camiones de chapopote, el cual se analizó por el químico en jefe de la compañía petrolera “El Aguila”, encontrando que correspondía a “el petróleo más fino que él había examinado.

La exploración en la región de Tehuantepec hacia el este y con base a echados tomados en la superficie, de sondeos estructurales y de levantamientos gravimétricos, descubrieron el campo de Tonalá en 1928, y una prolongación de éste El Burro, en 1931. El campo Cuichapa se descubrió en 1935 (DeGolyer, 1952).

El único hallazgo petrolífero de importancia durante ese período es el gran campo de Poza Rica que se descubrió con la terminación del pozo No. 2 a fines de junio de 1930 (DeGolyer, 1952).

Salvo por la incidencia de chapopoterías o manifestaciones de gas como las que hay en Ébano, Chijo, Caracol, a lo largo del Río Tamesí al sur de Chocoy y varios otros lugares, hay poca cosa en la superficie para fijar la atención del explorador (DeGolyer, 1952).

En 1937, los campos de la Faja de Oro produjeron aproximadamente siete millones y medio de barriles (DeGolyer, 1952), siendo la producción total de México poco menos de diez millones de barriles anuales.

En el año de 1971, el pescador campechano Rudesindo Cantarell informa a PEMEX la presencia de una mancha de aceite que brotaba del fondo del mar en la Sonda de Campeche. Ocho años después la producción del pozo Chac-1 marcaría el principio de la explotación de uno de los yacimientos marinos más grandes del mundo: Cantarell (PEMEX, 2011).

La Zona Económica Exclusiva de México, del Golfo de México fue clasificada por Wilson et al. (1974) como una región con un alto potencial de emisiones, de acuerdo a sus características geológicas y geoquímicas. Algunas emisiones han sido localizadas en la Laguna de Tamiahua.

En el lado occidental de la Isla del Carmen, en la Boca El Carmen, aflora una chapopotera en la superficie del terreno, la cual cubre unos 25 m de diámetro. La chapopotera impregnó un banco de conchas de moluscos que se asocia con el sistema de fallas distensivas Xicalango, en el margen suroccidental del cañón de Campeche (Araujo et al., 2003).

En el estado de Chihuahua, Hernández (1974) reportó chapopoteras en la porción NW de los Crestones del Hugo y en Cerro Alto; también reportó manifestaciones de aceite en fracturas de diques en riolitas; en el pozo Chapo-1, se encontraron trazas de asfalto en las rocas del Grupo Washita y la Formación Glen Rose; en el pozo Chapo- 2, se observaron manifestaciones en rocas equivalentes. En el pozo Ojinaga-1, se registraron trazas de aceite en rocas de Paleozoico en el Ordovícico; en el Cretácico Inferior, en calizas de la Formación Finlay y en el Cretácico Superior, en calizas y calizas arcillosas de la Formación Ojinaga.

Araujo y Estavillo (1985) en el estado de Chihuahua, reportan algunas manifestaciones superficiales de hidrocarburos tanto en la Formación Buda como en la Ojinaga, así como en tobas volcánicas y en andesitas de augita. Las localidades donde se observaron dichas manifestaciones son: hacia la porción SW de Cerro Alto, en unos pequeños lomeríos que se encuentran a unos 500 m al E del Rancho La Cantera, se encontró aceite ligero en pequeñas cavidades y oquedades, en horizontes de calcedonia que se encuentran en tobas blanquiscas de composición ácida que se encuentran cubriendo a las formaciones San Carlos y Ojinaga. Se observó impregnación de hidrocarburos (gilsonita) en el flanco Este de la Sierra de Peguis, en el contacto de la Formación Buda y Ojinaga, notándose también que las rocas de la base de la Formación Ojinaga desprenden fuerte olor a gas.

En la porción NW de la Sierra de la Manzanilla, en el área El Almagre; se encontraron manifestaciones de hidrocarburos, gilsonita y chapopote denso, en los núcleos de geodas de calcedonias que se encuentran en cuerpos de tobas y andesitas (Figura II. 8, Figura II. 9 y Figura II. 10)



Figura II. 8. Discordancia entre rocas sedimentarias de la Formación Ojinaga y rocas volcánicas terciarias, presentándose en el contacto, una chapopotera con abundantes hidrocarburos residuales, encontrándose también hidrocarburos en la parte interna de las geodas (Tomado de Araujo y Estavillo, 1985).



Figura II. 9. Discordancia estratigráfica y litológica, entre rocas limolíticas calcáreas de la Formación Ojinaga y tobas dacíticas terciarias, con alta impregnación de hidrocarburos residuales (Tomado de Araujo y Estavillo, 1985).



Figura II. 10. Rocas ígneas extrusivas (toba dacítica semicompacta), caídas de chapopoterías, conteniendo geodas de calcedonia; en las oquedades se tiene la presencia de impregnación de hidrocarburos residuales y líquidos (Tomado de Araujo y Estavillo, 1985).

En la misma localidad (Figura II. 11), se encontró una chapopotería extensa en el contacto de las tobas andesíticas con las rocas de la Formación Ojinaga (Figura II. 9).



Figura II. 11. Rocas ígneas extrusivas (toba dacítica), semicompacta con un alto contenido de gilsonita (Tomado de Araujo y Estavillo, 1985).

Cabe señalar, que en el trabajo de Araujo y Estavillo (1985), se reportaron también manifestaciones de hidrotermalismo tanto en el Río Bravo como en el Río Conchos. El 13 de enero de 2008 en el arroyo “Las Palomas” ubicado en el kilómetro 2.5 de la carretera Lorenzo-San Marcos, municipio de Tamiahua surgió una chapopotera natural, localizada en una superficie de 100 metros a lo largo del arroyo. Desde 2005 se realizan acciones para poder contener esta chapopotera, que incluyen trabajos de topografía, retiro del material impregnado con hidrocarburo, colocación de muro de retención e instalación de línea de descarga de agua, además de que se aplicó revestimiento de concreto sobre el punto de emanación. Recientemente la compañía Geo Estratos ha realizado la perforación de dos pozos de alivio para poder controlar la emanación del hidrocarburo y lograr contener las chapopoterías. También se construyen 10 celdas donde se le da tratamiento a la tierra que se impregnó de aceite, colocándole un absorbente cuya función es separar el crudo de la tierra; además se han colocado barreras flotantes en varios puntos del cauce del arroyo para la contención del aceite (Pemex Comunicado de prensa Poza Rica Rica 005, 2008).

El 23 de noviembre de 2011, asociado a una chapopotera natural, ocurrió el brote de hidrocarburos por el drenaje pluvial a través de los registros en la calle Nogal en la Colonia Chapultepec en la ciudad de Poza Rica, Veracruz. Se estima que el volumen de aceite

vertido fue de aproximadamente 500 litros (Pemex Comunicado de prensa Poza Rica Rica 083, 2011).

Han sido numerosas las chapopoterías reportadas en el territorio nacional desde la antigüedad hasta la actualidad, siendo las de mayor importancia las localizadas en el Golfo de México que llevaron al descubrimiento de importantes campos petroleros. En la cuenca de Tampico- Misantla se tiene conocimiento de más de 78 chapopoterías, asociados principalmente a intrusiones ígneas (Muir, 1936 in MacGregor, 1993). Justamente, la chapopotería que se estudia en esta tesis y las manifestaciones geotermales asociadas, se localiza en el municipio de Tamalín, en la parte norte del Estado de Veracruz y colinda con la Laguna de Tamiahua.

CAPÍTULO III. EL GÉISER SAN JERÓNIMO: CASO DE ESTUDIO

ANÁLISIS PRELIMINAR

En este capítulo se analiza cómo caso de estudio el de la chapopotera San Jerónimo, la cual se cataloga como chapopotera tipo 5D; es decir, una chapopotera relacionada con intrusiones ígneas.

Redwood (1913) menciona que en Tamaulipas y la parte Noreste de Veracruz, las formaciones superficiales que se encuentran cerca de los depósitos de asfalto, son esquistos grises pertenecientes al Cretácico o areniscas del Terciario, frecuentemente cortados por rocas volcánicas o diques de la misma naturaleza.

Ordoñez (1904) explica la presencia de chapopoteras en los estados de Tamaulipas y Veracruz, como resultado de las inyecciones del petróleo que se encuentra acumulado en el interior de los depósitos en la roca sedimentaria, por la gran presión de los gases que acompañan siempre a los hidrocarburos líquidos o viscosos, a través de grietas naturales que existen, principalmente en la zona de contacto entre las rocas sedimentarias por una parte y, por la otra, las rocas volcánicas intrusivas.

El Estado de Veracruz, se caracteriza por contar desde Poza Rica hasta Agua Dulce con campos maduros y otros nuevos que poseen un gran potencial productor.

Uno de estos campos localizado en la Faja de Oro terrestre, es San Diego de la Mar, en el cual se localiza el pozo San Diego de la Mar No. 3, mismo que terminó su perforación de una manera accidentada, y a cuyos escasos metros se encuentra el sitio conocido como Géiser de San Jerónimo.

Es importante mencionar lo ocurrido en el pozo San Diego de la Mar-3, ya que sirve como antecedente para comprender lo que ocurre en el Géiser de San Jerónimo, que es objeto de estudio de esta tesis.

El pozo San Diego de la Mar- 3, Dos Bocas, se localiza en la porción norte del Estado de Veracruz a 23 Km al noreste del Municipio de Naranjos; a 90 Km al sur de Tampico, Tamaulipas (ver Figura III.1).

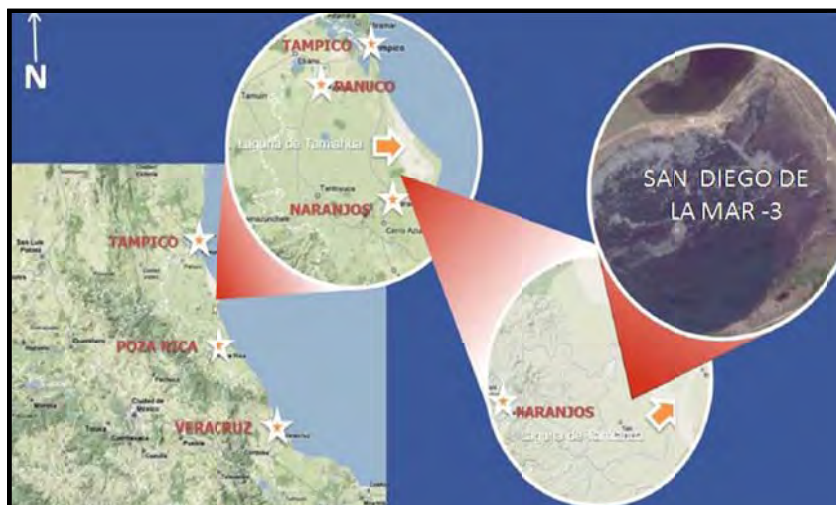


Figura III. 1. Localización del pozo San Diego de la Mar-3 (Modificada de Pemex, 2008).

El pozo se perforaba normalmente por la Pennsylvania Oil Company of México para la compañía petrolera Pearson and Son Limited, que después se convertiría en la Compañía Mexicana de Petróleo El Águila, S.A., miembro del complejo británico-holandés Royal Dutch, uno de los dos colosos del imperialismo petrolero de principios del siglo XX dirigido desde Londres por la casa Rothschild. El otro era la Standard Oil of New Jersey, fundada en Estados Unidos por John D. Rockefeller.

Según la narración de Galicia (2008) refiere lo siguiente:

“Era aproximadamente la una de la tarde del 4 de julio de 1908. La cuadrilla de norteamericanos que perforaba el pozo celebraba la independencia de los Estados Unidos cuando de pronto, un fuerte ruido como un silbido se escuchó proveniente del piso de la torre de perforación.

El bombero fue el primero en darse cuenta de lo que estaba ocurriendo, alcanzó a cerrar completamente dos válvulas de las calderas, que extinguieron lentamente sus fuegos. Para entonces, el sonido de aquél silbido terrible había aumentado transformándose en un gruñido estruendoso. En esos momentos había considerable holgura en el cable de perforación, que se azotaba violentamente por el impulso de una fuerza pavorosa y descontrolada. En unos instantes una gran cantidad de cable de perforación estaba ya enredado en el piso de la torre y más cable era forzado hacia fuera del agujero.

Finalmente la pesada herramienta de perforación del tipo barreta o pulseta salió disparada despejando la boca del pozo, siendo lanzada hacia las alturas por la presión golpeando la corona de la torre seguida de un gran géiser de aceite y gas, para luego caer a plomo con un gran tramo de cable, clavándose cerca de los soportes del lado oeste de la torre de

perforación. Mientras tanto, la fuerte presión del gas y el aceite que brotaban con excesiva violencia despedazaron las maderas de la tapa de la torre. Las gruesas y pesadas vigas de corazón de pino se elevaban por los aires cuando eran golpeadas por la corriente rugiente de aceite. Minutos después la mayor parte de la torre de perforación estaba destrozada, y la zona oriental del piso de trabajo seguía estando casi intacta aunque se sacudía violentamente al quedarse sin soportes. Las ráfagas súbitas de viento hicieron colapsar el resto de la torre en medio del torrente de aceite y gas, que ya para entonces se asemejaba a un tronco sólido de acero negro que se perdía de vista en el cielo de ennegrecido. Las maderas de la torre habían volado en todas direcciones y únicamente unos 6 metros de la armazón de la torre de perforación permanecían en pie. El piso de trabajo era un desastre de cuerdas enredadas y despojos del equipo que se ahogaban en aquella densa lluvia de petróleo mexicano.

El perforador decidió esperar a que el géiser de aceite perdiera un poco de presión para tratar de colocar una válvula de cierre y estaba haciendo los preparativos para eso cuando de súbito comenzó a sentirse otro estertor seguido de una lluvia de rocas y de tierra. Entonces se dieron cuenta que a una corta distancia de la esquina noreste de lo que había sido la torre de perforación el aceite comenzó a brotar por un segundo agujero. Una gran cantidad de fragmentos de rocas salían disparados como metralla desde ese agujero hiriendo gravemente a varios hombres. Al tener este segundo agujero un conducto principal y muchos conductos secundarios, el terreno comenzó a colapsar formándose rápidamente un cráter. La presión había aumentado tan rápidamente que el tubo de revestimiento estaba propenso a ser devuelto a través del piso de la devastada torre de perforación. Los restos de la torre ya sin soportes en la zona oriental comenzaron a inclinarse para finalmente derrumbarse directamente sobre la zona del segundo géiser. Otra lluvia de pesadas tablas voló por los aires y todo lo que quedó del pozo original fue un tramo corto visible de la tubería de revestimiento. Los testigos presenciaron azorados como se desprendió violentamente desde el interior del agujero un segmento de 6 metros del tubo de revestimiento y se contorsionó en el aire como una serpiente de hierro antes de caer y estrellarse sobre el terreno. Treinta y cinco minutos habían pasado desde el primer silbido de furia y ya para entonces el que pudo haber sido el pozo petrolero más portentoso de la historia de la industria, estaba totalmente destruido. Esto marcó la muerte del pozo San Diego de la Mar-3 y el nacimiento del pozo de Dos Bocas”.

Nunca se determinaron las causas de este accidente aunque existen varias teorías, las cuales se enuncian a continuación:

- El cemento de la tubería de revestimiento no había fraguado suficiente tiempo antes de que la herramienta perforara una zona de alta presión.
- Algunos perforadores con experiencia en herramienta de cable, propusieron la idea de que el pozo se quedó perforando solo mientras la tripulación estaba en la comida (Galicia, 2008).
- Debido al contacto del brote espontáneo de aceite y gas a excesiva presión con el fuego de la caldera del equipo de perforación, se declaró el gigantesco incendio (Nuestras Raíces).
- El pozo aparentemente había fondeado bastante cerca de una zona sobrepresurizada.
- Las evidencias geológicas indican que el origen del cráter Dos Bocas, se debió al descontrol del pozo San Diego de la Mar -3, provocado por una anomalía de gradiente Geotérmico ya que la temperatura en el fondo del cráter es de 80 °C (Pemex, 2008).
- Casso(1908) In Garcia y Valdéz propone la explicación más extensa, menciona: *“ el fenómeno que estamos presenciando es el de un pequeño volcán de lodo, petróleo, y gases deletéreos, cuyos efectos, por todos motivos son mortíferos y dañosos en alto grado a la economía animal, debido indudablemente a la filtración del agua del mar que al ponerse en contacto con el manto o gran depósito y materias bituminosas que se encuentran a grandes profundidades de la superficie de la tierra, ha alcanzado temperaturas muy altas y convertido en vapor, arrastra al escapar a causa de su tensión extraordinaria la inmensa masa líquida que al atravesar diversas capas de origen sedimentario, va disolviendo a su paso multitud de substancias y materias arcillosas y calcáreas”*. Esta opinión se registra en la historia de las zonas petrolíferas, pues en el Archipiélago asiático hay numerosos depósitos de petróleo, la mayor parte acompañados de volcanes de lodo (ver Figura III.2)



Figura III. 2. Causas de la formación del Cráter de Dos Bocas (Modificada de Pemex, 2008).

La herramienta de percusión de cable no utilizaba fluidos de perforación para contrarrestar la presión del pozo. Se introducía agua al pozo después de perforar una sección corta y luego se usaba un contenedor para desalojar el agua con los recortes. Con este método, durante la operación de perforación el agujero se trabajaba vacío, únicamente con el martillo barrenador o pulseta de cable y abierto a la atmósfera. Las fracturas existen en la mayoría de las formaciones, con longitudes que pueden ser de algunas decenas de pulgada hasta varias decenas de millas, una de esas fracturas pudo haber permitido a la presión de aceite y gas migrar hasta la zona del agujero y con la liberación de la presión, el espacio se pudo haber agrandado lo suficiente para permitir la salida violenta de un gran volumen de fluidos hacia la superficie, para reventar fuera de control.

Tampoco existe certeza de cómo comenzó el gran incendio del Dos Bocas. Existen versiones de que el incendio comenzó inmediatamente después del descontrol del pozo; sin embargo, la mayoría de las versiones indican que el fuego en la boca del pozo comenzó hasta casi una semana después. El periódico "La luz de San Antonio" del 11 de julio de 1908, publicó un artículo reportando el incendio y sosteniendo que el fuego fue

iniciado por “obreros descuidados”. Otras fuentes dijeron que el incendio fue provocado por pescadores que protestaban contra el gobierno, por el gran derrame de aceite que contaminaba sus áreas de pesca en la Laguna de Tamiahua .

Todos los intentos de contener el fuego fracasaron. Por varios días el aceite ardiente cubrió cerca de tres kilómetros cuadrados. El capitán del barco “S.S. Ciudad de México” avistó la columna de humo desde 100 kilómetros costa afuera en el Golfo de México y estimó su altura en más de 600 metros (Galicia, 2008). En la narración de “Nuestras Raíces” se menciona que: *el gobierno de Porfirio Díaz envió al Segundo Batallón de Zapadores desde la ciudad de México al mando del coronel Ocaranza, para construir diques con zapapicos y palas, en un vano intento por contener el flujo de crudo, el cual se estimaba en esos momentos sobre los 80,000 barriles por día; perecieron algunos de sus elementos al derrumbarse las paredes o los bordes del terreno calcinado que iba dejando un hueco al consumirse el oro negro.*

En la tarjeta de registro se lee que el 19 de julio de 1908 a las 12 horas aumentó bruscamente la presión del fuego, al mismo tiempo que se registraba un temblor de tierra, pero desde ese momento decreció notablemente la intensidad del fuego. El aceite se derramaba a la laguna de Tamiahua, cubriendo una superficie de más de 30 kilómetros cuadrados

El incendio principal en el Dos Bocas continuó hasta el 30 de agosto, con incendios de menor escala que siguieron activos hasta el mes de abril de 1909, extinguiéndose totalmente debido a que al estar expulsando aceite y gas del yacimiento en grandes cantidades, el contacto agua-aceite del yacimiento, que era el que proporcionaba la energía de expulsión, se conificó saliendo por el pozo finalmente solo agua salada sulfurosa que finalmente apagó las llamas. Diez años después, el Dos Bocas todavía despedía aún gases venenosos que mataban al ganado, por lo que la compañía El Águila tuvo que pagar numerosas indemnizaciones a los propietario.

El cráter real del “Dos Bocas” cubre no menos de 10 hectáreas, con un área devastada circundante de cerca de 162 hectáreas. El cráter principal actualmente está lleno de agua salada y sulfurosa (ver Figura III. 3). En noviembre de 1909, el Geólogo Everette Lee DeGolyer visitó el cráter y reportó que todavía había ebulliciones y vaporización con emanación continua de agua salada y que los vapores de sulfuro del gas de acompañamiento eran aún tan fuertes, que las monedas de plata en su bolsillo se ennegrecieron (Galicia, 2008).

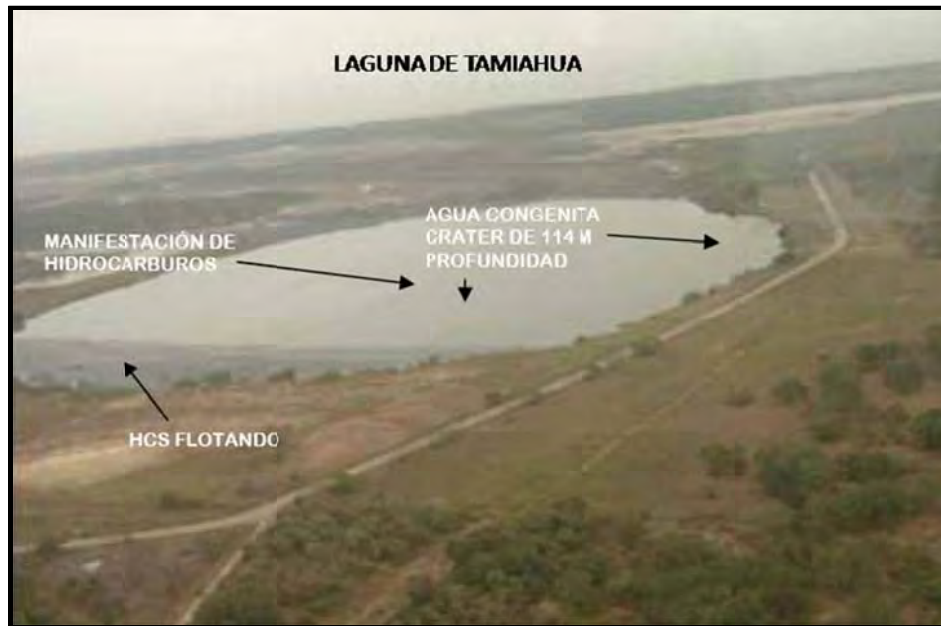


Figura III. 3. Cráter de Dos Bocas (Modificada de Galicia, 2008).

Una idea aproximada del tamaño y de la fuerza del pozo se puede figurar con el hecho que en 1922, Paul F. Weaver, entonces jefe del departamento de geofísica de la Gulf Oil Company, realizó en el sitio del cráter una medición del flujo de agua salada al calibrar el caudal a través de un medidor. En aquel momento se estimó un flujo de 130,000 barriles de agua salada y de varios barriles de aceite por día. Fue una pérdida terrible para la Mexican Eagle. Aproximadamente unos cinco millones de dólares se esfumaron, esta estimación se basaba en que más de un millón de metros cúbicos de aceite se destruyeron y los propietarios de terrenos aledaños cuyas propiedades sufrieron considerables daños trajeron fuertes demandas contra la firma.

No hay forma precisa de calcular el potencial del San Diego de la Mar-3 que cuando desencadenó su furia se convirtió en “El Pozo con Dos Bocas”. Si tal cantidad de aceite yacía en el subsuelo, la compañía decidió que podría arriesgar otro millón de dólares para localizar más pozos en esas inmediaciones (Galicia, 2008).

El nacimiento del “Dos Bocas” ocasionó muertos a causa de las nubes de gases, otros volaron por la fuerza de la explosión; pero nadie sabe cuántos (Nuestras Raíces).

La profundidad alcanzada por el pozo fue 555.9 m; la formación productora es El Abra de edad Cretácico. El intervalo productor se encuentra a 555-555.9 m. Se estimó su producción inicial en 95,000 barriles por día de aceite y su producción acumulativa en 5.7 millones de barriles (Pemex, 2008).

Por lo que se narra en “Nuestras Raíces”: *el espectáculo era infernal. Las llamas se elevaban a más de 300 metros (ver Figura III .4). La historia de Tampico registra que durante el día se percibía por el rumbo suroeste de la ciudad, distante 90 kilómetros del sitio del siniestro, “allá muy lejos, una enorme columna de humo que se elevaba gigantesca hasta confundirse con las nubes y aumentando en gran proporción el fuerte calor reinante en la costa, y por las noches se veía un vivo resplandor que revelaba a las claras que se trataba de un gran incendio”. Caía sobre Tampico una finísima lluvia de implacable ceniza y cuando llovía parecía que llovía tinta. Tal era el negro de humo de que las nubes se alimentaban con la combustión que de aquella enorme cantidad de petróleo. Todas las cosas de plata o de otro metal se ponían negras. El olor del gas del “Dos Bocas” llegó hasta Linares, N.L. En pleno incendio se organizaban excursiones para ir a contemplarlo viajando por la única vía posible en aquel entonces, que era la fluvial por el estero de Cucharas hasta San Jerónimo y la laguna de Tamiahua, en cuya orilla se había localizado el pozo.*

Los indígenas de las congregaciones circundantes, situadas a veinte y hasta treinta km del incendio corrieron a refugiarse a lugares altos, porque creían que se iba a acabar el mundo.



Figura III. 4. Pozo San Diego de la Mar-3 (Modificada de Galicia, 2008).

Fue el primer gran pozo mexicano que atrajo la atención mundial hacia la posibilidad de encontrar grandes yacimientos. Este suceso dio origen al descubrimiento de los yacimientos que integraron la famosa Faja de Oro, que tanta fama dio a México como productor de petróleo, al colocarlo como segundo productor mundial en 1921. En el área adyacente al Cráter se detectaron 256 emanaciones naturales (chapoteras), las cuales

se infiere fueron indicios para los exploradores en la ubicación del pozo San Diego de la Mar 3 (ver figura III. 5)



Figura III. 5. Chapopoterías en el área del pozo San Diego de la Mar-3 (Modificada de Pemex, 2008).

Del cráter de “Dos bocas” sigue emanando hidrocarburo que se ha derramado a lo largo del tiempo en los alrededores. Del pozo está fluyendo gas en forma intermitente y aporta hidrocarburos ultrapesados (5.6 grados API) intemperizados. La oquedad tiene 500m de diámetro y está llena de agua salada caliente, con brotes de agua sulfurosa acompañada de abundante gas. Los gases son incinerados en el sistema de venteo colocado en la periferia del Cráter como se observa en la figura III. 6 (Pemex, 2008).



Figura III. 6. Campana colectora y sistema de venteo de gases del pozo San Diego de la Mar-3 (Tomada de Pemex, 2008).

Géiser de San Jerónimo

LOCALIZACIÓN

Se ubica en las coordenadas 21° 31' 27.53" N 97° 36' 27.37" W, en el municipio de Tamalín en la parte Norte del Estado de Veracruz; aproximadamente a 2.5 km en línea recta del pozo San Diego de la Mar-3 (ver figura III .7).



Figura III. 7. Localización del Géiser de San Jerónimo.

MARCO GEOLÓGICO

La cuenca de Tampico- Misantla, forma parte de la megacuenca del Golfo de México. Se ubica en la margen centro-oriental de México. Comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla y la plataforma continental hasta la isobata de 200 m (ver Figura III. 8).

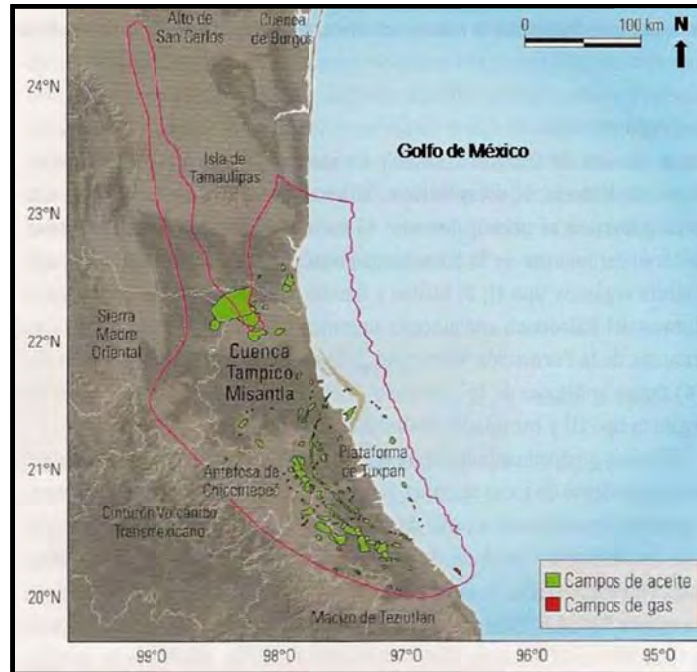


Figura III. 8. Ubicación de la Provincia Tampico- Misantla y principales campos de aceite y gas (Modificado de WEC, 2010).

Tectónicamente, la cuenca de Tampico- Misantla ha pasado por varias etapas. A finales de Triásico (Rhaetiano), se formaron cuencas que han sido relacionadas al inicio del proceso de rift del Golfo de México o al tectonismo en la margen occidental con el ancestral océano Pacífico (Salvador, 1987; Cantú, 2001; Rueda, 2003). Durante el Jurásico Temprano y Medio se presentó una etapa de rift que dio lugar a la apertura del Golfo de México. Durante al Jurásico Tardío y hasta inicios del Cretácico Temprano se presentó la etapa de deriva con la formación de corteza oceánica en la parte central del Golfo de México. La margen pasiva establecida en la etapa de deriva continuó en el Cretácico tras el cese de la apertura del Golfo.

Desde finales del Cretácico se inicia la formación de una antefosa como resultado de la aproximación del cinturón de pliegues y cabalgaduras laramídico que dio lugar a la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación. Esta carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza al oriente del cinturón cabalgado y la formación de la cuenca de antepaís o antefosa de Chicontepec durante el Paleoceno- Eoceno parcialmente limitada el este por la plataforma de Tuxpan (Tarango, 1985). Tras el cese de la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa, la provincia pasó a un dominio de margen pasiva en la que la carga sedimentaria

ocasionada por el paquete Terciario depositado sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México.

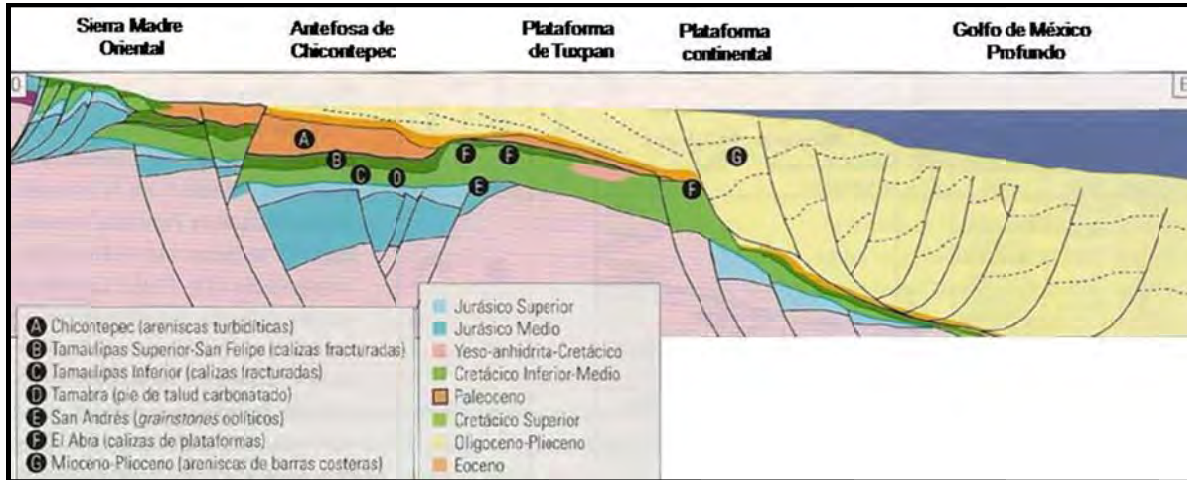


Figura III. 9. Sección estructural a través de la provincia Tampico- Misantla y ubicación de los plays establecidos (Tomado de PEMEX-BP, 1994).

El área de afloramientos cenozoicos marinos de esta provincia es lo que se definió originalmente como Cuenca Tampico- Misantla por López Ramos (1956). Geológicamente se reconocen cuatro subprovincias parcialmente superpuestas (López Ramos, 1956 y Cabrera y Lugo, 1984):

- 1.- la subprovincia mesozoica que incluye principalmente yacimientos en rocas carbonatadas del Jurásico y Cretácico y que constituyó el basamento de la antefosa terciaria,
- 2.- el frente de sierra sepultado en el occidente que comprende los pliegues y cabalgaduras laramídicos en rocas mesozoicas,
- 3.- la antefosa de Chicontepec con yacimientos en turbiditas del Paleoceno y Eoceno y
- 4.- la plataforma continental del Terciario, con yacimientos de gas en areniscas de plataforma, talud y cuenca.

Desde el punto de vista estructural, las rocas de antigüedad mayor al Jurásico Medio están afectadas por el fallamiento normal synrift que produjo una serie de bloques basculados y que controló la distribución de las facies almacenadoras jurásicas. Algunas de estas fallas fueron reactivadas en el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano pero principalmente durante la deformación laramídica desde finales de Cretácico hasta el

Eoceno, creando vías de migración para salmueras de cuenca e hidrocarburos (ver Figura III. 9).

En la parte occidental y norte de la provincia, los esfuerzos laramídicos produjeron pliegues y cabalgaduras que crearon fracturas en las rocas jurásicas y cretácicas más frágiles y que actualmente están sepultadas por rocas del Cretácico Superior y Cenozoico. La subsidencia térmica y la acumulación de la cuña sedimentaria cenozoica de margen pasiva, provocaron el basculamiento regional de esta provincia hacia el este. Otro patrón estructural relevante son las fallas de crecimiento sintéticas y antitéticas que afectan a los sedimentos terciarios de la plataforma continental, creando anticlinales tipo roll-over (Wawrzyniec et al., 2003 y Hernández et al., 2007).

Estratigrafía y Sedimentación

El basamento cristalino de la Cuenca Tampico- Misantla está constituido por rocas ígneas y metamórficas con edades que varían desde el Pérmico hasta el Jurásico Medio (Albarrán, 1984).

En la columna sedimentaria de la provincia Tampico- Misantla, se reconocen cuatro tectonosecuencias(ver Figura III. 10).

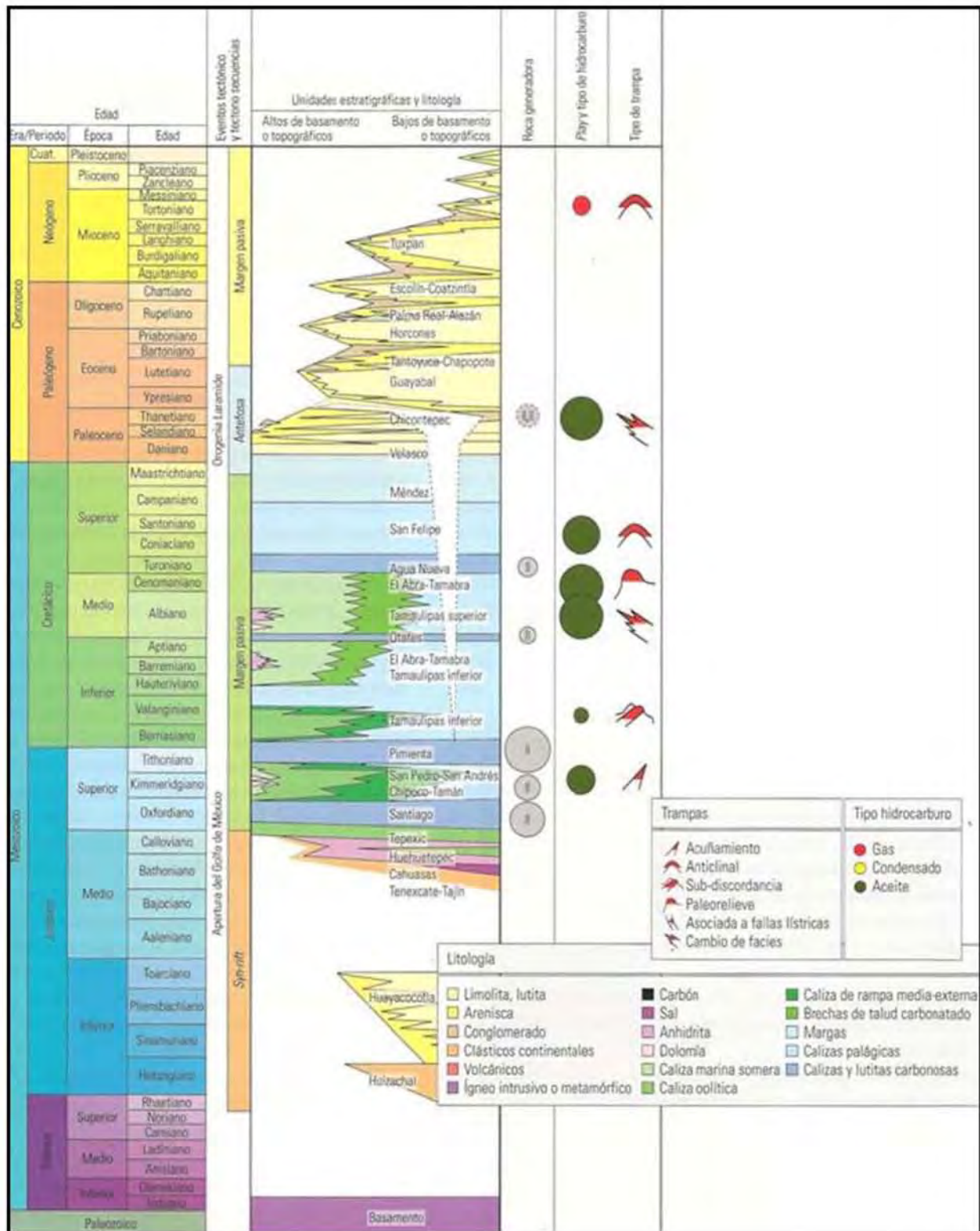


Figura III. 10. Columna Estratigráfica de la provincia Tampico- Misantla (Tomado de WEC, 2010).

La primera denominada Synrift, inicia en el Triásico con el depósito sobre el basamento de clásticos continentales de ambientes aluviales y fluviales con algunos flujos de lava de la Formación Huizachal del Triásico Tardío al Hettangiano, seguidos por una secuencia transgresiva marina de areniscas y lutitas de la Formación Huayacocotla del Jurásico Inferior durante el Hettangiano- Pliensbachiano (Imlay et al., 1948 y Guerrero et al., 1991). Los fósiles contenidos en estas rocas indican que las aguas marinas que inundaron estas cuencas provinieron del ancestral Océano Pacífico (Cantú, 2001). En el Jurásico Medio se reestablecieron condiciones continentales y se depositaron clásticos de la Formación Cahuassas. Una nueva transgresión favoreció el depósito de calizas oolíticas de rampa interna de la parte inferior de la Formación Huehuetepic las cuales pasan a anhidritas en su parte superior y depósitos locales de halita (González, 1970 y Espinoza y Grimaldo, 1987). Hacia los altos de basamento de estas facies pasan a areniscas y conglomerados. Sobre estas formaciones se depositaron en el Calloviano calizas arenosas, grainstones oolíticos de rampa interna y wackestones bioclásticos arcillosos de rampa media y externa de la Formación Tepexic, las cuales fueron sobreyacidas por calizas arcillosas y carbonosas de aguas profundas de la Formación Santiago al alcanzar la máxima transgresión en el Oxfordiano (Erben, 1956). Alrededor de los altos de basamento se desarrollaron rampas carbonatadas en las que se depositaron en la parte interna calizas arcillo-arenosas de la Formación San Pedro y oolíticas de la Formación San Andrés y sus equivalentes laterales de rampa media y externa de la Formación Chipoco y de cuenca de la Formación Tamán. Estas facies alcanzaron su máximo desarrollo durante el Kimmeridgiano progradando hacia la cuenca, sobre todo durante el siguiente descenso del nivel del mar, observándose en algunas zonas un cambio abrupto de la Formación Santiago a Chipoco y/o San Andrés (Hernández et al., 2001). Las calizas arcillosas y carbonosas de la Formación Pimienta cubren regionalmente a las facies de las formaciones Tamán, Chipoco y San Andrés durante el Tithoniano. En los altos de basamento más prominentes como el de Tuxpan se mantuvieron condiciones de aguas someras y probablemente zonas expuestas durante gran parte del Tithoniano. Hacia el final del Jurásico se deposita sobre la Formación Pimienta un paquete delgado de clásticos correspondientes a la Formación La Casita, derivado de la erosión de las zonas expuestas de basamento.

La tectono-secuencia Margen Pasiva I, inicia con el depósito de calizas de rampa interna (packstones y grainstones oolíticos y bioclásticas) del miembro inferior de la Formación Tamaulipas Inferior del Berriasiano-Valanginiano. Estas rocas son sobreyacidas por

calizas arcillosas de cuenca y capas de bentonita del miembro bentonítico de la misma formación, las cuales se hacen gradualmente más carbonatadas hasta pasar al miembro superior de calizas color crema constituido por wackestones de microfósiles planctónicos. Al mismo tiempo hacia el alto de Tuxpan se depositaron calizas de agua somera de la parte inferior de la Formación El Abra. Cerca del límite Aptiano-Albiano se depositan en toda el área mudstones y wackestones arcillosos y lutitas laminares del Horizonte Otates. Durante el Albiano y Cenomaniano se depositaron mudstones y wackestones de foraminíferos planctónicos con capas y lentes de pedernal de la Formación Tamaulipas Superior en la mayor parte de la provincia, a excepción del alto de Tuxpan, sobre el que se desarrolló un atolón representado por las calizas de la Formación El Abra bordeado por aprones de facies de talud de la Formación Tamabra. A finales del Cenomaniano esta plataforma sufre una exposición subaérea particularmente prolongada, con la transgresión subsiguiente se restablece temporalmente la sedimentación carbonatada somera, pero la tasa de sedimentación no alcanza a mantener el paso con el ascenso relativo en el nivel del mar y la plataforma se ahoga depositándose calizas pelágicas carbonosas de la Formación Agua Nueva del Turoniano sobre las formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior. Posteriormente se depositan calizas bentoníticas con intercalaciones de bentonita de la Formación San Felipe seguidas por calizas arcillosas y lutitas calcáreas de la Formación Méndez marcando el final de la tectonosecuencia Margen Pasiva I.

La tectono-secuencia Antefosa está caracterizada por el cambio de sedimentación carbonatada a terrígena y el cambio del patrón de subsidencia termal a flexura por carga tectónica. Sobre la Formación Méndez se depositaron lutitas calcáreas bentoníticas de la Formación Velasco del Paleoceno Inferior. Los sedimentos derivados de la erosión de las rocas mesozoicas levantadas y deformadas en el cinturón laramídico así como de las plegadas del Macizo de Teziutlán en el sur, iniciaron el relleno de la antefosa desde la parte occidental con el depósito de una alternancia de lutitas y areniscas con algunas capas de conglomerado de la Formación Chicontepec (Bitter, 1993). Los ambientes de depósito variaron desde fluviales y deltáicos de grano grueso adyacentes al cinturón cabalgado, pasando rápidamente a ambientes de prodelta, plataforma y abanicos turbidíticos. Durante el Eoceno temprano, probablemente debido al descenso del nivel del agua en la Cuenca del Golfo de México o a la formación del levantamiento periférico (peripheral bulge) de la antefosa, se formaron grandes valles de incisión en la margen del Golfo de México, dentro de los que se incluyen los denominados paleo- Cañones Bejuco-

La Laja, Chicontepec y Nautla (Rosenfeld y Pindell, 2003; Busch y Govea, 1978; Carrillo, 1980; Cuevas, 1991 y Cantú, 2001b). En estos valles de incisión los sedimentos terciarios y mesozoicos preexistentes fueron erosionados, particularmente en la parte sur donde los sedimentos del Eoceno descansan sobre rocas de Cretácico Inferior y Jurásico Superior (ver Figura III.10). Se infiere que grandes cantidades de sedimento con potencial almacenador fueron transportadas hacia la parte profunda del Golfo de México desde las desembocaduras de los valles de incisión ubicadas al norte y sur de la Plataforma de Tuxpan. Este elemento bloqueó la salida directa de los sedimentos de la antefosa hacia el Golfo de México, forzándolos a salir por el norte y por el sur, zonas en las que la erosión fue más pronunciada y que podrían corresponder a las desembocaduras de los paleocañones Bejuco-La Laja y Chicontepec-San Andrés (Carrillo, 1980). Las rocas del Cretácico Superior depositadas sobre la plataforma de Tuxpan así como las calizas del Albiano-Cenomaniano de la misma plataforma también fueron parcialmente erosionadas durante este tiempo y sujetas a carstificación. Al subir nuevamente el nivel base de erosión, estos valles fueron rellenados por turbiditas menos arenosas de la parte superior de la Formación Chicontepec y lutitas calcáreas de la Formación Guayabal del Eoceno temprano, marcando el final de la deformación laramídica. Es importante señalar que durante las diferentes etapas de relleno de la antefosa no se estableció un perfil batimétrico de plataforma- talud- cuenca del tipo margen pasiva como el del actual Golfo de México. El perfil batimétrico en la antefosa tendía a ser homoclinal tipo rampa o con zonas de plataforma relativamente estrechas, en las que los deltas y sistemas costeros adyacentes a las fuentes de aporte pasaban una zona de prodelta o talud homoclinal en el que predominaba el transporte por corrientes de turbidez, flujos de escombros, deslizamientos y derrumbes (“slumps”).

La Sierra Madre Oriental continuó siendo la fuente principal del sedimento de la tectono-secuencia Margen Pasiva II. Durante el Eoceno medio se depositaron lutitas, areniscas con algunas capas de conglomerado y bentonita de las formaciones Tantoyuca y Chapopote. El alto de la plataforma de Tuxpan fue sepultado y se estableció en el área una amplia plataforma siliciclástica. Lutitas y limolitas de las formaciones Horcones, Palma Real Inferior y Alazán fueron depositadas durante el Oligoceno temprano. Se presentan esporádicos crecimientos coralinos en la parte superior, mientras que los conglomerados y areniscas conglomeráticas marcan discordancias (López Ramos, 1956). El límite de secuencia principal reportado cerca del límite de los pisos Rupeliano y Chattiano, puede correlacionarse con la discordancia que marca la cima de la Formación

Palma Real y que dio lugar al depósito del conglomerado Mecatepec (López Ramos, 1956 y Haq et al., 1998). Durante el desarrollo de estas discordancias los sedimentos se depositan hacia las partes más profundas produciendo intervalos prospectivos bajo la actual plataforma continental. El Oligoceno Superior y parte del Mioceno Inferior está representado en los campos en tierra por una sección grano decreciente en la base (Formación Coatzintla) consistente de areniscas, limolitas y lutitas que pasan hacia arriba a una sucesión granocreciente de limolitas, areniscas y conglomerados (Formación Escolín) depositados en ambientes costeros y de plataforma somera, incluyendo sistemas fluvial-estuarino-plataforma y fluvial-deltáico-plataforma (López Ramos, 1956). Tras el depósito de la Formación Escolín se desarrolló en el área una gran discordancia. Se infiere que durante parte del Aquitaniano y del Burdigaliano grandes cantidades de sedimento atravesaron esta zona a través de valles de incisión para ser depositadas en la parte occidental del Golfo de México.

Con el inicio de la transgresión en el Burdigaliano y hasta el Langhiano los valles de incisión fueron rellenados por una sucesión granodecreciente (parte inferior de la Formación Tuxpan) compuesta de conglomerados y areniscas conglomeráticas de ambientes fluviales que gradúan a areniscas finas, limolitas y lutitas de ambientes estuarinos y de plataforma interna a externa como se puede observar en el área entre Poza Rica y Cazones (Hernández et al., 2004).

Estas rocas están cubiertas por una sucesión granocreciente de areniscas fosilíferas de grano fino a medio correspondientes a la parte superior de la Formación Tuxpan del Mioceno medio, siendo las rocas más jóvenes que afloran en la provincia Tampico-Misantla. Tras el depósito de la Formación Tuxpan una regresión forzada provocó el desplazamiento de las facies hacia la Cuenca del Golfo de México durante el Mioceno tardío. Las facies de plataforma progradaron hasta abarcar la mayor parte de la actual plataforma continental. En esta zona se depositaron una serie de parasecuencias apiladas constituidas por limolitas arcillosas y areniscas de grano fino. Sobre la plataforma las areniscas porosas se concentran en los sistemas de nivel alto (highstand systems tracts) y generalmente corresponden a zonas con altas amplitudes sísmicas.

Geología Petrolera

En la porción centro occidental de esta provincia se tienen espesores de 50 a 1,150 m de lutitas carbonosas de la Formación Huayacocotla con materia orgánica precursora de gas y condensado de submadura a sobremadura.

Estas rocas han generado hidrocarburos que se han entrampado en rocas clásticas de la Formación Cahuizas y de las formaciones Huehuetepec y Tepexic del Jurásico Medio y contribuyeron a la carga de rocas almacén del Jurásico Superior, Cretácico y Terciario (Román et al., 1999). Sin embargo, estudios geoquímicos han determinado que las principales rocas generadoras de esta provincia son del Jurásico y corresponden a la Formación Santiago del Oxfordiano con kerógeno tipo I, II y III; a la Formación Tamán del Kimmeridgiano con kerógeno tipo II, y principalmente a las rocas arcillosas de la Formación Pimienta del Tithoniano con kerógeno tipo II, las cuales se encuentran actualmente en el pico de generación de aceite como puede observarse en las figuras III. 10 y III. 11 (González y Holguín, 1992; Román y Holguín, 2001).

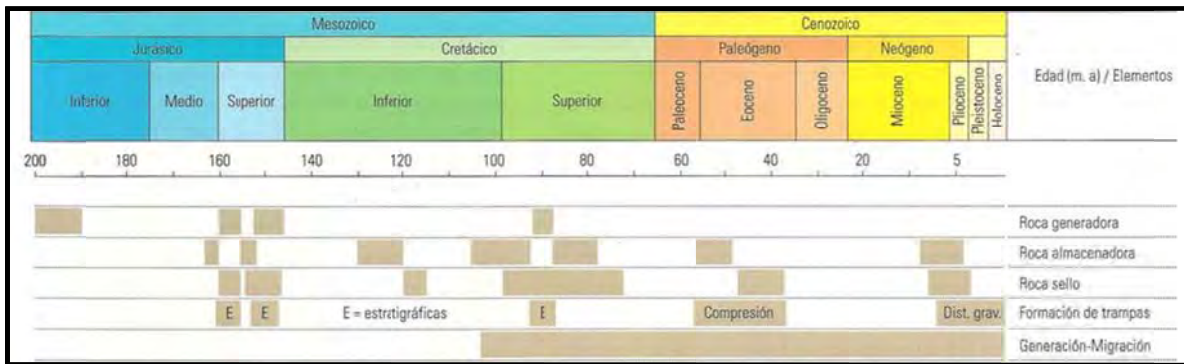


Figura III. 11. Eventos para los principales sistemas petroleros de la Provincia de Tampico-Misantla. La formación de trampas por deformación laramídica ocurrió principalmente en la parte occidental de la provincia, mientras que la distensión gravitacional que produjo fallamiento lístrico afecta a sedimentos terciarios (Tomado de Schlumberger, 2010).

En el Cretácico los intervalos con potencial generador corresponden al Horizonte Otates y a la Formación Agua Nueva; sin embargo, el poco espesor del Otates y la inmadurez de la Agua Nueva les restan importancia (González y Holguín, 1992). La roca generadora activa se distribuye regionalmente identificándose varios focos de generación distribuidos en toda la cuenca (Román y Holguín, 2001). Adicionalmente, hay evidencias de generación en cantidades menores de rocas del Terciario (Román et al., 1999). Las rocas jurásicas entraron en la ventana de generación de aceite y se han mantenido en ella desde el Cretácico medio (ver Figura III. 11.).

Las características de los plays principales que han establecido producción comercial en esta provincia se muestran en la Tabla III. 1. Otros plays que han resultado con

producciones menores o manifestaciones importantes incluyen al Conglomerado Tajín, grainstones oolíticos de las formaciones Tepexic y Huehuetepec en trampas estratigráficas por acuñamiento o cambio de facies, grainstones oolíticos del miembro calcarenítico de la Formación Tamaulipas Inferior y areniscas deltáicas de la Formación Tantoyuca (PEMEX-BP, 1994). En el Mioceno-Plioceno de la plataforma continental se han identificado plays potenciales que varían desde complejos de canales y abanicos submarinos hasta rellenos de cañones submarinos (Aranda et al., 2002 y Ambrose et al., 2005).

Tabla III. 1. Principales plays productores de la Provincia Tampico- Misantla (Tomado de Schlumberger, 2010).

Nombre	Litología (Formación, edad)	Sello (Formación)	Trampas	Tipo de hidrocarburo (Edad de roca generadora)	Campos Representativos
San Andrés	Grainstones oolíticos dolomíticos, porosidad primaria y secundaria (San Andrés, Kimmeridgiano)	Calizas arcillosas (Pimienta)	Estratigráficas (acuñamientos contra altos de basamento, cambio de facies)	Aceite ligero (Tithoniano-Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Arenque, San Andrés
Tamaulipas Inferior	Calizas pelágicas fracturadas (Tamaulipas Inferior, Berriasiano-Aptiano)	Calizas arcillosas (Tamaulipas Inferior, Otates)	Estructurales, combinadas (anticlinales, bajo discordancia)	Aceite pesado a ligero	Tamaulipas-Constituciones
San Felipe-Agua Nueva	Calizas fracturadas de cuenca fracturadas (San Felipe-Agua Nueva, Turoniano-Campaniano)	Margas (Méndez)	Estructurales (pliegues y zonas de fractura asociadas a fallas)	Aceite pesado a ligero (Tithoniano)	Ébano, Pánuco
Tamabra	Brechas y turbiditas de talud carbonatado, porosidad primaria y secundaria (Tamabra, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas Compactas (Tamaulipas Superior, Agua Nueva)	Combinadas (por cambio lateral de facies y basculamiento)	Aceite ligero (Tithoniano)	Poza Rica, Tres Hermanos
El Abra	Calizas carstificadas de margen de plataforma, porosidad primaria y secundaria (El Abra, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas y lutitas (Agua Nueva, San Felipe, Méndez, Terciario)	Estratigráficas (paleorelieve depositacional)	Aceite pesado, en tierra, a ligero, condensado y gas asociado en la parte marina (Tithoniano)	Cerro Azul, Santa Águeda, Atún, Bagre
Chicontepec	Areniscas turbidíticas de complejos de canal y abanicos submarinos (Chicontepec, Paleoceno-Eoceno)	Lutitas intercaladas (Chicontepec)	Estratigráficas y combinadas (cambio lateral de facies, bajo discordancia, asociadas a pliegues)	Aceite pesado a ligero (Tithoniano-Terciario)	Agua Fria, Tajín, Coapechaca, Soledad
Mioceno-Plioceno	Areniscas de barras costeras (Mioceno-Plioceno)	Limolitas arcillosas intercaladas (Mioceno-Plioceno)	Estructurales (anticlinal de roll-over, cierre contra falla)	Gas seco y húmedo	Lankahuasas, Sihini

RESULTADOS

Las figuras III. 5 y III. 12, se generaron a partir de los 4 primeros puntos de la metodología planteada en esta tesis.

En el lugar conocido como Géiser de San Jerónimo, las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales presentes, cubren un perímetro de 680 m aproximadamente. La longitud máxima de dichas manifestaciones se estimó en 250 metros con una orientación N 55°W.



Figura III. 12. Perímetro donde es posible observar las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales del sitio conocido como el Géiser de San Jerónimo.

En este trabajo, se excluyen las manifestaciones en la laguna de Tamiahua que también están presentes (ver Figura III. 13).



Figura III. 13. Manifestaciones de hidrocarburos en la Laguna de Tamiahua, en el sitio conocido como el Géiser de San Jerónimo.

La distribución de dichas manifestaciones son irregulares, presentando hacia el NW montículos de hidrocarburos pesados que brotan entre la arena de la playa (ver Figura III.14, 1), mientras que en el centro del área, es abundante la presencia de lodo y agua congénita; así como un montículo de aproximadamente 2.5 m de altura medido el día 7 de julio de 2010 (ver Figura III.14, 2), cuyo material pétreo se describirá más adelante. Hacia el SE, dichos hidrocarburos se encuentran mezclados con lodo y agua (ver Figura III.14, 3).

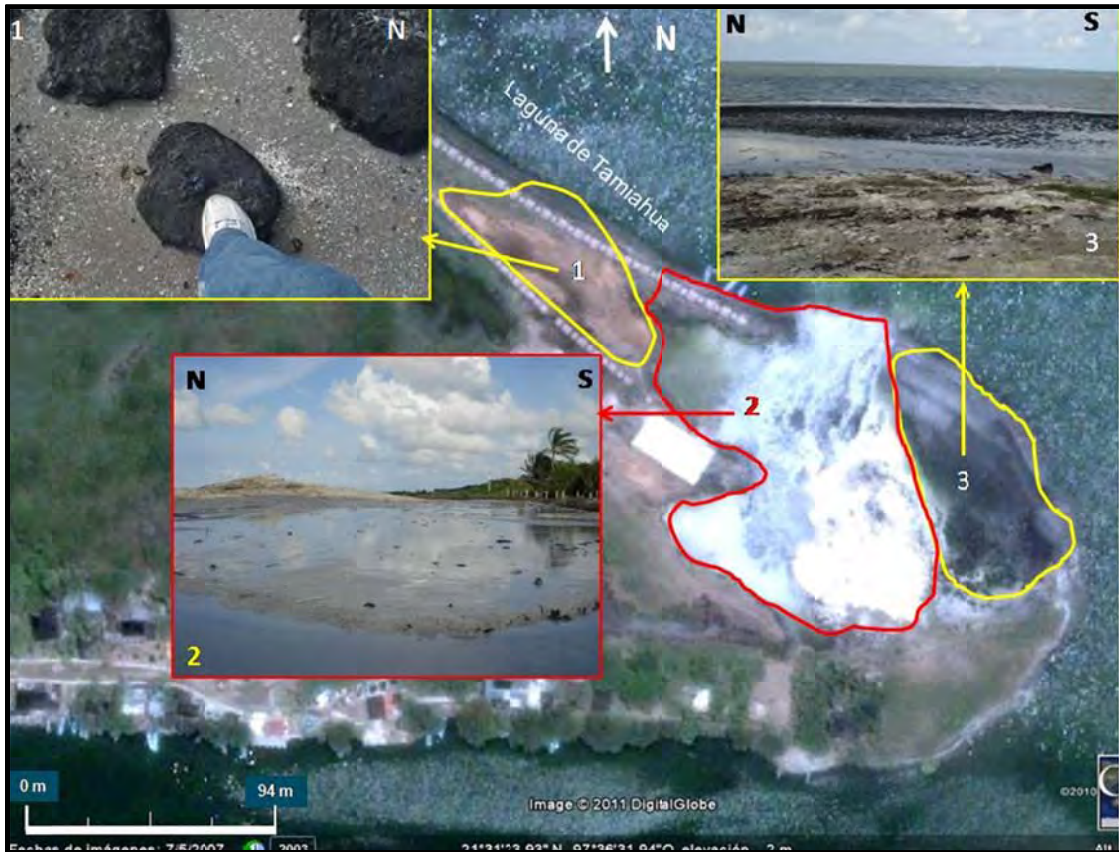


Figura III. 14. Distribución de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geotermales del sitio conocido como el Géiser de San Jerónimo.

Una vez identificada la distribución de las diferentes manifestaciones de hidrocarburos y geotermales en el lugar conocido como el Géiser de San Jerónimo, se seleccionaron los sitios para el muestreo del material pétreo más representativo del cuerpo del géiser, que se identificaron como M-1, M-2 y M-3.

Muestra M-1

La muestra pertenece a la parte superior del cono del géiser.

Descripción megascópica: la roca presenta una coloración blanquecina (al fresco) a beige (por intemperismo), en partes gris a negro (debido a la presencia de hidrocarburos pesados) en una alternancia de bandas o capas de espesor milimétrico con textura coloforme y botroidal, esto corresponde a una textura microcristalina en donde resalta la textura de bandas y la impregnación de hidrocarburos .

Las partes blanquecinas se caracterizan por tener un brillo vítreo, raya blanca y dureza superior a 3. Presenta efervescencia fuerte al ácido clorhídrico.

Se observan poros (ver Figura III.15, 2), en los cuales existen microcristales de hábito fibroso.

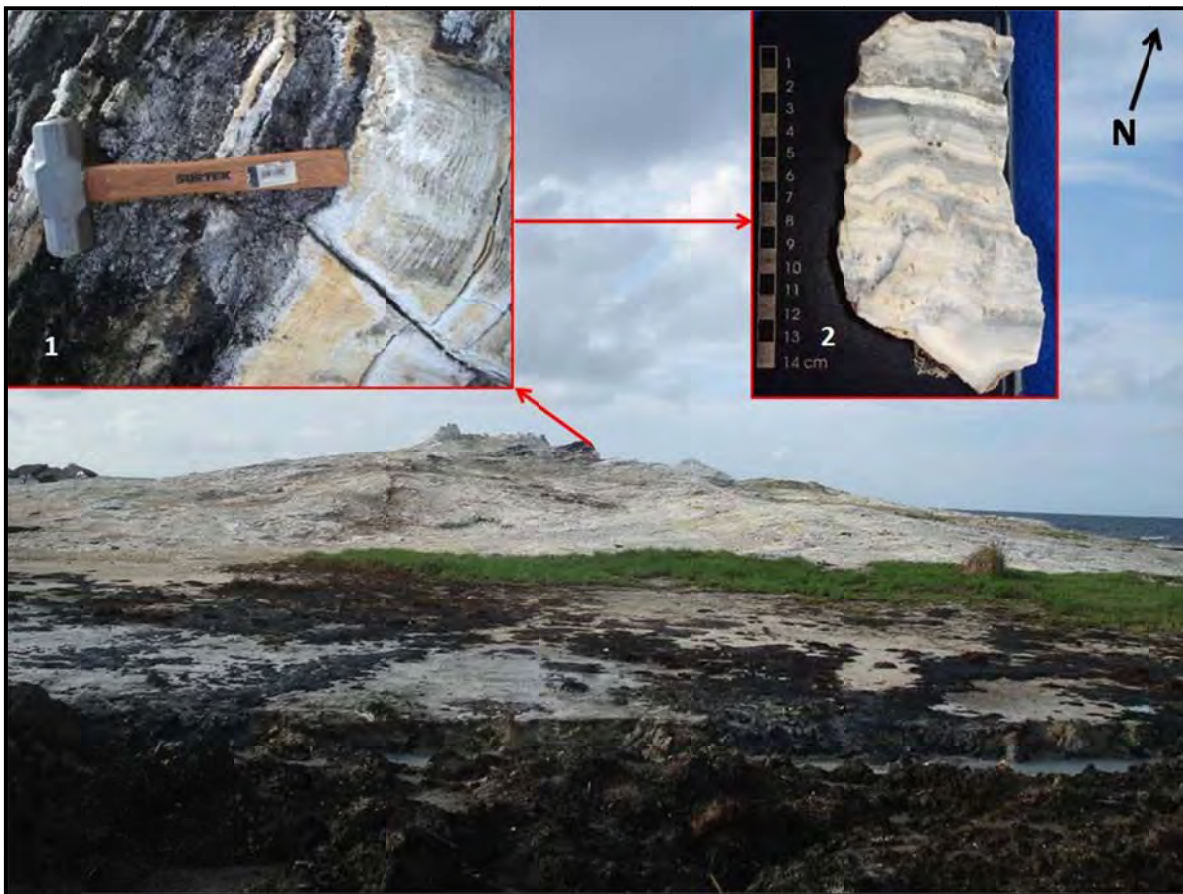


Figura III. 15. Sitio de la muestra M-1 y detalles de esta.

Descripción microscópica: la roca de textura masiva microcristalina, constituida por microcristales anhedrales de aragonito, presentan hábito, tabular, acicular y fibrorradial. Se tiene presencia de hidrocarburos pesados, el cual se encuentra en diferentes concentraciones en forma heterogénea en las bandas o capas y en gotas pequeñas diseminadas en toda la muestra.

Tabla III. 2. Minerales observados petrográficamente en la muestra M-1.

MINERAL	PORCENTAJE	DESCRIPCIÓN
Aragonito	92	Presente en microcristales anhedrales, con hábito tabular, acicular, fibroso y fibrorradial. En agregados microcristalinos formando bandas o capas con textura coliforme o botroidal, presentan impregnación de hidrocarburos líquidos (aceite), se encuentra en concentraciones heterogéneas en las capas y diseminado en el mosaico mineral. Dicho hábito es característico de ambientes diagenéticos freáticos marinos.
Aceite	08	Presente en forma heterogénea entre capas o bandas, y en toda la muestra en pequeñas gotas intersticiales con los microcristales y rellenando algunos poros, aunque en algunas ocasiones los poros se encuentran vacíos, lo cual pudiera significar contenido de algún gas.

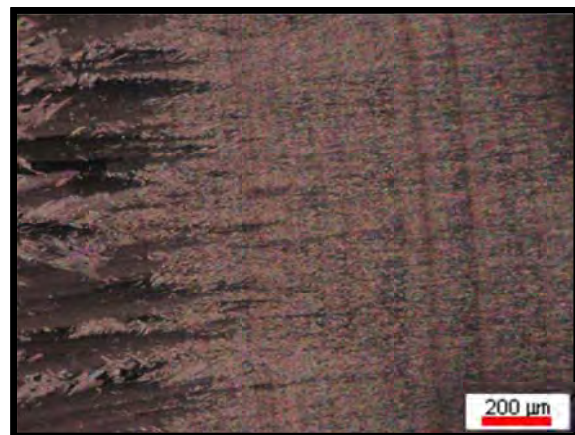
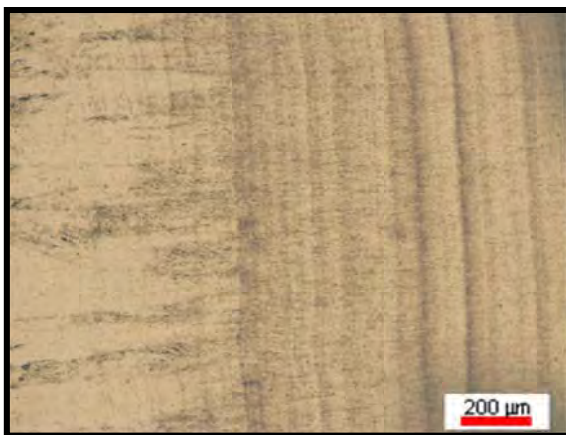


Figura III. 16. Fotomicrografías de la muestra M-1 con luz paralela y con nicoles cruzados.

En las fotomicrográficas de la muestra M-1: se aprecia un mosaico mineral microcristalino de aragonito, en crecimiento de microcristales en forma de capas o bandas, con hábito tabular, acicular, fibroso y fibrorradial, también es posible apreciar zonas con mayor contenido de aceite, evidenciado por el color negro a pardo, más notorio en ciertas bandas y diseminado en pequeñas gotas en todo el mosaico mineral.

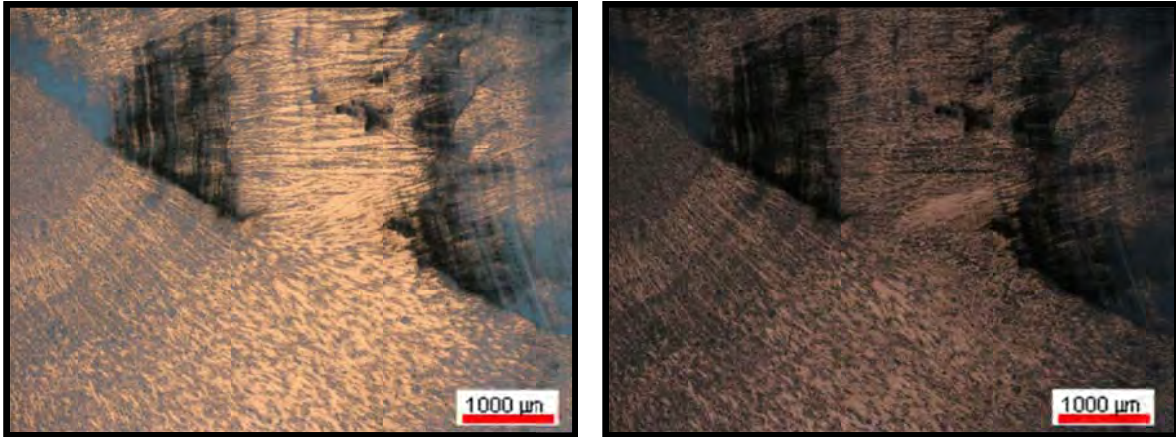


Figura III. 17. Fotomicrográficas de la muestra M-1 con luz paralela y con nicols cruzados que muestran el detalle del crecimiento fibrorradial de aragonito, de las bandas o capas y de la distribución y concentración de aceite.

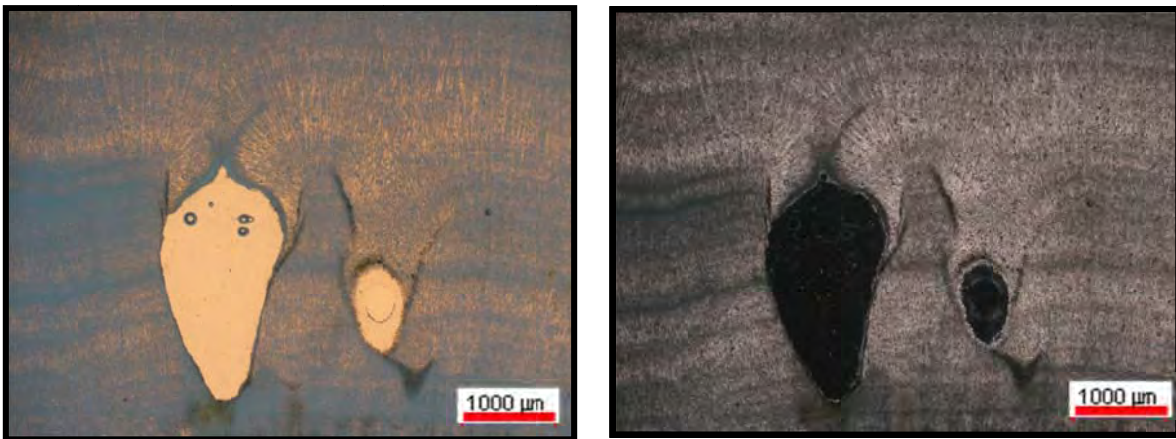


Figura III. 18. Fotomicrográficas de la muestra M-1 con luz paralela y con nicols cruzados que muestran el mayor detalle del crecimiento fibrorradial de aragonito, de las bandas o capas y de la concentración de aceite. En esta zona se aprecia el detalle de la porosidad con forma estrangulada lo cual puede ser un indicativo de contenido de aceite o gas.

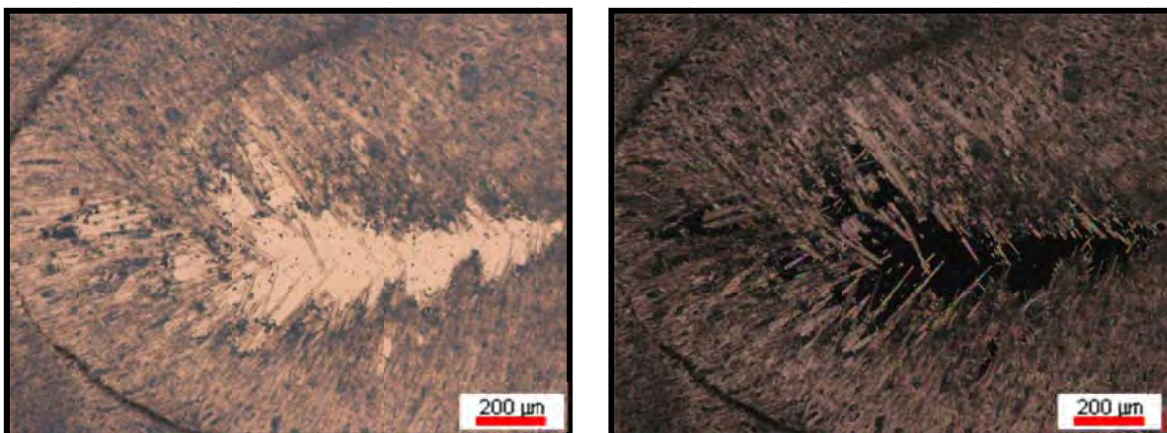


Figura III. 19. Fotomicrografías de la muestra M-1 con luz paralela y con nicoles cruzados que muestran el mayor detalle del crecimiento fibrorradial de aragonito, de las bandas o capas y de la concentración de aceite.

Clasificación de la roca: Corresponde a una parte de la estructura superficial de un Geiser, constituido por un rim de Aragonito con impregnación de aceite.

Tabla III. 3. Resultados de la difracción de RX de la muestra M-1.

Nombre de la Muestra	M1
Tipo de Barrido	Locked Coupled
Configuración (Óptica)	Óptica Convencional
Detector Utilizado	De Posición (Ojo de lince)
Theta (θ) ($^{\circ}$)	NA
Barrido (2θ) ($^{\circ}$)	10 - 60
Tamaño de paso ($^{\circ}$)	0.02863550
Tiempo de paso (s)	1
Tiempo total del barrido (min)	30:57
Generador de Rayos X	Voltaje: 40 kV
	Corriente: 40 mA
Fases Encontradas	Carbonato de Calcio (Aragonita)- $\text{Ca}(\text{CO}_3)$ – No. de Card: 01-071-2392 Yeso – $\text{Ca}(\text{SO}_4)(\text{H}_2\text{O})_2$ – No. de Card: 01-074-1904 Azufre – S - No. de Card. 00-008-0248

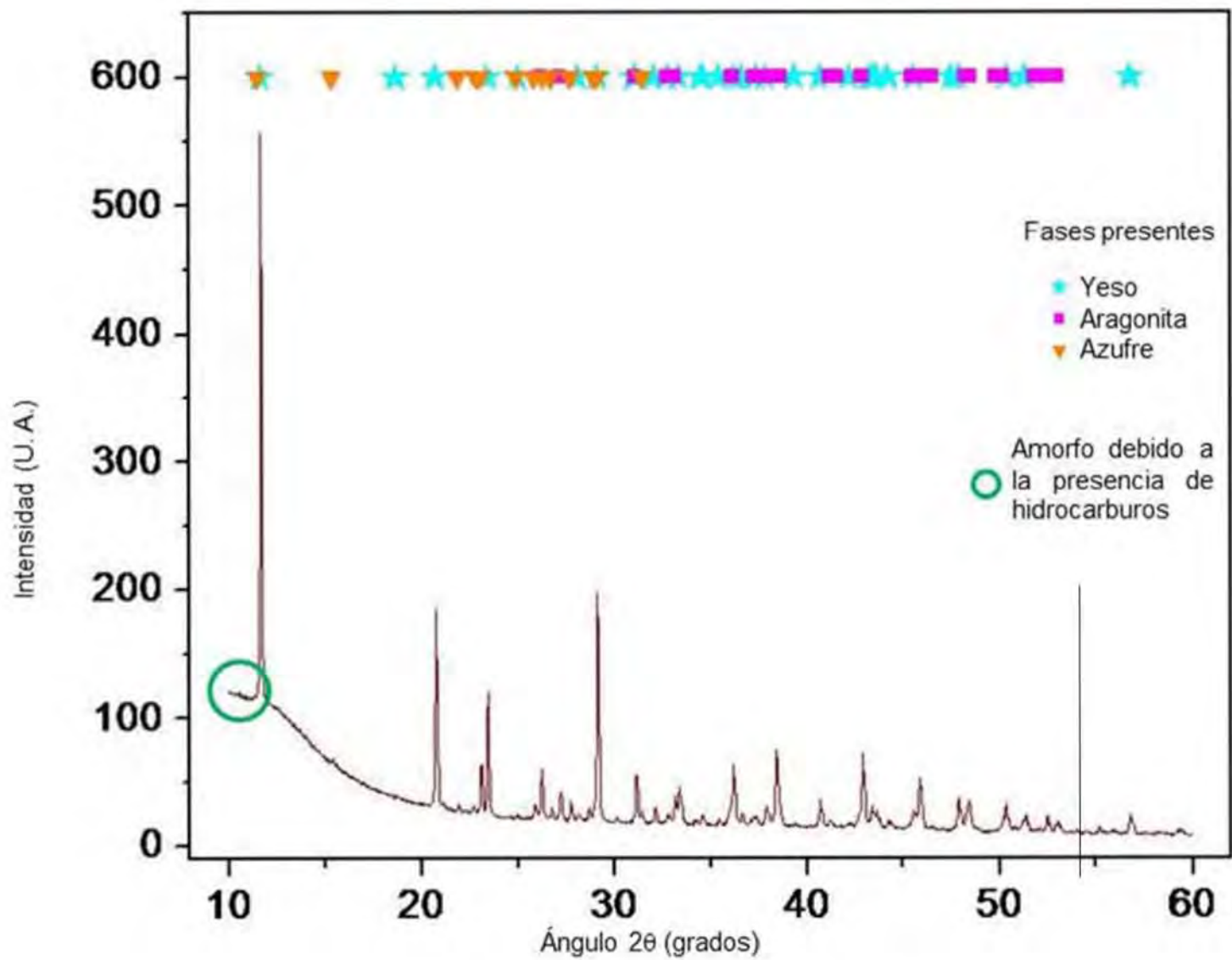


Figura III. 20. Difractograma de la muestra M-1.

Muestra M-2

La muestra pertenece a la parte superior del cono del géiser.

Descripción megascópica: la roca presenta una coloración blanquecina (al fresco) a beige (por intemperismo), en partes gris a negro (debido a la presencia de hidrocarburos pesados), en una alternancia de bandas o capas con textura coloforme y botroidal(ver Figura III. 21, 2 y 3); esto corresponde a una textura microcristalina en donde resalta la textura de bandas y la impregnación de hidrocarburos .

Las partes blanquecinas se caracterizan por tener un brillo vítreo, raya blanca y dureza superior a 3. Presenta muy baja efervescencia al ácido clorhídrico.



Figura III. 21. Sitio de la muestra M-2

Descripción microscópica: roca de textura masiva microcristalina, constituida por microcristales anhedral de aragonito, presentan hábito tabular, acicular y fibrorradial. Se tiene presencia de hidrocarburos pesados, el cual se encuentra en diferentes concentraciones en forma heterogénea distribuido en las bandas o capas y en gotas pequeñas diseminadas en toda la muestra.

Tabla III. 4. Minerales observados petrográficamente en la muestra M-2.

MINERAL	PORCENTAJE	DESCRIPCIÓN
Aragonito	92	Presentes en microcristales anhedrales, con hábito tabular, acicular, fibroso y fibrorradiar. En agregados microcristalinos formando bandas o capas con textura colofome o botroidal, presentan impregnación de hidrocarburos (aceite), este se encuentra en concentraciones heterogéneas en las capas y diseminado en el mosaico mineral.
Aceite	08	Presente en forma heterogénea entre capas o bandas, y en toda la muestra en pequeñas gotas intersticiales con los microcristales y rellenando algunos poros, aunque en algunas ocasiones los poros se encuentran vacios en donde pudiera estar contenido gas.

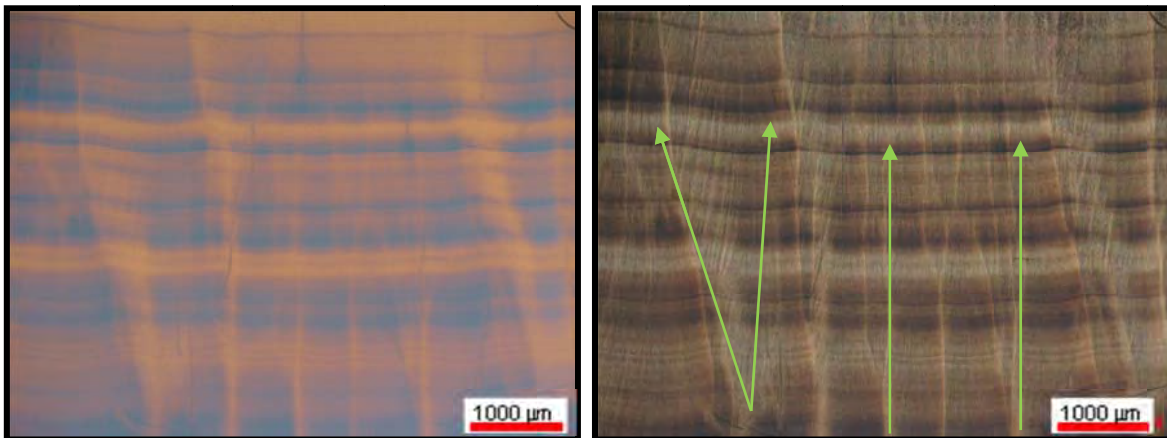


Figura III. 22. Fotomicrografías de la muestra M-2 con luz paralela y con nicoles cruzados. Se aprecia un mosaico mineral microcristalino de aragonito, donde el crecimiento de microcristales es en forma de capas. Se aprecia el detalle de deformación y posible fracturamiento relleno por calcita (ver flechas verdes). Los microcristales tienen hábito tabular, acicular, fibroso y fibrorradiar, también es posible apreciar zonas con mayor contenido de aceite, evidenciado por el color negro a pardo, más notorio en ciertas bandas y diseminado en pequeñas gotas en todo el mosaico mineral.

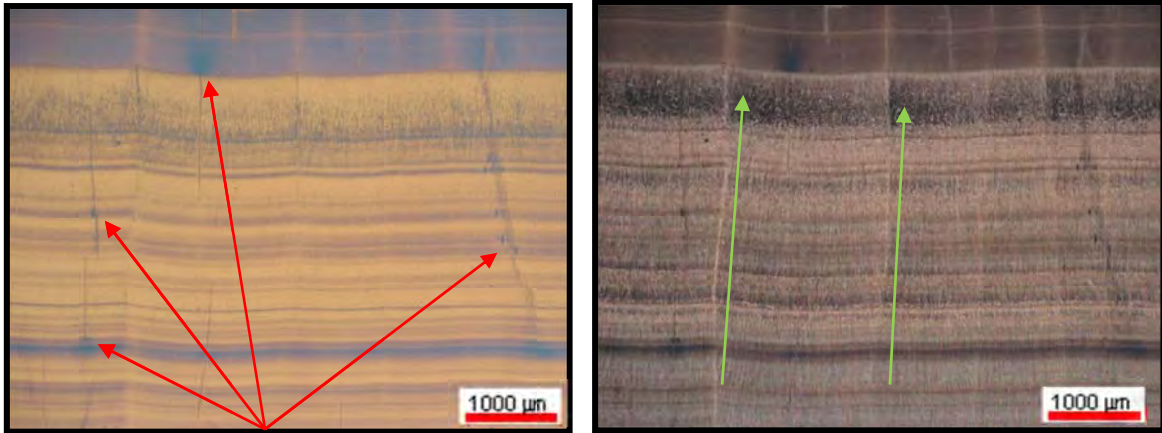


Figura III. 23. Fotomicrografías de la muestra M-2 con luz paralela y con nicoles cruzados. Es posible apreciar asociación de aceite en zonas de fractura (ver flechas rojas), así como posibles fracturas rellenas de calcita (ver flechas verdes).

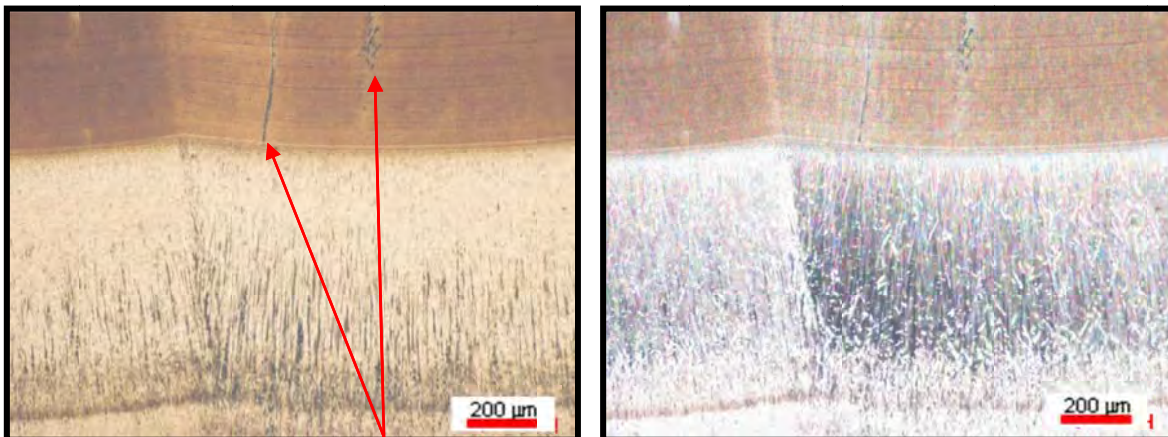


Figura III. 24. Fotomicrografías de la muestra M-2 con luz paralela y con nicoles cruzados. Es posible apreciar a detalle las capas (bandas o láminas), la deformación, el crecimiento fibrorradial y el contenido y concentraciones de aceite en zonas de fracturas preferencialmente (ver flechas rojas).

Clasificación de la roca: Corresponde con una parte de la estructura superficial de un Geiser, constituido por un rim de Aragonito con impregnación de aceite.

Tabla III. 5. Resultados de la difracción de RX de la muestra M-2.

Nombre de la Muestra	M2
Tipo de Barrido	Locked Coupled
Configuración (Óptica)	Óptica Convencional
Detector Utilizado	De Posición (Ojo de lince)
Theta (θ) ($^{\circ}$)	NA
Barrido (2θ) ($^{\circ}$)	20-90
Tamaño de paso ($^{\circ}$)	0.04008970
Tiempo de paso (s)	1
Tiempo total del barrido (min)	30:25
Generador de Rayos X	Voltaje: 40 kV
	Corriente: 40 mA
Fases Encontradas	Carbonato de Calcio (Aragonita)- (CaCO ₃) – No. de Card: 00-041-1475

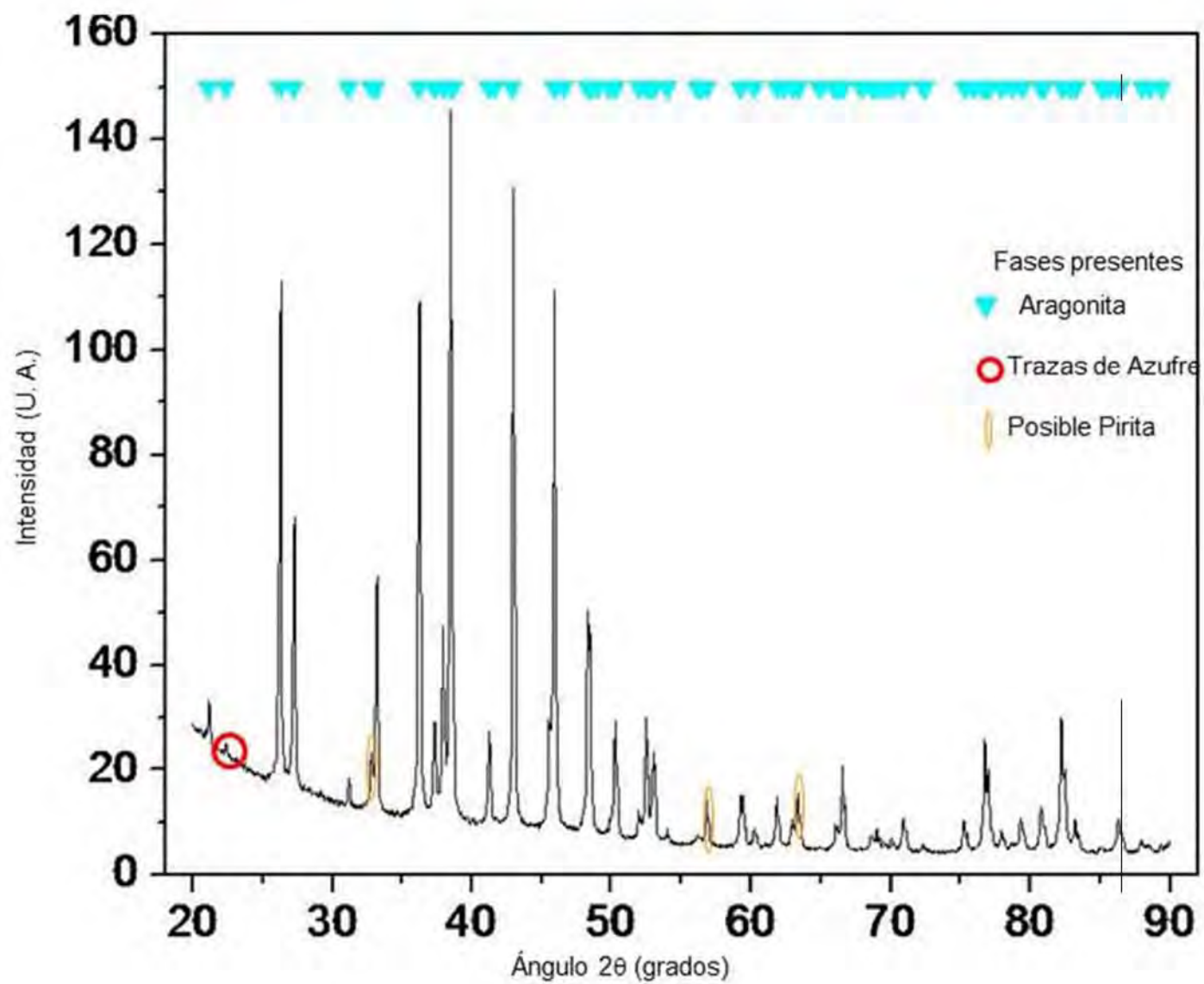


Figura III. 25. Difractograma de la muestra M-2.

Muestra M-3

La muestra pertenece a la cima del cono del géiser, del cual puede observarse la emanación continua de vapor, como lo muestra la figura III.26 (1).

Descripción megascópica: la roca presenta una coloración blanquecina, amarillenta en ocasiones verdosa, de apariencia pulverulenta (ver Figura III. 26, 2). Las partes amarillentas, presentan una dureza superior a las blanquecinas que pueden rayarse con la uña. Se observa una alternancia de bandas o capas de espesor milimétrico con tonos grises y negros a pardos, con textura coloforme (ver Figura III. 26, 3), donde también se observa porosidad en las cuales existen microcristales de hábito fibroso. La muestra presenta efervescencia fuerte al ácido clorhídrico. Es evidente el fuerte olor a azufre.



Figura III. 26. Sitio de la muestra M-3 y detalles de esta.

Descripción microscópica: roca de textura masiva microcristalina, constituida por microcristales anhedrales de aragonito, presentan hábito tabular, acicular y fibrorradial, azufre, calcita, dolomita?, yeso y minerales arcillosos. Presenta hidrocarburos (aceite), el cual se encuentra en diferentes concentraciones en forma heterogénea distribuido en las bandas o capas y en gotas pequeñas diseminadas en toda la muestra.

La muestra ha tenido que recibir un tratamiento especial de consolidación por desgrane del material.

Tabla III. 6. Minerales observados petrográficamente en la muestra M-3.

MINERAL	PORCENTAJE	DESCRIPCIÓN
Aragonito	55	Presentes en microcristales anhedrales, con hábito tabular, acicular, fibroso y fibrorradial. En agregados microcristalinos formando bandas o capas con textura colofome o botroidal, presentan contenido de hidrocarburos (aceite), este se encuentra en concentraciones heterogéneas en las capas y diseminado en el mosaico mineral.
Calcita	07	Se aprecian zonas con vetillas de cristales de mayor tamaño formando un mosaico en estructura de vetilla.
Azufre	13	Corresponde a una zona de alternancia o capas en donde se alternan los crecimientos cristalinos y se presentan microcristales de azufre formando mosaicos microcristalinos y en intercrecimiento en contacto con aragonita, calcita y yeso.
Yeso	10	Se aprecia en microcristales anhedrales formando mosaicos de crecimientos en bandas alternadas con aragonito, calcita y azufre.
Material arcilloso (Illita?)	07	Se asocia a las fases minerales, como producto de reemplazamiento y alteración de las fases presentes.
Aceite	08	Presente en forma heterogénea entre capas o bandas, y en toda la muestra en pequeñas gotas intersticiales con los microcristales y rellenando algunos poros, aunque en algunas ocasiones los poros se encuentran vacíos, o pudieran contener algún gas.

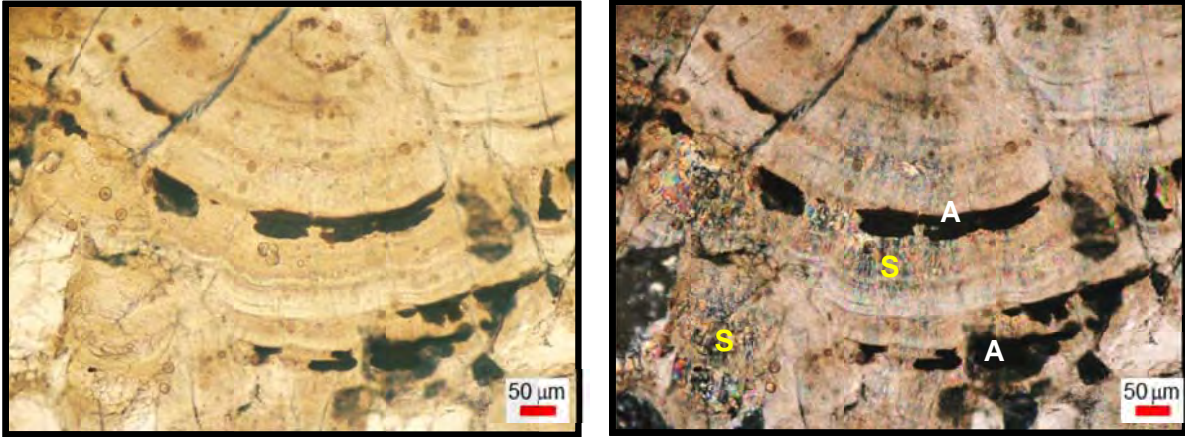


Figura III. 27. Fotomicrografías de la muestra M-3 con luz paralela y con nicoles cruzados. Es posible apreciar a detalle las capas (bandas o láminas) de aragonito principalmente, la deformación, el crecimiento fibrorradial y la presencia de aceite (A). En la sección delgada con nicoles cruzados se distingue el azufre (S) con colores de birrefringencia altos.

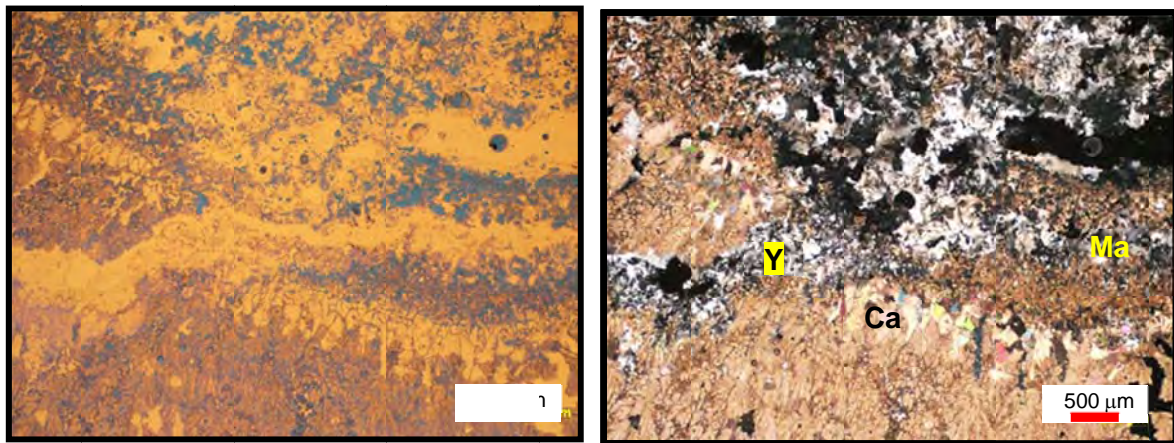


Figura III. 28. Fotomicrografías de la muestra M-3 con luz paralela y con nicoles cruzados. La fotomicrografía con nicoles cruzados permite apreciar la presencia de calcita (Ca), yeso (Y) y minerales arcillosos (Ma).

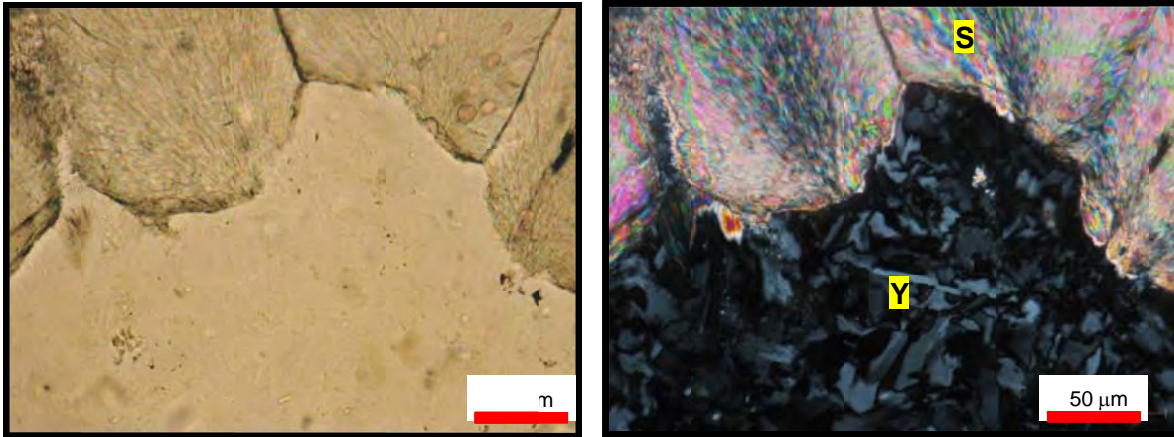


Figura III. 29. Fotomicrografías de la muestra M-3 con luz paralela y con nicoles cruzados. La fotomicrografía con nicoles cruzados permite apreciar la presencia de yeso (Y) y aragonita con intercrecimientos de azufre (S) que se distingue por su fuerte birrefringencia.

Clasificación de la roca: Corresponde a una parte de la estructura superficial de un Géiser, constituido en su mayoría Aragonita, la cual en algunas partes está siendo ya alterada a calcita. En la muestra de mano, el contenido de azufre es abundante en la parte superficial de esta, y en menor proporción está la presencia de yeso.

Tabla III. 7. Resultados de la difracción de RX de la muestra M-3

Nombre de la Muestra	M3
Tipo de Barrido	Locked Coupled
Configuración (Óptica)	Óptica Convencional
Detector Utilizado	De Posición (Ojo de lince)
Theta (θ) ($^{\circ}$)	NA
Barrido (2θ) ($^{\circ}$)	10 - 60
Tamaño de paso ($^{\circ}$)	0.02863550
Tiempo de paso (s)	1
Tiempo total del barrido (min)	30:57
Generador de Rayos X	Voltaje: 40 kV
	Corriente: 40 mA
Fases Encontradas	Sulfato de Calcio –Yeso- ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) – No. De Card: 00-033-0311 Azufre (S) – No. De Card: 00-024-0733

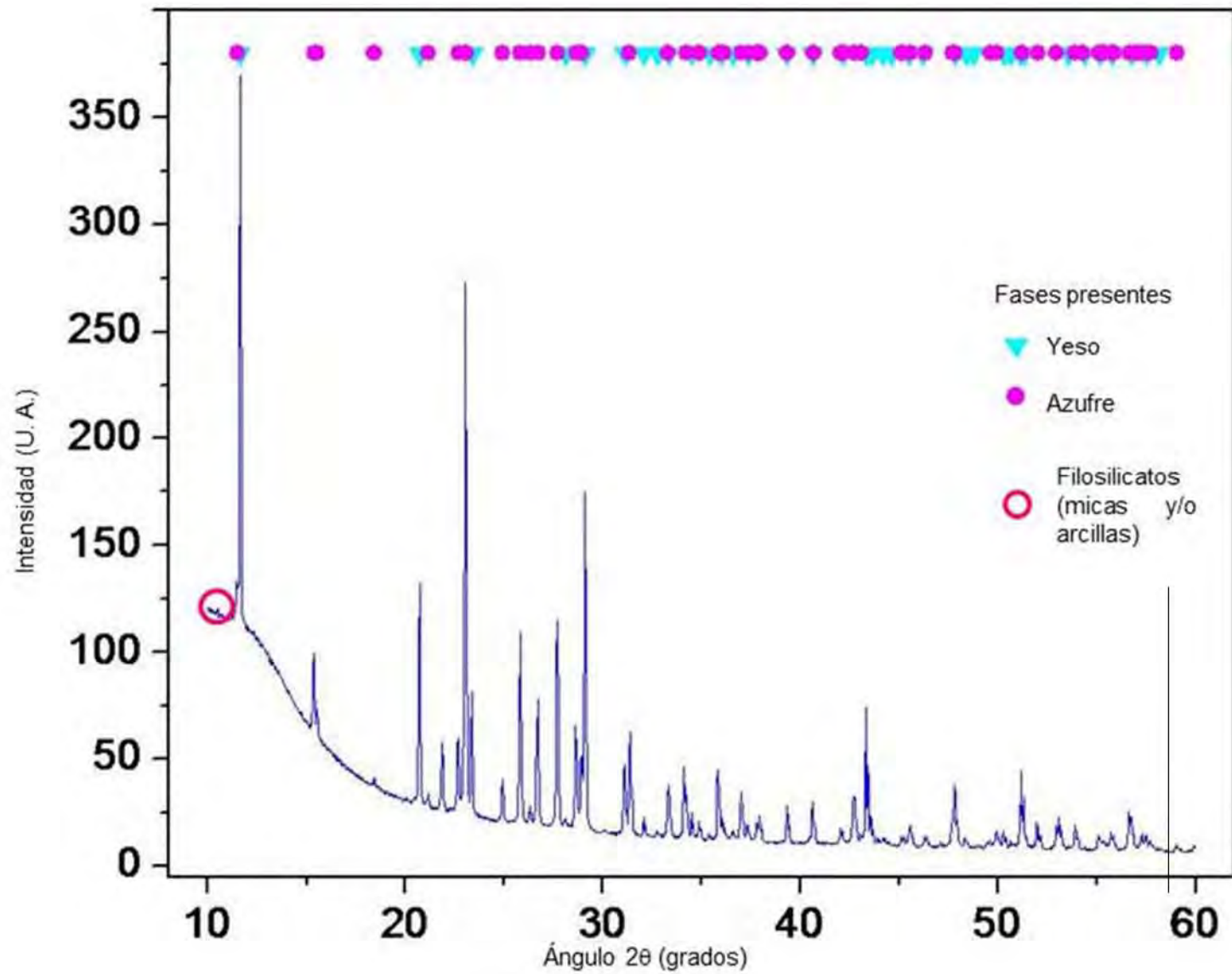


Figura III. 30. Difractograma de la muestra M-3.

DISCUSIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

La precipitación de carbonatos en las filtraciones de hidrocarburos es el resultado de la oxidación anaeróbica del metano (AOM por sus siglas en inglés) y otros hidrocarburos, el cual incrementa la alcalinidad del agua en los poros (e.g., Boetius et al., 2000; Joye et al., 2004), lo cual favorece la precipitación de carbonatos autigénicos en sedimentos del subsuelo o en el fondo del mar (Berner, 1980).

La presencia de hidrocarburos en sedimentos superficiales como en el Géiser de San Jerónimo confirman la existencia de una roca generadora madura y migración de hidrocarburos.

Los materiales pétreos analizados afloran en el cono del géiser.

Las muestras M-1 y M-2, descritas como un rim de aragonito, su hábito acicular y botroidal revelan la naturaleza de su formación reciente en un ambiente freático marino. La precipitación de aragonita en ambientes no marinos, se atribuye frecuentemente a la temperatura del agua, la cual debe tener una temperatura superior a los 40°C (Jones, 2005 in Selley et al., 2005).

Los resultados de la Difracción de Rayos X de la muestra M-1, revelan que las fases minerales encontradas son:

- Sulfato de Calcio Hidratado-Yeso ($\text{Ca}(\text{SO}_4)(\text{H}_2\text{O})_2$) posee una estructura cristalina monoclinica. Los parámetros de red teóricos son: $a=5.68 \text{ \AA}$, $b=15.18 \text{ \AA}$, $c=6.52 \text{ \AA}$, $a/b= 0.37418 \text{ \AA}$ y $c/b= 0.42951 \text{ \AA}$. Su porcentaje semicuantitativo es de 39.6%.
- Carbonato de Calcio-Aragonita (CaCO_3) presenta una estructura cristalina ortorrómbica. Los parámetros de red teóricos son: $a= 4.9614 \text{ \AA}$, $b=7.9671 \text{ \AA}$, $c=5.7404 \text{ \AA}$, $a/b= 0.62274 \text{ \AA}$ y $c/b= 0.72051 \text{ \AA}$. Su porcentaje semicuantitativo es de 26.4%.
- Azufre (S) presenta una estructura cristalina ortorrómbica centrada en las caras. Los parámetros de red teóricos son: $a=10.45 \text{ \AA}$, $b=12.84 \text{ \AA}$, $c=24.46 \text{ \AA}$, $a/b= 0.81386 \text{ \AA}$ y $c/b=1.90498 \text{ \AA}$. Su porcentaje semicuantitativo es de 34.0%.

Al inicio del difractograma, se observa la presencia de un amorfo, el cual se debe a que la muestra analizada contiene hidrocarburos.

El análisis por difracción de Rayos X de la muestra M-2, revela que la fase encontrada de Carbonato de Calcio (CaCO_3) en su forma de Aragonita, presenta una estructura cristalina ortorrómbica. Los parámetros de red teóricos son: $a= 4.9623 \text{ \AA}$, $b=7.968 \text{ \AA}$, $c=5.7439 \text{ \AA}$, $a/b= 0.62278 \text{ \AA}$ y $c/b= 0.72087 \text{ \AA}$. Su porcentaje semicuantitativo es de 99%. Al inicio

del difractograma, se observa la presencia de trazas de azufre; así como se identificó la posibilidad de existencia de Piritita, que de ser así, coincidiría con materiales identificados en el Modelo generalizado de una microfiltración de hidrocarburos propuesto en el 2000 por Schumacher (ver figura I. 27).

Los resultados obtenidos en la descripción megascópica, petrográfica y en el análisis de Difracción de RX, muestran concordancia.

La muestra M-3, es la que presentó una mayor complejidad para su análisis.

Descrita megascópicamente como Azufre y Yeso Pulverulento, corresponden a manifestaciones superficiales indirectas de hidrocarburos (como se describe en el capítulo I de esta tesis), coincide con la mineralogía reportada en el análisis de Difracción de RX; sin embargo, el análisis petrográfico revela la presencia de otros minerales.

El análisis de dicha muestra por Difracción de Rayos X revela que las fases presentes son:

- Sulfato de Calcio Hidratado ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) Yeso, posee una estructura cristalina monoclinica centrada en la base. Los parámetros de red teóricos son: $a=6.2845 \text{ \AA}$, $b=15.2079 \text{ \AA}$, $c=5.6776 \text{ \AA}$, $a/b= 0.41324 \text{ \AA}$ y $c/b= 0.37333 \text{ \AA}$. Su porcentaje semicuantitativo es de 24.1%.
- Azufre (S) presenta una estructura cristalina ortorrómbica centrada en las caras. Los parámetros de red teóricos son: $a= 10.46700 \text{ \AA}$, $b=12.87000 \text{ \AA}$, $c=24.49300 \text{ \AA}$, $a/b=0.81329 \text{ \AA}$ y $c/b=1.90311 \text{ \AA}$. Su porcentaje semicuantitativo es de 75.9%.

Al inicio del difractograma, se observa la presencia de filosilicatos, que se atribuye se deba a la presencia de micas o arcillas, como lo revela en análisis petrográfico.

El análisis petrográfico de la muestra M-3 revela la presencia de aragonita mayoritariamente la cual es metaestable a bajas presiones y temperaturas en la superficie terrestre, en algunas partes se observa su transformación a calcita. La forma del aragonito en capas, es debido al agua que se filtra al subsuelo la cual entra en contacto con rocas calientes situadas a profundidad, asciende y sale a la superficie, en fuentes termales (ver Figura III.31). El agua se enriquece en minerales disueltos, entre ellos el calcio y el carbono procedente de las calizas arrecifales de la Formación El Abra. Al evaporarse y convertirse en vapor, precipita estos compuestos, que al combinarse con el oxígeno, dan origen a estos crecimientos característicos (ver Figura III. 31, 3).

El origen del azufre se asocia frecuentemente a depósitos de fuentes termales así como por la reducción bacteriana de sulfatos asociado frecuentemente con aragonita y yeso.

El yeso presente en esta muestra, es producto de la reacción de soluciones ácidas de sulfato con las rocas carbonatadas en condiciones oxidantes en sistemas hidrotermales.



Figura III. 31. Agua termal del subsuelo que disuelve las rocas de la Formación El Abra y precipita en forma de Aragonito.

La forma como alcanzan las aguas termales la superficie también es un factor importante que influye en su composición. Cuando el agua tiene temperaturas elevadas a profundidad, algunas veces alcanza el punto de ebullición antes de llegar a la superficie; entonces el que asciende, es solamente el vapor que se desprende y que es muy rico en gases como bióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Estos gases se oxidan al mezclarse con aguas subterráneas frías dando origen a manantiales ácidos.

Las aguas ácidas tienen un gran poder corrosivo y van disolviendo la roca circundante transformándolas principalmente en arcillas, por lo que, los manantiales ácidos en general presentan un aspecto lodoso (ver Figura III.31.).

En el Géiser de San Jerónimo, se observaron variaciones en la viscosidad y color del lodo debido a la cantidad de agua presente en las dos ocasiones que se visitó el sitio de estudio. Dicha variación es de carácter estacional (ver Figura III.32), ya que en la visita realizada el día 17 de abril de 2010 puede notarse una menor hidratación del lodo correspondiente a una época de estiaje; así como una coloración blanquecina en partes café; mientras que en la visita realizada el día 7 de julio de 2010 se observó una gran cantidad de agua en el lodo debido a la época de lluvia, el cual adquirió una tonalidad grisácea.



Figura III. 32. Variación del color y viscosidad en el lodo durante los periodos de estiaje(foto superior) y de lluvias(foto inferior).

Otro dato que fortalece lo mencionado anteriormente, es el siguiente: “se ha señalado por los empleados de la compañía El Águila, la influencia que tiene sobre la producción, los cambios bruscos en la presión barométrica, que acompañan a los frecuentes nortes que se sienten en la costa del Golfo, por ejemplo: en el pozo cerrado Potrero del Llano-4, la presión aumenta 100 libras, mientras que en los pozos circunvecinos sólo se observa un aumento pequeño en la presión; si esto es cierto, indica una conexión entre los receptáculos subterráneos y las aguas del Golfo, por medio de canales o fracturas en los lechos duros de los estratos profundos, esto necesita mayor acopio de datos para resolverse.”

CONCLUSIONES

La presencia de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos han sido de gran utilidad en la exploración y han llevado al descubrimiento de importantes yacimientos petroleros a través de la historia.

Las macro y microfiltraciones son evidencias directas de los hidrocarburos que se han generado termogénicamente, y que revelan la presencia de un sistema petrolero activo e identifican las zonas de la cuenca que son más prospectivas. Adicionalmente, la composición de esa filtración puede indicar si la cuenca o play serán productoras de aceite o gas.

Para los proyectos de desarrollo, el estudio detallado de las microfiltraciones son de gran ayuda debido a que ayudan a evaluar la cantidad de hidrocarburo en localizaciones a perforar; delinear los límites de producción de campos por desarrollar; identificar compartimentos sin drenar del yacimiento, y monitorear el drene de los hidrocarburos a través de la repetición de estudios geoquímicos.

La gran diversidad de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, pueden proporcionar información como indicadores acerca de las condiciones existentes en el yacimiento.

Los resultados obtenidos con las descripciones megascópicas, petrográficas y en el análisis de Difracción de RX, muestran concordancia para los materiales pétreos M-1 y M-2.

Los materiales analizados de la zona de estudio, revelan que coincide con el Modelo generalizado de una microfiltración de hidrocarburos propuesto por Schumacher (2000).

Se trata de una estructura en forma de cono, compuesta por minerales autigénicos como la aragonita y la presencia de materiales que son indicativos de manifestaciones superficiales indirectas de hidrocarburos, como el azufre y el yeso pulverulento. De la cima de esta estructura exhala continuamente vapor; razón por la cual entre los

habitantes se le ha dado el nombre de Géiser de San Jerónimo; siendo dicho sitio una manifestación geotermal y de hidrocarburos.

Debido a la alta concentración de carbonatos, se infiere que la temperatura del agua a profundidad es relativamente baja, razón por la cual, al sitio de estudio se le considera como un recurso de baja entalpia.

Es posible observar intercalados en las capas de aragonita de la estructura, capas de hidrocarburos pesados; así como en el sitio de estudio, la presencia de montículos de hidrocarburos intemperizados abundantes.

La actividad del acuífero en el sitio de estudio está fuertemente influenciado por las estaciones del año.

El estudio adecuado del sitio conocido como Géiser de San Jerónimo, contribuye al mejor entendimiento del sistema petrolero y geotermal en el área.

La adquisición, interpretación, e integración adecuada de datos geoquímicos con datos geológicos convencionales y geofísicos permite el entendimiento del sistema de filtraciones de hidrocarburos y conlleva a reducir significativamente los costos y riesgos de exploración; además permite el desarrollo exitoso de los campos petroleros y geotérmicos.

RECOMENDACIONES

Se sugiere la adquisición de datos de geofísica por métodos resistivos, magnetométricos y sísmicos como los propuestos en el Modelo generalizado de una microfiltración de hidrocarburos por Schumacher (2000), para determinar la afinidad de dichos datos con los datos geoquímicos obtenidos en el Géiser de San Jerónimo; así como para inferir la profundidad del cuerpo ígneo presente en el área.

Llevar a cabo acciones de remediación en las áreas afectadas, como en San Diego de la Mar-3, cuya posible recolección de hidrocarburos ultrapesados y su procesamiento permitiría recuperar 500 barriles diarios de crudo y aumentar la producción (<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=118&catID=11387&contentID=16786>)

Estudiar el acuífero en el área de trabajo, por medio del análisis geoquímico del agua subterránea de la cuenca, que pueda revelar cantidades significativas de hidrocarburos potencialmente comerciales; así como para determinar su origen.

Algunos de los depósitos minerales geotermales (e. g. azufre) y la formación de las rocas asociadas, son de valor comercial. Al parecer el Géiser de San Jerónimo está siendo explotado indiscriminadamente por la comunidad social.

Se sugiere realizar estudios geoquímicos a los hidrocarburos que afloran en el sitio, para realizar el análisis de riesgo más adecuado, tanto para la evaluación de cuencas como para determinar la toxicidad de los sedimentos impregnados. Para esto último, se sugiere la construcción de una barrera subterránea impermeable para evitar la contaminación de los ecosistemas cercanos.

Realizar estudios de datación por U/Th que permitan determinar la edad de los carbonatos en el Géiser de San Jerónimo.

Un efecto importante de la disolución en las calizas es el agrandamiento de los poros que favorece la circulación del agua, fomentando aún más la disolución. La abertura progresiva de las discontinuidades por disolución, conduce a un incremento en la

permeabilidad de la roca. En la zona de estudio, se tiene el antecedente del pozo San Diego de la Mar-3, por lo que, se sugiere monitorear continuamente el avance del hundimiento de las capas superficiales, por colapso de las capas subyacentes a fin de prevenir accidentes del terreno por hundimiento.

BIBLIOGRAFÍA

Abrams, M. 1992. Geophysical and geochemical evidence for subsurface hydrocarbon leakage in the Bering Sea. Alaska. Marine and Petroleum Geology Bulletin 9. pp. 208-221.

Abrams, M. 2005. Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment. Marine and Petroleum Geology 22. pp. 457- 477.

Aharon, P. 1994: Geology and biology of modern and ancient submarine hydrocarbon seeps and vents: An introduction. Geo-Marine Letters 14. pp. 69-73.

Aharon, P., Schwarcz, H., Roberts, H., 1997. Radiometric dating of submarine hydrocarbon seeps in the Gulf of Mexico. Geological Society of America Bulletin 109. pp. 568–579.

Albarrán, J. 1984. “Estudio petrogenético del basamento en el Distrito de Poza Rica”. Reporte Interno. Instituto Mexicano del Petróleo- PEMEX Exploración y Producción (inédito).

Ambrose, W., Wawrzyniec, T., Fouad, K., Sakurai, S., Jennette, D., Brown Jr., L., Guevara, E., Dunlap, D., Talukdar, S., Aranda, M., Hernández, U., Alvarado, J., Macías, E., Ruíz, H. y Cárdenas, R. 2005. “Neogene tectonic, stratigraphic, and play framework of the southern Laguna Madre- Tuxpan continental shelf, Gulf of Mexico”. MPG Bulletin. Vol. 89. pp. 725-751.

Aranda, M., Vélez, D. y Cuevas, J. 2002. “Lankahuasa area: a promisory gas potencial province at the Veracruz continental platform”. MPG Annual Meeting, resumen, Houston, Texas.

Araujo, J. y Estavillo, C. 1985. Estudio Estratigráfico y Sedimentológico del Cretácico Superior, Prospecto San Carlos, Estado de Chihuahua. Proyecto C- 3000. Instituto Mexicano del Petróleo. Subdirección de Tecnología de Exploración. p. 91.

Araujo, J., Aguayo, J., Gutiérrez, M. y Sandoval, J. 2003. “Provincias Fisiográficas marinas recientes, su relación con la tectónica salina y la presencia de hidrocarburos, en el suroeste del Golfo de México”. In Agustín Ayala-Castañares. Universitario, impulsor de la investigación científica (L.A. Soto, Ed). Instituto de Ciencias del Mar y Limnología. Universidad Nacional Autónoma de México. pp. 209-223.

Barberii, E. 1998. “El pozo ilustrado”. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED). Caracas, Venezuela. Septiembre.

Barriol, Y., Sullivan, K., Bartman, B., Corbiell, R., Otto, E., Laastad, H., Laidlaw, J., Manin, Y., Morrison, K., Sayers, C., Terrazas, M., Volokitin, Y. 2005-2006. “Las presiones de las operaciones de perforación y producción”. Oilfield Review. Invierno. pp. 26-47.

Bayon, G., Henderson, G., Bohn, M., 2009a. U-Th stratigraphy of a cold seep carbonate crust. Chemical Geology 260. pp. 47–56.

Bayon, G., Loncke, L., Dupre, S., Caprais, J., Ducassou, E., Duperron, S., Etoubleau, J., Foucher, J., Fouquet, Y., Gontharet, S., Henderson, G., Huguen, C., Klaucke, I., Mascle, J., Migeon, S., Roy, K., Ondreas, H., Pierre, C., Sibuet, M., Stadnitskaia, A., Woodside, J., 2009b. Multi-disciplinary investigation of fluid seepage on an unstable margin: The case of the Central Nile deep sea fan. *Marine Geology* 261. pp. 92–104.

Berner, R.A., 1980. *Early Diagenesis - A Theoretical Approach*. Princeton University Press, Princeton, New Jersey, USA.

Bitter, M. 1993. "Sedimentation and provenance of Chicontepec sandstones with implications for uplift of the Sierra Madre Oriental and Teziutlan massif, east-central Mexico". *Proceedings GCSSEPM Foundation 13th Annual Research Conference*. pp. 155-172.

Bjørlykke, K. 2010. "Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics". Springer-Verlag Berlin Heidelberg. p. 508.

Boetius, A., Ravensschlag, K., Schubert, C., Rickert, D., Widdel, F., Gieseke, A., Amann, R., Jørgensen, B.B., Witte, U., Pfannkuche, O., 2000. A marine microbial consortium apparently mediating anaerobic oxidation of methane. *Nature* 407. pp. 623–626.

Bohrmann, G., Greinert, J., Suess, E., Torres, M., 1998. Authigenic carbonates from the Cascadia subduction zone and their relation to gas hydrate stability. *Geology* 26. pp. 647–650

Brown, J. 1998. "Petróleo y Revolución en México". Siglo XXI Editores, S.A. de C.V. p. 74.

Bryan, T. 1995. "The geysers of Yellowstone". Niwot, Colorado: Prensa de la Universidad de Colorado.

Busch, D. y Goveia, A. 1978. "Stratigraphy and structure of Chicontepec turbidites, southeastern Tampico-Misantla Basin, Mexico". *MPG Bulletin*. Vol. 62. pp. 235-246.

Cabrera, R. y Lugo, J. 1984. "Estratigrafía- sedimentología en las cuencas terciarias del Golfo de México". *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*. Vol. 36. No. 2. pp. 3-55.

Campbell, K. 2006. Hydrocarbon seep and hydrothermal vent paleoenvironments and paleontology: Past developments and future research directions. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 232. p.384.

Cantú, A. 2001. "México as the western margin of Pangea based on biogeographic evidence from the Permian to the Lower Jurassic". In Bartolini, C., Buffler, R. y Cantú, A., eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems*. AAPG Memoir 7. pp. 1-27.

Cantú, A., 2001b, "Paleocanyons in the subsurface of eastern Mexico: facts and uncertainties". In C. Bartolini, R.T. Buffler y A. Cantú- Chapa, eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems*. MPG Memoir 75. pp. 421-430.

- Carrillo, J. 1980. "Paleocañones terciarios de la planicie costera del Golfo de México" Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. 32. No. 1. pp. 27-55.
- Celis, L. 1988. "La industria petrolera de México: Una crónica de los inicios a la expropiación". PEMEX, México, 50º Aniversario de PEMEX. pp. 67-68.
- Chisholm, H. 1911. "Petroleum". Encyclopædia Britannica (Eleventh ed.). Cambridge University Press.
- Coenraads, R., Koivula, J., Osborne, A., Robinson, D., Rodwell, P., Stone, B. y Stutchbury, R. 2008. Geológica. H.f.ullmann. España. pp. 170.
- Cuevas, F. 1991. "Prospecto Entabladero - Plan de las Hayas Evaluación petrolera de los sistemas depositacionales del Jurásico y Terciario de la Cuenca Tampico-Misantla" Reporte Interno. PEMEX Exploración y Producción (inédito).
- Cuevas, J. et al. 2002. "The Misantla Basin: A Century of Exploration Success with Enormous Remaining Potential". AAPG Annual Meeting. March 10-13, Houston, Texas.
- DeGolyer, E. 1940. "Direct Indications of Oil and Gas: Elements of the Petroleum Industry". American Institute of Mining and Metallurgical Engineers. New York, USA. p. 21.
- DeGolyer, E. 1952. "Historia de la Exploración de petróleo en México antes de la expropiación, 1938". Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. 4(7-8). pp. 303-322.
- Dow, W.G. 1977a. Petroleum source beds on continental slopes and rises. AAPG Continuing Education Course Notes Series 5. p. D1-D37.
- Erben, H. 1956. "El Jurásico Medio y el Calloviano de México". XX Congreso Geológico Internacional. Instituto de Geología, UNAM. México. p. 140.
- Espinoza, M. y Grimaldo, F. 1987. "Informe geológico final pozo Profeta- 1". Reporte Interno. PEMEX Exploración y Producción (inédito).
- Farooqui, M., Hou, H., Li, G., Machin, N., Neville, T., Pal, A., Shrivastva, C., Wang, Y., Yang, F., Yin, C., Zhao, J. y Yang, X., "Evolución de yacimientos volcánicos". Schlumberger Oilfield Review. Vol. 21. No. 1. pp. 36-48.
- González, R. 1970. "La Formación Huehuetepac, nueva unidad litoestratigráfica del Jurásico de Poza Rica". Ingeniería Petrolera. Julio. pp. 5-22.
- González, R y Holguín, N. 1992. "Las rocas generadoras de México". Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. 42. No. 1. pp. 16-30.
- Guerrero, R., Fernández, R. y Bernabé, M. 1991. "Estudio palinoestratigráfico y de minerales pesados de los lechos rojos del Triásico- Jurásico Medio en la porción sur de Tampico- Misantla". Reporte Interno. Instituto Mexicano del Petróleo- PEMEX Exploración y Producción (inédito). p. 42.
- Haq, B., Hardenbol, J. y Vail, P. 1988. "Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change". In Wilgus, C.K, Ross, C.A., Posamentier, H. and Kendall,

C.G.St. C., eds., Sea-level changes: An integrated approach. SEPM Special Publication 42. pp. 71-108.

Hernández, U., Aguilar, A., Argueta, J., Cárdenas, R., Hernández, R., Jaques, F., Mena, E., Morales, J., Cruz, M. y Marhx, M. 2001. "Estudio estratigráfico, sedimentológico y diagenético de las formaciones Tepexic y Huehuetepac, parte norte del área Mecapalapa". Reporte Interno. PEMEX Exploración y Producción (inédito).

Hernández, U., Vélez, D., Ruiz, H., Martínez, J., Ghosh, S, Albarrán, J. 2004. "Oligocene-Miocene sedimentation along the western Gulf Coast: Insights from outcrops and subsurface data, onshore-offshore northern Veracruz, Mexico". MPG International Conference and Exhibition Field Trip Guide No. 3. p. 35.

Hernández, J., et al. 2007. "Informe final estudio de plays Lankahuasa Cordilleras Mexicanas". Reporte Interno. PEMEX Exploración y Producción (inédito). p. 175.

Hernández, R. 1974. Estudio Geológico del Prospecto El Pastor. PEMEX, Suptcia. Gral. de Explor., DFNE. Informe inédito.

Hornafius, J., Quigley, D., Luyendyk, B. 1999. "The world's most spectacular marine hydrocarbons seeps (Coal Oil Point, Santa Barbara Channel, California): quantification of emissions". Journal of Geophysical Research-Oceans 104. pp. 20703–20711.

Hovland, M., Garder, J. and Judd, A. 2002. "The significance of pockmarks to understanding fluid flow processes and geohazards". Geofluids 2. pp. 127–136.

Imlay, R., Cepeda, E., Álvarez, M. Y Díaz, T. 1948." Stratigraphic relationships of certain Jurassic formations in Eastern Mexico". AAPG Bulletin. Vol. 32. pp. 1750-1761.

Jones, B. 2005 in Selley, R., Cocks, L. y Plimer, I. 2005. Encyclopedia of Geology, Vol. II. Elsevier. pp. 522- 532.

Joye, S.B., Boetius, A., Orcutt, B.N., Montoya, J.P., Schulz, H.N., Erickson, M., Lugo, S.K., 2004. The anaerobic oxidation of methane and sulfate reduction in sediments from Gulf of Mexico cold seeps. Chemical Geology 205, 219–238.

Judd, A., Hovland, M., 2007. Seabed Fluid Flow, Cambridge, MA. Cambridge University Press, USA.

Kutterolf, S., Liebetrau, V., Morz, T., Freundt, A., Hammerich, T., Garbe-Schönberg, D., 2008. Lifetime and cyclicity of fluid venting at forearc mound structures determined by tephrostratigraphy and radiometric dating of authigenic carbonates. Geology 36. pp. 707–710.

Kvenvolden, K. y Simoneit, B. 1990. "Hydrothermally Derived Petroleum: Examples from Guaymas Basin, Gulf of California, and Escanaba Trough, Northeast Pacific Ocean". AAPG Bulletin. Vol. 74. No. 3. Marzo. pp. 223-237.

Kennicutt, M., Brooks, J., Bidigare, R., Fay, R., Wade, T., McDonald, T. 1985. "Vent type taxa in a hydrocarbon seep region on the Louisiana slope". Nature, 317. pp. 351-353.

Kielbasa, J. 1998. "Rancho La Brea". Historic Adobes of Los Angeles County. Pittsburg: Dorrance Publishing.

Laake, A. 2009. "Remote Sensing Application for Vibroseis Data Quality Estimation in the Neiquen Basin, Argentina". Artículo presentado en el VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG, Mar del Plata, Argentina. Noviembre 15 al 19.

Leifer, I., Kamerling, M., Luyendyk, B. y Wilson, D. 2010. "Geologic control of natural marine hydrocarbon seep emissions, Coal Oil Point seep field, California". *Geo-Marine Letters* 30. pp. 331–338.

Liebetrau, V., Eisenhauer, A., Linke, P., 2010. Cold seep carbonates and associated cold-water corals at the Hikurangi Margin, New Zealand: New insights into fluid pathways, growth structures and geochronology. *Marine Geology* 272. pp. 307–318

Link, W. 1952. "Significance of oil and gas seeps in world oil exploration". *Bulletin of the AAPG*. Vol. 36. No. 8. August. pp. 1505-1540.

López Ramos, E. 1956. "Visita a las localidades tipo de las formaciones del Eoceno, Oligoceno y Mioceno de la Cuenca Tampico- Misantla, en la llanura costera del Golfo de México, entre Poza Rica, Ver., Tampico, Tamps., y Ciudad Valles, S.L.P.". Congreso Geológico Internacional, Vigésima Sesión, Excursión C-16, p. 94.

Mackenzie, A. 1970. Lamb, W. Kaye. ed. "The Journals and Letters of Alexander Mackenzie". Cambridge: Hakluyt S

Mendoza, M., Pellon de M., F., Godman, R., Bannerman, K., Campos, E. y Herrera, M. 2005. "Emanación natural de Cantarell: Laboratorio natural para experimentos de derrames de petróleo". *International Oil Spill Conference. Derrames / proyecciones a futuro*. pp. 1-6.

Muir, J. 1936 in Macgregor, D. 1993. Relationships between seepage, tectonics and subsurface petroleum reserves. *Marine and Petroleum Geology*. Vol. 10. December. pp.606- 619.

Murillo, G. (Dr. Atl). 1938. *Petróleo en el Valle de México. Una Golden-line en la altiplanicie de Anahuac*. Editorial Polis. México. p.100.

NPN (1923) Publicado en el *National Petroleum News* en abril de 1923 y reproducido por el *Boletín de Petróleo de la Secretaría de Industrias* de septiembre del mismo año. Fuente: Artículo de Ramón N. López: "Tabasco y su Petróleo" del libro de Ramos Rodríguez, Heberto; Aguilar Rodríguez, Alfredo y Palacios Maldonado, Margarito: "Los colores de la Región Sur: El pasado alumbró el futuro". Grupo Impresor Mansua S.A. de C.V., Octubre de 2002, México.

Ordoñez, E. "Ejemplos probables de los tubos de erupción". *Memorias de la Sociedad Alzate*, Tomo XXII. pp. 141 - 130. Años de 1904 a 1905.

Ordóñez, E. 1932. "El petróleo en México (Bosquejo Histórico)". *Empresa Editorial de Ingeniería y Arquitectura*. México.

- Paull, C., Hecker, B., Commeau, R., Freeman, R., Neumann, C., Corso, W., Golubic, S., Hook, J., Sikes, E., Curray, J. 1984. "Biological Communities at the Florida Escarpment resemble hydrothermal vent taxa". *Science*, 226. pp. 965-967.
- Peckmann, J., Reimer, A., Luth, U., Luth, C., Hansen, B., Heinicke, C., Hoefs, J., Reitner, J., 2001. Methane-derived carbonates and authigenic pyrite from the north- western Black Sea. *Marine Geology* 177. pp. 129–150.
- PEMEX, 2008. Documento Inédito. Información Técnica Dos Bocas. Activo Integral Poza Rica Altamira.
- PEMEX- BP. 1994. "La cuenca de Tampico- Misantla, Estrategia Exploratoria". PEMEX, Exploración y Producción- BP. Reporte Interno. p. 161.
- Quigley, D., Hornafius, J., Luyendyk, B., Francis, R., Clark, J., Washburn, L. 1999. "Decrease in natural marine hydrocarbon seepage near Coal Oil Point, California, associated with offshore oil production". *Geology* 27. pp. 1047–1050.
- Redwood, B.1913. "Petroleum". 3ra ed.
- Rodríguez, E. 1985. "Apuntes de Geología del Petróleo". Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. p. 145
- Rohrman, M. 2007. "Prospectivity of Volcanic Basins: Trap Delineation and Acreage De-Risking". *AAPG Bulletin* 91. No. 6. Junio. pp. 915-939.
- Román, J., Lara, J., Martínez , R., Martínez, G., Mena, E. y Bernal, L. 1999. "El sistema petrolero Jurásico Inferior - Medio Formación Huayacocotla de la Cuenca Tampico Misantla, Este de México". Resúmenes Hedberg Research Conference. AMGP-MPG, Veracruz.
- Román, J. y Holguín , N. 2001. "Subsistemas generadores de la región norte de México" *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*. Vol. 49. No. 1-2. pp. 68-84.
- Rosenfeld, J. y Pindell, J. 2003. "Early Paleogene isolation of the Gulf of Mexico from the world's oceans? Implications for hydrocarbon exploration and eustasy". In C. Bartolini, R.T. Buffler y J. Blickwede, eds., *The circum-Gulf of México and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation and plate tectonics*. MPG Memoir 79. pp. 89-103.
- Rueda, J. 2003. "The origin of the Gulf of Mexico Basin and its petroleum subbasins in Mexico, based on red bed and salt palynostratigraphy". In Bartolini, C., Buffler, R. y Blickwede, J., eds., *The Circum- Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation and plate tectonics*. AAPG Memoir 79. pp. 246-282.
- Rusell, W. 1951. "Principles of petroleum geology". Mc Graw Hill Book Company, Inc.USA. p. 508
- Sahagún, F. 1975. "Historia General de las Cosas de la Nueva España". Edición preparada por Ángel María Garibay. Editorial Porrúa. 3a edición. México. Libro II, Capítulo 23: 10; Libro X, Capítulo 21:1; Libro 11, Capítulo 9: 5.

- Salvador, A. 1987. "Later Triassic- Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin". AAPG Bulletin. Vol. 71. pp. 419-451
- Schlumberger, 2004. "100 años de industria petrolera en México. El nacimiento de una sólida relación". Schlumberger Oil Services. México. pp. 444
- Schlumberger, 2010. WEC MEXICO. México, D.F. pp. 1.2-1.75.
- Schumacher, D. 2000. "Surface Geochemical exploration for oil and gas: New life for an old Technology". The Leading Edge. Vol. 19. Issue 3. March. pp. 258- 261.
- Schutter, S. 2003. "Hydrocarbon Occurrence and Exploration in and Around Igneous Rocks". In Petford N y McCaffrey, K. editores. Hydrocarbons in Crystalline Rocks. Geological Society Special Publication 214. Londres. pp. 7-33.
- Simoneit, B. 1994. "Organic Matter Alteration and Fluid Migration in Hydrothermal Systems". In Parnell, J. editores. Geofluids: Origin, migration and Evolution of Fluids in Sedimentary Basins, Geological Society Special Publication 78. Londres. pp. 261-274.
- Srugoa, P. y Rubinstein, P. 2007. "Processes Controlling Porosity and Permeability in Volcanic Reservoirs from the Austral and Neuquén Basins, Argentina". AAPG Bulletin 91. No. 1. Enero. pp. 112-129.
- Tarango, G. 1985. "Monografía Geológico Petrolera de la Zona Centro". Reporte Interno, PEMEX Exploración y Producción, Región Norte (inédito).
- Teichert, B., Eisenhauer, A., Bohrmann, G., Haase-Schramm, A., Bock, B., Linke, P., 2003. U/Th systematics and ages of authigenic carbonates from Hydrate Ridge, Cascadia Margin: Records of fluid flow variations. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 67. pp. 3845–3857.
- Thompson, A. 1926. "The significance of surface indications". *Journal of the Institute of Petroleum*. London. pp. 603- 634.
- Villarelo, J. 1908. "Algunas regiones petrolíferas de México". Instituto Geológico de México. Boletín No. 26.
- Wade, T., Kennicutt, M., Brooks, J. 1989. "Gulf of Mexico hydrocarbon seep communities: Part III. Aromatic hydrocarbon concentrations in organisms, sediments and water". *Marine Environment Research*. 27. pp. 19-30.
- Watanabe, Y., Nakai, S., Hiruta, A., Matsumoto, R., Yoshida, K., 2008. U-Th dating of carbonate nodules from methane seeps off Joetsu, Eastern Margin of Japan Sea. *Earth and Planetary Science Letters* 272. pp. 89–96.
- Wawrzyniec, T., Foudad, K., Schultz- Ela, D., Ambrose, W., Jennette, D., Sakurai, S., Guevara, E., Aranda, M., Alvarado, J., Hernández, U., Macías, E., Román, J., Rosas, C., Rosas, K. y Salmón, L. 2003. "Cenozoic deformational styles of the Laguna- Madre- Tuxpan Shelf and Mexican Ridges Fold Belt". México. GCAGS/GCSSEPM Transactions, Vol. 53. pp. 846-858.

Yurewicz, D., Bohacs, K., Kendall, J., Klimentidis, R., Kronmueller, K., Meurer M., Ryan, T. y Yeakel, J. "Controls on Gas and Water Distribution, Mesaverde Basin- Centered Gas Play, Piaceance Basin, Colorado" en Cumella, S., Shanley, K. y Camp, W. editors. Understanding, Exploring and Developing Tigh- Gas Sands. 2005. Vail Hedberg Conference. AAPG Hedberg Series. No. 3. 2008. pp. 105- 136.

DOCUMENTOS ELECTRÓNICOS

Borja, R. 2008. Dos mil años de chapopote. La Jornada, 18 de marzo.
<http://www.jornada.unam.mx/2008/03/19/nota12.html>

BOEMRE. Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement. Natural Oil and Gas Seepage in the Coastal Areas of California
<http://www.boemre.gov/omm/pacific/public/Library-PDFs/Natural-Oil-Gas-Seepage.pdf>

California Governmet, USA 2011.
http://www.conservation.ca.gov/dog/kids_teachers/seeps/Pages/Index.aspx

Canudas, E. 2000. "Las venas de plata en la Historia de México. Síntesis de Historia Económica. Siglo XIX". V.II Coedición Universidad Juárez Autónoma de Tabasco y Editorial Utopia, S. A. de C. V. México.
http://books.google.com.mx/books?id=DVyRyOFRmPQC&printsec=frontcover&dq=las++venas+de+plata+en+la+historia+de+m%C3%A9xico&hl=es&ei=CY9YTaemLonEgAel76WfDQ&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=1&ved=0CCQQ6AEwAA#v=onepage&q&f=false

Casso, A., 1908 in Garcia, F. y Valdéz E." Dos bocas: una contribución a la historia de los desastres en Veracruz".
<http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/8564/2/anuaX-pag105-121.pdf>

Contreras, E. AIPM. Veracruz Petrolero
<http://es.scribd.com/doc/15628792/DOSBOCASCERROAZUL>

Dominguez. 2003 in De la Garza Martín, M. A. 2006. "Rentabilidad de las inversiones futuras en Pemex". Tesis Maestría. Administración de Empresas con especialidad en Proyectos de Inversión. Departamento de Administración de Empresas y Mercadotecnia, Escuela de Negocios y Economía, Universidad de las Américas Puebla. Abril. Derechos Reservados © 2006, Universidad de las Américas Puebla.
http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mepi/de_l_ma/capitulo1.pdf

Galicia, J. Traducción Adaptada. "El desastre del pozo San Diego de la Mar No. 3, el pozo de dos bocas". Drilling Magazine. Octubre 1964, pp. 98 - 115. Gaceta AMPG. Delegación Villahermosa. Volumen 1. Número 1. Agosto 2008.
www.amgepr.org.mx/.../El%20desastre%20del%20Pozo%20Dos%20Bocas.doc

Geological Society of Trinidad and Tobago. 2008. "A Gravity Investigation of the Pitch Lake Of Trinidad And Tobago". Retrieved 2008-05-27.
<http://www.gstt.org/Geology/pitch%20lake.htm>.

Llopis, G. y Rodrigo, V. 2008. Guía de la Energía Geotérmica. Madrid, España. pp. 21-24.
http://www.uclm.es/cr/EUP-ALMADEN/aaaeupa/boletin_informativo/pdf/boletines/17/9.pdf

Milligan, M. 2005. "Bubblin' Crude" at Rozel Point, Box Elder County, Utah" Geosights article. Survey Notes, Vol. 37. Num. 3. September.
<http://geology.utah.gov/surveynotes/geosights/rozelpoint.htm>

Morris, C. 2006. The San Francisco calamity by earthquake and fire 1833-1922. Chapter 31. Mud Volcanoes, Geysers, And Hot Springs .
<http://www.readbookonline.net/read/36655/73717/>

Navarro, G. 2004. "Análisis y Recomendaciones sobre el Marco Tributario de PEMEX". Tesis Licenciatura. Derecho con especialidad en Derecho Fiscal. Departamento de Derecho, Escuela de Ciencias Sociales, Universidad de las Américas Puebla. Enero. Derechos Reservados © 2004, Universidad de las Américas Puebla.
http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/ledf/navarro_a_gi/capitulo1.pdf

"Nuestras Raíces". Testimonios tomados de los Episodios Petroleros publicados a finales de los años ochentas, en la revista "Nosotros los Petroleros"
<http://www.cnee-sur.net/galeria4.html>

PEMEX Comunicado de prensa. Poza Rica 005. Emanaciones naturales en el arroyo Las Palomas de Tamiahua, Ver. 13 de Enero de 2008
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=118&catID=11387&contentID=17514>

PEMEX, 2009.
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=118&catid=11391&contentid=20342>

PEMEX, 2010. Provincia petrolera Tampico Misantla. Pemex Exploración y Producción Subdirección Técnica de Exploración <http://www.rigcnh.gob.mx/PDF/CUENCAS/Tampico-Misantla.PDF>

PEMEX, 2011.
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=1&catid=10004>
PEMEX Comunicado de prensa. Poza Rica 083. 23 de Noviembre de 2011. PEMEX atiende emanación de aceite ocasionada por una chapopotera natural en la colonia Chapultepec.
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=118&catID=11387&contentID=25662>

Pérez, O. 2006. Universidad de Sonora.
<http://www.geologia.uson.mx/academicos/olivia/carbonatadas/MINERALES%20COMUNES%20EN%20LAS%20ROCAS%20CARBONATADAS.htm>

Ritzma, H. 1974. in Interstate Oil Compact Commission. Major Tar Sand and Heavy Oil Deposits Of The United States.
<http://repository.icse.utah.edu/dspace/bitstream/123456789/5541/1/Utah-Tar-229.pdf>

ScienceDaily, 2009. The Ocean Studies Board and Marine Board of the National Academy of Sciences

<http://www.sciencedaily.com/releases/2009/05/090513130944.htm>

Skorbach. K. 2010. The Worst Culprits of Oil Pollution – Not What You Think. The Epoch Times. July 15.

<http://www.theepochtimes.com/n2/world/gulf-oil-spill-disaster-39275.html>

<http://geomaps.wr.usgs.gov/seeps/what.html>

http://i.acdn.us/image/A1088/1088586/470_1088586.jpg

http://walrus.wr.usgs.gov/seeps/ca_seeps.html

http://walrus.wr.usgs.gov/seeps/la_brea.html

<http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm>