



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Guía de campo de secuencias sedimentarias con
potencial almacenador-generator de aceite-gas en
lutitas, de la región de Pahuatlán-Xicotepec de Juárez,
Puebla.

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO GEÓLOGO

Presentan:

ARELLANO SÁNCHEZ ELAINE ANGÉLICA
RODRÍGUEZ TRUJILLO LUIS ALBERTO



Asesor de tesis:
ING. JAVIER ARELLANO GIL

Ciudad Universitaria, México.

2015

ÍNDICE

RESUMEN.....	1
ABSTRACT	3
CAPÍTULO 1	5
1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. Objetivo general	7
1.2. Objetivo particular	8
1.3. Metodología	8
Trabajo preliminar	8
Trabajo de campo y gabinete	8
Trabajo de integración, análisis de información y elaboración de guía de campo	9
1.4. Generalidades	9
1.4.1. Localización	9
1.4.2. Vías de Comunicación	11
1.4.3. Clima.....	11
1.4.4. Población y Economía	12
1.5. Fisiografía	13
1.5.1. Localización Fisiográfica	13
1.5.2. Orografía	14
1.5.3. Hidrografía.....	14
CAPÍTULO 2	17
2. YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS EN LUTITAS (SHALE OIL & SHALE GAS)	17
2.1. Recursos no convencionales	17
2.2. Yacimientos no convencionales	17
2.2.1. Yacimientos no convencionales de aceite	19
Aceite en lutitas (Oil Shale)	19
Lutitas aceitíferas (Shale Oil)	20
Arenas Bituminosas (Oil Tar Sands).....	20
2.2.3. Yacimientos no convencionales de gas	21
Lutitas Gasíferas (Shale Gas)	21

Gas en Lutitas (Gas Shale)	21
Gas en Arenas Compactas (Tight Gas Sands)	22
Gas Metano de Carbón (Coalbed Methane)	22
Hidratos de Gas/Hidratos de Metano (Gas Hydrates)	22
2.3. Lutitas	23
2.3.1. Origen	23
Intemperismo biológico y formación de suelos	24
Intemperismo físico	24
Intemperismo químico	25
2.3.2. Características Físicas	26
Textura y estructura	26
Fisibilidad	27
Laminación	27
Color	27
2.3.3. Propiedades geoquímicas	28
2.3.5. Ambientes de depósito	28
2.4. Principales características para la evaluación de recursos no convencionales en lutitas.	30
2.4.1. Kerógeno	30
Tipos de kerógeno	30
2.4.2. Bitumen	32
2.4.3. Carbono orgánico total (COT)	33
2.4.4. Madurez termal	34
2.4.5. Profundidad	35
2.4.6. Espesor	35
2.4.7. Fracturabilidad	36
2.5. Potencial en México	36
CAPÍTULO 3	43
3. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS	43
3.1. Propiedades Petrofísicas	43
Porosidad	43
Permeabilidad	48
Saturación	50

Resistividad.....	51
Factor de formación	52
3.2. Registros geofísicos de pozo aplicados a yacimientos no convencionales de lutitas	54
3.2.1. Registros radiactivos	55
Registro de rayos gamma GR	55
Aplicaciones.....	56
Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma (NGS)	56
Aplicaciones.....	57
Respuesta de los registros de Rayos Gamma y Espectroscopia de Rayos Gamma asociados a yacimientos no convencionales de lutitas.....	58
Registro de Sónico BHC	59
Aplicaciones.....	59
Registro de Densidad FDC y Lito-Densidad (LDT).....	60
Aplicaciones.....	60
Registro de Neutrón Compensado (CNL)	60
Aplicaciones.....	61
Respuesta de los registros Sónico, Densidad y Neutrón Compensado asociados a yacimientos no convencionales de lutitas.....	61
3.2.2. Registros eléctricos	63
Registros de Resistividad y Micro resistividad	63
Aplicaciones.....	63
Registro Doble Laterolog.....	63
Registros de Micro resistividad	64
Registros Eléctrico-Inducción	64
Respuesta de los registros eléctricos asociados a yacimientos no convencionales de lutitas	64
3.3. Ejemplos de aplicación	66
3.3.1. Determinación de Kerógeno por medio de registros geofísicos de pozo	69
3.3.2. Correlación de diversos registros geofísicos para determinar contenido de kerógeno	69
CAPÍTULO 4	73
4. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	73
4.1. Estratigrafía	73

4.1.1. Basamento cristalino.....	75
Metamórficos	75
4.1.2. Jurásico.....	75
Formación Huayacocotla.....	75
Formación Cahuassas.....	77
Formación Tepexic	78
Formación Santiago.....	79
Formación Tamán.....	80
Formación Pimienta	82
4.1.3. Cretácico.....	83
Formación Tamaulipas	83
Formación Tamaulipas Inferior	84
Horizontes Otates.....	85
Formación Tamaulipas Superior.....	86
Formación Agua Nueva	88
Formación San Felipe	89
Formación Méndez.....	90
4.1.4. Cenozoico	92
Cubierta volcánica	92
4.2. Geología estructural.....	92
4.2.1. Pliegues Mayores	93
Anticlinorio de Huayacocotla	93
Anticlinorio de Villa Juárez	94
4.2.2. Pliegues asociados a cabalgaduras.....	94
Sinclinal Cerro Macho.....	94
Sinclinal San Pablo.....	95
Anticlinal San Bartolo	95
Cabalgadura de Xolotla	95
Anticlinal Tanchitla	95
4.2.3. Fallas.....	96
Falla santa cruz	96
Falla Paciotla.....	96

Falla Buenavista	96
4.3. Evolución geológica	96
4.3.1. Paleozoico Superior-Mesozoico	97
Triásico Superior-Jurásico Inferior-medio	97
Jurásico Superior-Cretácico inferior	97
Cretácico Superior	99
4.3.2. Cenozoico	100
Mioceno Medio-Tardío	101
Mioceno Tardío	101
Mioceno Tardío-Plioceno Temprano	102
Plioceno Tardío- Cuaternario	102
CAPITULO 5	105
5. ANÁLISIS DE LAS SECUENCIAS ESTRATIGRÁFICAS CON POTENCIAL (LUTITAS ACEITIFERAS Y GASIFERAS)	105
5.1. Características esenciales para la evaluación de lutitas aceitíferas y gasíferas	105
5.2. Secuencias estratigráficas dentro del área de estudio con posible potencial generador-almacenador	107
5.2.1. Formación Huayacocotla	109
Descripción general de la Formación	109
Descripción megascópica y microscópica	110
Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional	112
5.2.2. Formación Tepexic	113
Descripción general de la Formación	113
Descripción megascópica y microscópica	113
Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional	115
5.2.3. Formación Santiago	116
Descripción general de la Formación	116
Descripción megascópica y microscópica	116
Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional	119
5.2.4. Formación Pimienta	119

Descripción general de la Formación	119
Descripción megascópica	120
Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional	121
5.2.5. Formación Agua Nueva	122
Descripción general de la Formación	122
Descripción megascópica	122
Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional	125
5.3. Tabla síntesis de propiedades geoquímicas y litológicas de las secuencias estratigráficas con potencial de aceite y/o gas en lutitas.	125
CAPÍTULO 6	127
6. EXCURSIÓN GEOLÓGICA A LA SIERRA MADRE ORIENTAL, EN LA REGIÓN DE PAHUATLÁN-XICOTEPEC DE JUÁREZ ESTADO DE PUEBLA	127
6.1. Introducción	127
6.2. Objetivos	129
6.3. Método de trabajo	129
6.4. Equipo de trabajo	130
6.5. Itinerario.....	131
6.6. Estaciones programadas	132
6.6.1. Estación 1	132
Descripción general de la unidad estratigráfica	132
Descripción del afloramiento	132
Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceítíferas y gasíferas	134
6.6.2. Estación 2	135
Descripción general de la unidad estratigráfica	135
Descripción del afloramiento	136
Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceítíferas y gasíferas	138
6.6.3. Estación 3	138
Descripción general de la unidad estratigráfica	138
Descripción del afloramiento	139

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas	141
6.6.4. Estación 4	141
Descripción general de la unidad estratigráfica	141
Descripción del afloramiento	142
Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas	144
6.6.5. Estación 5	145
Descripción general de la unidad estratigráfica	145
Descripción del afloramiento	146
Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas	148
6.6.6. Estación 6	149
Descripción general de la unidad estratigráfica	149
Descripción del afloramiento	149
Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas	150
6.6.7. Estación 7	152
Descripción general de la unidad estratigráfica	152
Descripción del afloramiento	152
Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas	153
6.6.8. Estación 8	155
Descripción general de las unidades estratigráficas	155
Descripción del afloramiento	155
Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas	158
6.6.9. Estación 9	159
Descripción general de la unidad estratigráfica	159
Descripción del afloramiento	159
CAPÍTULO 7	161
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	161
7.1. Conclusiones.....	161

7.2. Recomendaciones	164
BIBLIOGRAFÍA.....	165
APÉNDICE.....	177
MAPAS	

RESUMEN

Con la creciente demanda energética de nuestra sociedad, la búsqueda de nuevas fuentes de generación de energía y el mejoramiento de las ya existentes ha orillado a la ingeniería en Ciencias de la Tierra a considerar otras fuentes de energía cuya producción implica la implementación de nuevas y más complejas tecnologías, así como la especialización en nuevas áreas de conocimiento.

Actualmente las fuentes de energía renovable resultan atractivas por su menor impacto ambiental, sin embargo, su uso se enfoca como complemento a las no renovables, debido a la inmadurez de su desarrollo tecnológico, al bajo volumen de producción y a su alto costo. Es por esta razón que los yacimientos no convencionales de hidrocarburos se han convertido en una opción viable y en algunos casos económicamente atractivos para su desarrollo.

El presente estudio se realizó con base en la necesidad de aportar conocimiento al área de exploración de yacimientos no convencionales asociados a lutitas aceitíferas y gasíferas en las Cuencas sedimentarias en el sector noroeste del Estado de Puebla, específicamente en los municipios de Huauchinango, Naupan, Pahuatlán, Tlacuilotepec y Xicotepec de Juárez, en la Sierra Madre Oriental.

El aceite y el gas contenidos en las lutitas gasíferas-aceitíferas pueden constituir en algunos casos yacimientos no convencionales susceptibles de explotarse con rendimiento económico debido a características petrofísicas particulares como el tamaño de grano muy fino y la baja permeabilidad debido al tamaño de poro, además de un contenido mineral complejo, compuesto principalmente por minerales arcillosos, carbonato de calcio, sílice y minerales accesorios como la pirita; pero sobre todo cuando contienen un alto porcentaje de Carbono Orgánico Total.

Los yacimientos de aceite y gas en lutitas en general se asocian a la roca generadora del sistema petrolero convencional, en la cual la materia orgánica inmadura o parte del hidrocarburo que se formó durante la ventana de generación no logró migrar, quedando entrampado entre los poros de la roca madre y dentro del kerógeno.

Para que la explotación de este tipo de yacimientos sea viable, es necesario estimular el yacimiento mediante fracturamiento hidráulico para obtener el hidrocarburo, valiéndose de la fracturabilidad de la roca, que depende de un contenido mayor a 50% ya sea de carbonato de calcio o de sílice; debe poseer un espesor mínimo de 15 m, a una profundidad de entre 1000 y 3000 m, con un Carbono Orgánico Total mayor a 4% y una madurez termal mayor a 1.2 % Ro para gas y a 0.6 % Ro para aceite.

En este estudio se realizó trabajo geológico de campo donde se eligieron localidades con afloramientos de lutitas gasíferas-aceitíferas con alto contenido de Carbono Orgánico Total, se analizaron muestras de mano y lámina delgada de las siguientes unidades estratigráficas: Formación Huayacocotla, Formación Tepexic, Formación Santiago, Formación Pimienta y Formación Agua Nueva, que por sus características litológicas y de riqueza de materia orgánica son de mayor interés para contener yacimientos no convencionales asociados a lutitas.

También se analizaron la Formación Tamaulipas Inferior y la Formación Tamaulipas Superior, que por sus características litológicas y su bajo contenido de Carbono Orgánico Total no son consideradas como yacimientos no convencionales asociados a lutitas, pero que complementan este estudio aportando información estratigráfica, además de que son útiles como marco de referencia comparativo con las demás secuencias estratigráficas que son de interés.

El área de estudio resulta tener excelentes afloramientos de lutitas con materia orgánica, donde se puede realizar una excursión geológica para estudiar unidades estratigráficas con potencial de contener aceite y gas en lutitas; además también es favorable debido a factores como la ubicación, la seguridad y la infraestructura carretera, ya que se encuentra próxima al Distrito Federal y presenta accesos viales como carreteras y caminos que permiten el acceso directo a los mismos afloramientos, que por su cercanía permiten un óptimo aprovechamiento del tiempo. Además, las características de cada afloramiento pueden observarse fácilmente por su accesibilidad, tamaño y escasa vegetación. La excursión geológica propuesta es de gran interés tanto para estudiantes de Ciencias de la Tierra como para profesionistas interesados en estudiar los yacimientos no convencionales con alto potencial de contener aceite y gas en secuencias sedimentarias de grano fino.

La importancia de este estudio es que contribuye al mejor entendimiento de estos yacimientos, con el objetivo de que con el tiempo pueda derivar en una futura exploración y explotación de aceite y/o gas en este tipo de secuencias estratigráficas, que son de interés para México, ya que en la actualidad la industria petrolera nacional tiene yacimientos convencionales en declive, por lo que los estudiosos de las Ciencias de la Tierra se han visto en la necesidad de explorar nuevas alternativas como lo son los yacimientos no convencionales de hidrocarburos, particularmente el aceite y gas en lutitas como los que se encuentran en la Sierra Madre Oriental.

ABSTRACT

Nowadays our society is experimenting a going up about energy, the searching on new sources and the upgrading of the old ones have moved on to the science of earth engineering to consider new energy sources which implies new and more complex technologies in use and the specialization in new areas of knowledge.

Presently the renewable resources of energy result very attractive because they are environmental friendly, therefore, their no renewable sources due to the immaturity of technology developing and their high cost is for this reason that the non-conventional resources have turned as a viable option and in some cases economically attractive for their developing.

This research was performed on the necessity to share knowledge to this new explored area of non-conventional resources related to shale oil and shale gas at the Puebla State, more specifically in the municipios of Huachinango, Naupan, Pahuatlán, Tlacuilotepec y Xicotepec de Juárez, in the Sierra Madre Oriental.

The oil and gas inside of shale oil and shale gas can constitute in some case non-conventional resources susceptible to be recoverable with economic performance due to particularly petrophysic features like the very fine size of grain, the low permeability because of the pore size besides the mineral complex content formed mainly by clay minerals, calcite, quartz and accessory minerals like pyrite, but the most important is the total organic richness.

Shale oil and shale gas are relate to the source rock of conventional petroleum system, in which immature organic matter or part of oil and gas that were performed and did not get the migration being trapped inside the pores of source rock of kerogen.

To recover this resources it is necessary that the rock has more than 50% of carbonate or quartz, a minimum thickness of 15 m, a depth between 1000-3000 m, a Total Organic Carbon higher than 4% and thermal maturity higher than 1.2% Ro or gas and higher than 0.6% Ro for oil. Finally to get the hydrocarbons it is necessary fracking the rock.

This research was realized will geological work and localities were founded with shale oil and gas outcrops were analyzed handle samples and thin sections of the next stratigraphic units: Huayacocotla Formation, Tepexic Formation, Santiago Formation, Pimienta Formation, Agua Nueva Formation, all of these units are interesting because of its lithologic features and the organic richness they may be considered as non-conventional resources of shale.

Also Upper Tamaulipas Formation and Lower Tamaulipas Formation were analyzed which lithological features and low content of Total Organic Carbon are not considered as a shale oil and gas play but they complement this research contributing with stratigraphic information and also that are good enough to be considered as a shale oil and gas play.

The area of study has excellent outcrops, that can show the organic matter richness, where can be realized excursions, geologic field trip to study stratigraphic units with potential of contain oil and gas in hales. The area of study is convenient because has highway access, a good location and it is secure we can take advantage of these auspicious features and get an easy access and a good appreciation of the outcrops. The excursion is a great interest for students of science of earth and professionals who want to know about the non-conventional resources of shale with high potential.

The main objective of this study is to contribute knowledge in improving the understanding of this non-conventional resources and with the time encourage the exploration and recovery of this stratigraphic sequences because nowadays Mexico has mature fields and the engineers of earth science have looked forward to the non-conventional resources mainly the shale oil and gas which can be found in the Sierra Madre Oriental.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente la demanda de energía a nivel mundial va en aumento, no solo la que proviene de tecnologías renovables, sino también la de combustibles fósiles como el aceite, el gas y el carbón, que siguen siendo las más importantes; esta demanda ha orillado a países y empresas a la investigación y desarrollo de tecnologías que permitan un mejor aprovechamiento de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, y la explotación económicamente viable de los llamados recursos no convencionales, no solo como una fuente alternativa, si no complementaria en sus economías. En un principio, Estados Unidos de América se convirtió en el modelo a seguir, posteriormente el mundo siguió esos pasos y actualmente existe una mayor cantidad de información asociada al tema, permitiendo que aun con algunos años de retraso, países como México tengan la oportunidad de entrar en la carrera por la exploración y explotación de los recursos no convencionales asociados a lutitas aceítíferas y lutitas gasíferas.

Para este año (2015), la EIA (Energy Information Administration) presentó en su reporte de junio, que el consumo de petróleo en el mundo crecerá en 1.4 millones de barriles diarios, trescientos mil más de lo previsto en el mes de mayo, sumando en este mismo año un total de 94 millones de barriles diarios, aun cuando en julio de éste mismo año, los precios del barril de petróleo descendieron hasta 35 dólares por unidad, en comparación con los 115 dólares que alcanzó en enero del año 2014.

Los mayores productores actualmente se encuentran en la región de Medio Oriente aportando un tercio del consumo mundial, mientras que Eurasia está en segundo lugar y América del Norte en tercero.

Los mayores flujos comerciales de hidrocarburos van de Medio Oriente hacia Europa, Asia Pacífico y Estados Unidos de América, y desde Rusia hacia Europa Occidental.

La región que tiene el mayor consumo de hidrocarburos es América del Norte, con un tercio del consumo mundial (30.1%), y en segundo lugar la región de Asia-Pacífico (28.8%).

Por último, los mayores volúmenes de reservas en el mundo se encuentran en la región de Medio Oriente, con un 60%, mientras que las regiones restantes se encuentran con un porcentaje menor a 10%.

Estudios realizados por la EIA en junio 2013 establecieron que el recurso técnicamente recuperable para México de lutitas aceítíferas es de 13 mil millones de barriles, mientras que de lutitas gasíferas es de 545 billones de pies cúbicos; y a su vez prevé un aumento en la producción mundial de yacimientos no convencionales del 12% para el año 2035.

Es por esto que se hace énfasis en la importancia de la investigación y desarrollo de este tipo de yacimientos para la economía de países como el nuestro, que cuentan con un potencial prometedor para su explotación, ya que en sus Cuencas sedimentarias se tienen secuencias de lutitas con alto contenido de carbono orgánico total (COT) que los hace altamente atractivos para contener yacimientos no convencionales de gas y/o aceite.

Esta tesis está dividida en siete capítulos que son resultado de la recopilación y síntesis de información obtenida de diversas fuentes bibliográficas, además de presentar los resultados de diferentes análisis realizados en el área de estudio que complementan esta información previa; por último, una excursión de campo que se ha de realizar en el área de Pahuatlán y Xicotepec de Juárez, en el Estado de Puebla, con el fin de servir para un diplomado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

En el capítulo uno se dan a conocer las características generales del área de estudio, como localización, geografía física (localización fisiográfica, orografía, hidrografía y clima) y de geografía social (población, economía, vías de comunicación).

En el capítulo dos se definen los yacimientos no convencionales y se sintetiza información antecedente de su origen, características físicas, propiedades geoquímicas y su ambiente de depósito, así como las características primordiales a considerar para su evaluación. Por último se muestra el potencial en México por Cuenca/Provincia y Formación.

En el capítulo tres se definen algunas de las propiedades petrofísicas de las rocas, como resistividad, porosidad, permeabilidad y saturación, propiedades importantes al realizar la evaluación de estos yacimientos a través de métodos directos e indirectos. Se hace énfasis en los registros geofísicos de resistividad y radiactivos, ya que son los más utilizados para la evaluación de estos yacimientos por la respuesta que las curvas típicas muestran frente a este tipo de litología.

El capítulo cuatro se conforma de las descripciones estratigráficas del área de estudio, formada por el basamento de rocas metamórficas precámbricas, secuencias estratigráficas del Jurásico (Huayacocotla, Tepexic, Santiago y Pimienta), y del Cretácico (Tamaulipas inferior, Tamaulipas Superior y Agua Nueva), cubiertas por rocas de origen volcánico del Cenozoico. Todo esto complementado con información de secuencias que no se encuentran en el área de estudio pero se encuentran en las cartas geológicas en el entorno del área estudiada. También se presenta información estructural de pliegues y fallas, además de la descripción de la evolución geológica de la región.

El capítulo cinco muestra una descripción detallada de las secuencias estratigráficas con posible potencial como lutitas gasíferas y/o aceitíferas, con información previa obtenida del Servicio Geológico Mexicano (SGM), así como el análisis de láminas delgadas y muestras de mano, las cuales se ilustran mediante fotomicrografía y fotografías para una mejor apreciación de las características litológicas.

El capítulo seis es una guía de campo que tiene como fin ser utilizada en el diplomado que se impartirá en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, el cual tiene un breve resumen de las características de cada formación, los resultados de análisis microscópicos y macroscópicos, un itinerario y objetivos específicos a considerar por parte de quien asista a la salida de campo.

Por último se presentan las conclusiones de este estudio, con el fin de resumir los resultados a los que se llegaron y las recomendaciones en donde se señalan los análisis complementarios que podrían generar mayor certeza al asignarle un potencial a cada Formación.

1.1. Objetivo general

Identificar, analizar y describir a las secuencias sedimentarias del Jurásico y Cretácico con potencial almacenador-generador de aceite-gas en lutitas, de la región Pahuatlán-Xicotepec de Juárez, Puebla.

1.2. Objetivos particulares

- 1) Analizar en laboratorio petrográfico las muestras recolectadas en campo mediante muestras de mano y láminas delgadas.
- 2) Elaborar un mapa geológico con la distribución de las unidades estratigráficas de interés.
- 3) Elaborar una guía de campo con la finalidad de su aplicación en el diplomado de recursos no convencionales asociados a gas y aceite en lutitas, que será impartido por la unidad de posgrado en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

1.3. Metodología

Trabajo preliminar

Recopilación, análisis y síntesis de información geológica antecedente del área de estudio.

Trabajo de campo y gabinete

- 1) Reconocimiento geológico del área de trabajo para localizar afloramientos de lutitas ricas en materia orgánica.
- 2) Recolección de muestras para un análisis comparativo con muestras recolectadas anteriormente en la zona de estudio.
- 3) Análisis petrológico de muestras de mano y en lámina delgada de las muestras colectadas.
- 4) Elaboración de los mapas de localización, topográficos y geológicos del área de trabajo, tomando como base las cartas geológico-mineras de Pahuatlán del Valle (F14-D73), Huauchinango (F14-D83) escala 1:50, 000 y Poza Rica (F14-12) escala 1:250, 000 del SGM y las cartas topográficas Pahuatlán

(F14-D73), Huauchinango (F14-D83), Xicotepec (F14-D74) y Filomeno Mata (F14-D84) del INEGI, en escala 1:50, 000.

Trabajo de integración, análisis de información y elaboración de guía de campo

- 1) Consistió en realizar la integración de la información a partir de las distintas fuentes consultadas, además de las correcciones pertinentes con la nueva información obtenida en el trabajo de campo, laboratorio y gabinete.
- 2) Se elaboró la guía de campo a partir de los datos recolectados en campo y con la información obtenida en el laboratorio a partir de las muestras de mano y de lámina delgada.

1.4. Generalidades

1.4.1. Localización

El área de estudio se encuentra en el norte de Estado de Puebla, a 4 km aproximadamente al norte de la comunidad de Huauchinango y aproximadamente a 130 km al noreste de la ciudad de Puebla. Está situada en las cartas Pahuatlán (F14-D73), Huauchinango (F14-D83), Xicotepec (F14-D74) y Filomeno Mata (F14-D84) del INEGI, en escala 1:50 000.

El área de la excursión geológica está situada en los municipios poblanos de: Pahuatlán, Naupan, Huauchinango, Tlacuilotepec y Xicotepec de Juárez, como se muestra en la figura 1.1.



1.4.2. Vías de Comunicación

El acceso al área de la excursión geológica se logra por la autopista México-Tulancingo- Huauchinango de donde parte la carretera Federal No. 132, posteriormente llegando a la comunidad de San Pedro se toma la Ruta 106.

El acceso desde la parte sur (estación 5) se realiza por la carretera Federal 132D México-Tuxpan que conecta las ciudades de Tulancingo, Hidalgo y Poza Rica, Veracruz.

La mayor parte de la zona está comunicada por caminos de terracería, aunque todavía existen poblados que se comunican por brechas y veredas.

1.4.3. Clima

El área de estudio abarca la Región I del Estado de Puebla, conocida como Huauchinango, que comprende 32 municipios, de los cuales el área de la excursión geológica se ubica dentro de los siguientes municipios: Huauchinango (71), Naupan (100) Pahuatlán (109), Tlacuilotepec (178) y Xicotepec (197).

La región se caracteriza por tener un clima predominantemente húmedo y cálido con abundantes lluvias en verano (Enciclopedia de los Municipios y Delegaciones de México, 2010).

La temperatura media anual en esta parte del Estado de Puebla es de 17.5°C, la temperatura máxima promedio es de 28.5°C y la mínima promedio durante el mes de enero es de 0.5°C. Durante los meses de junio a octubre se presenta la temporada de lluvias con una precipitación media estatal de 1270 mm anuales (INEGI, 2010).

1.4.4. Población y Economía

El estado de Puebla se divide en siete regiones socioeconómicas, la Región I- Huauchinango, Región II – Teziutlán, Región III - Ciudad Serdán, Región IV - San Pedro Cholula, Región V – Puebla, Región VI - Izúcar De Matamoras, Región VII - Tehuacán y Sierra Negra. La regionalización socioeconómica se realizó por necesidades de planeación por ser unidades de desarrollo más homogéneas, lo que rige oficialmente desde 1986 y responde a las interacciones sociales, políticas y económicas que se dan entre los municipios (Enciclopedia de los Municipios y Delegaciones de México, 2010).

El Estado de Puebla tiene una población aproximada de 5, 779, 829 habitantes, ocupando el quinto lugar a nivel nacional por su número de habitantes; los municipios más poblados son Puebla, Tehuacán, San Pedro Cholula, Atlixco, Amozoc, San Martín Texmelucan, Teziutlán, Huauchinango, San Andrés Cholula e Izúcar de Matamoras. La escolaridad de la población de manera general no rebasa el segundo año de secundaria, 97.7% de la población cuenta con energía eléctrica en su hogar, el 87% cuenta con drenaje, y el 83.4% dispone de agua entubada dentro y fuera de la vivienda.

Las actividades terciarias son las que más aportan al PIB estatal, principalmente el comercio, restaurantes, hoteles, transporte, información de medios masivos y servicios financieros e inmobiliarios; le siguen las actividades secundarias, en donde destacan la industria manufacturera, y por último las actividades primarias con agricultura, ganadería, aprovechamiento forestal, pesca y caza (INEGI, 2010).

En el área de la excursión geológica predomina la agricultura y la ganadería.

1.5. Fisiografía

1.5.1. Localización Fisiográfica

El área de estudio se encuentra ubicada en la porción sureste de la Provincia Fisiográfica de la Sierra Madre Oriental, como se muestra en la figura 1.2 y en la porción noreste de la Faja Volcánica Transmexicana, así mismo se encuentra dentro de las subprovincias Carso Huasteco (Dirección General de Geografía, 1981).

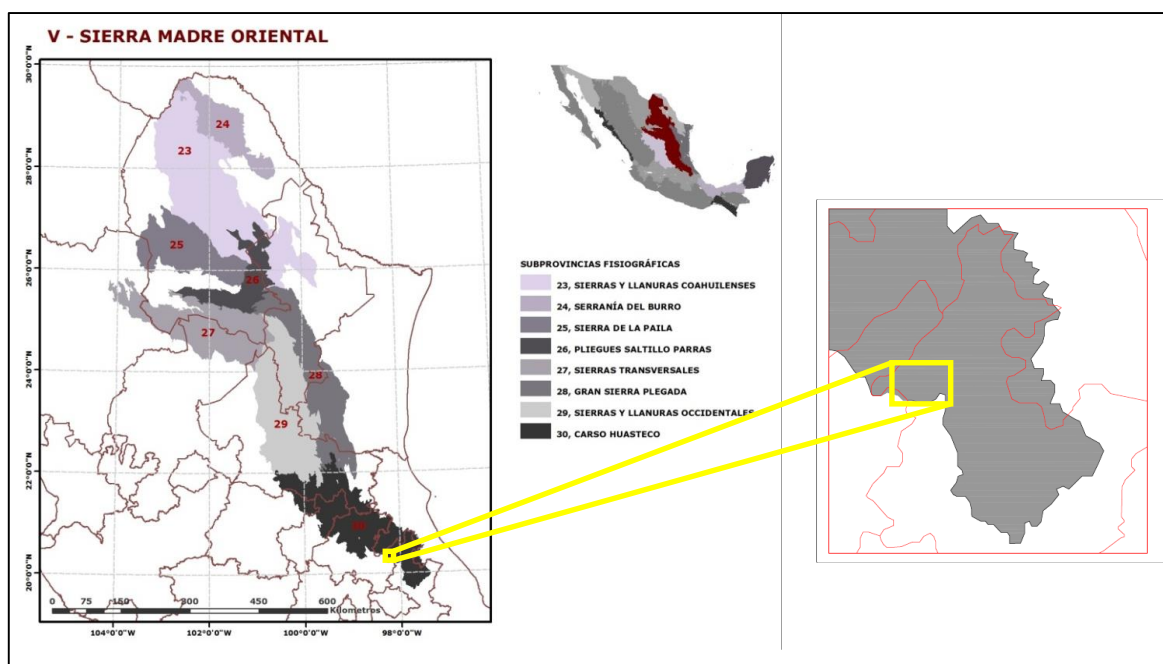


Figura 1.2 Provincias de la Sierra Madre Oriental, subprovincia Carso Huasteco (Tomada de INEGI, 2013).

1.5.2. Orografía

En el área de estudio dentro de la Provincia Fisiográfica de la Sierra Madre Oriental se encuentra en el noroeste del Estado de Puebla como la Sierra Norte de Puebla, la cual se divide en pequeñas Sierras principales, de las cuales la más cercana al área de estudio es la Sierra Huauchinango (INEGI, 2013).

El área de estudio muestra un relieve accidentado con topofomas variadas de las cuales sobresalen las siguientes:

-Cerros de laderas redondeadas y alargadas, los principales son: Cerro Cojiunalayola, con una altura de 2163 msnm, Cerro Osamatépetl con 2160 msnm, Cerro Tlaxpanatepetl con 2125 msnm, Cerro Mazaoguate con 2004 msnm, Cerro Prieto con una altura máxima de 1023 msnm, Cerro Cruz Santa 1812 msnm y Cerro Blanco 1809 msnm.

Los valles en forma de “V” son formados por el Río San Marcos y sus afluentes orientándose principalmente con una dirección NE-SW y E-W. En el extremo occidental del área de estudio se encuentra el valle formado por el Río Mamiquetla, en la parte central se encuentra el valle formado por el Río Naupan. El Río San Marcos forma el valle de mayor extensión en el área de estudio cruzando de E-W en la parte norte del área de estudio. Se tiene un valle en forma circular en la porción nororiental de la carta.

Sierras de formas alargadas con laderas pronunciadas en dirección preferencial NE-SW, con pendientes escarpadas.

1.5.3. Hidrografía

La región pertenece a la parte septentrional del Estado de Puebla, formada por las distintas subcuencas de los ríos que desembocan en el centro-este del Golfo de México.

La zona se ubica dentro de la Cuenca del Río San Marcos, como se aprecia en la figura 1.3, dentro de la región Hidrológica Tuxpan-Nautla que ocupa un 23,76% de la superficie del estado, y a su vez en la subcuenca del Río Tecolutla, con más del 16% de la superficie.

CAPÍTULO 2

2. YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS EN LUTITAS (SHALE OIL & SHALE GAS)

2.1. Recursos no convencionales

Algunos autores señalan que a diferencia de un recurso petrolero convencional, el no convencional se caracteriza por tener todo el sistema petrolero en una misma roca, pero dado que alguna o algunas de las características en ocasiones pueden manifestarse también en recursos convencionales, se puede prestar a confusiones, por lo que se hace referencia a la siguiente definición.

“Los recursos no convencionales son las reservas de hidrocarburos que dada la relación de permeabilidad/viscosidad que poseen, hacen necesario el uso de tecnología específica que modifique alguno de estos parámetros de manera que se puedan producir los hidrocarburos con un costo que permita hacerlo competitivo en el mercado” (Cander, 2012).

Con base en la definición anterior, para que este tipo de recursos se transformen en un yacimiento se tiene que crear permeabilidad en el sistema por medio de fracturamiento hidráulico, a través de pozos horizontales (Silva López P., 2012).

2.2. Yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales se encuentran en formaciones geológicas que contienen hidrocarburos en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar en rocas poco permeables o por tratarse de aceites de muy alta viscosidad. Para lograr su explotación, se deben realizar modificaciones de sus

2. Yacimientos de aceite y gas en lutitas (shale oil & shale gas)

propiedades, lo que se puede lograr por inyección de químicos o por el desarrollo de una técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan micro fracturas en la roca para liberar el hidrocarburo de la roca generadora-almacenadora, de manera que su explotación pueda ser no solo viable sino económicamente atractiva (Silva López P., 2012).

La figura 2.1 contiene un esquema sencillo de los yacimientos convencionales y no convencionales más comunes.

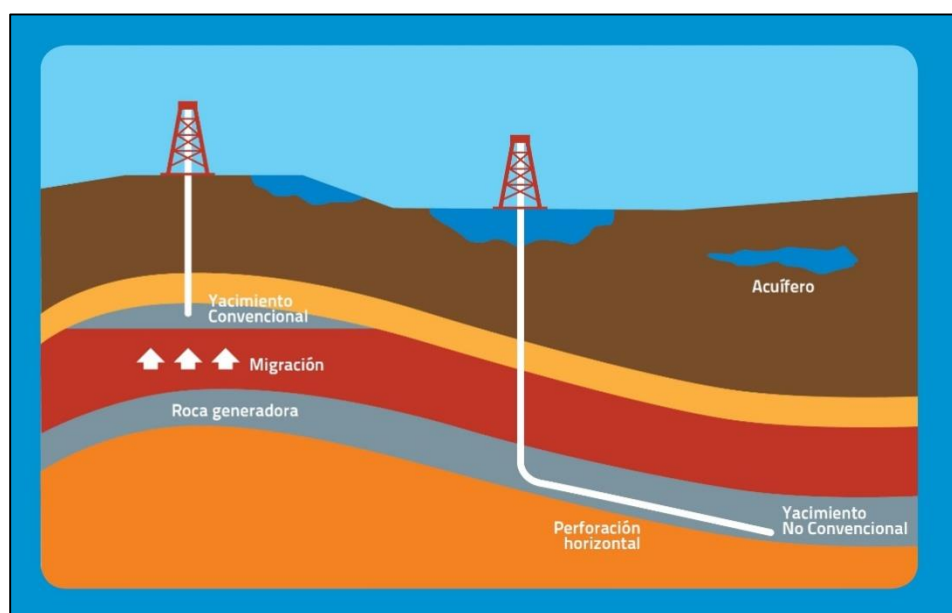


Figura 2.1. Yacimientos convencionales y no convencionales (tomada de informe: Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia, 2014).

2.2.1. Yacimientos no convencionales de aceite

Aceite en lutitas (Oil Shale)

El aceite en lutitas se define como el que contiene una roca sedimentaria de grano fino que presenta una alta proporción de materia orgánica endógena (kerógeno) mayormente insoluble en disolventes de petróleo ordinarios, de la que se pueden extraer cantidades sustanciales de aceite sintético y / o gas por calentamiento a una temperatura suficientemente alta para poder ser recuperados en pozos de desarrollo, o en otros casos, el depósito que se considera con potencial económico debe encontrarse cercano a la superficie terrestre (AAPG, 2015), para que pueda ser desarrollado mediante minería a cielo abierto o mediante minería subterránea (AAPG, 2015; Dyni, 2006).

El aceite en lutitas varía mucho en contenido orgánico y por lo tanto también lo hace en rendimiento de aceite. Las calidades comerciales según lo determinado por su rendimiento es un intervalo de aproximadamente 100 a 200 litros por tonelada métrica (l / t) de roca, aunque en los estados Unidos se ha trabajado con un límite inferior, de aproximadamente 40 l / t (Dyny, 2006).

Los depósitos de aceite en lutitas se encuentran en muchas partes del mundo, en secuencias con edades que van desde Cámbrico al Cenozoico; las secuencias que los contienen se formaron en ambientes tanto de agua dulce como de alta salinidad, en cuencas marinas epicontinentales y submareales, y en pantanos costeros y límnicos.

En general la materia orgánica de los aceites en lutitas es de origen algar, pero también puede incluir restos de plantas terrestres (Dyny, 2006).

Lutitas aceitíferas (Shale Oil)

Son hidrocarburos no convencionales donde el aceite se encuentra alojado comúnmente en rocas como lutitas, calizas arcillosas y lutitas calcáreas, los que no se pueden explotar con métodos convencionales (Colorado Oil & Gas Association, 2013).

En estos yacimientos no es necesario un calentamiento previo a la explotación, ya que el material encontrado entre los poros de la roca generadora son hidrocarburos líquidos.

Arenas Bituminosas (Oil Tar Sands)

Las arenas bituminosas (también llamadas Oil Tar Sands) consisten en bitumen (que es la materia orgánica soluble derivada de la degradación del aceite) y los sedimentos con los minerales asociados, con exclusión de cualquier volumen de gas natural relacionado (AAPG, 2015).

En las arenas petrolíferas de poca profundidad actualmente explotadas en Athabasca, Canadá, se recuperan aceites pesados a partir de la explotación de minas a cielo abierto mediante distintas operaciones mineras. La arena con petróleo es transportado a las plantas de procesamiento, donde el agua caliente o tibia separa el bitumen de la arena, seguido de dilución con hidrocarburos más ligeros y posteriormente a crudo sintético (SCO) (AAPG, 2015).

2.2.3. Yacimientos no convencionales de gas

Lutitas Gasíferas (Shale Gas)

Las lutitas gasíferas constituyen un tipo de yacimiento no convencional que se caracteriza por contener gas en fase libre dentro de la porosidad primaria y secundaria, además de gas adsorbido en la superficie del kerógeno (Colorado Oil & Gas Association, 2013).

El gas total o GIP por sus siglas en inglés (total gas in place) es la suma del gas libre y el gas adsorbido que depende de la presión inicial del yacimiento. Al producir el gas libre la presión de poro decae y el gas adsorbido es liberado o desorbido desde la superficie del kerógeno. Para que sean de interés económico deben tener carbono orgánico total con porcentajes que varían entre el 2% al 10% (Alexander, 2011).

En las rocas sedimentarias los valores típicos de R_o se encuentran en un rango de 0% a 3%. Para las lutitas gasíferas el R_o de interés debe tener un valor de 1.5% que indica generación de gas seco, valores menores al 0.6% de reflectancia de vitrinita indican inmadurez del kerógeno, esto significa que no alcanzó la suficiente madurez térmica para pasar de kerógeno a hidrocarburo. La permeabilidad se encuentra en rangos de 0.001 a 0.0000001 mD llegando a escalas de nanodarcys nD (Alexander, 2011).

Gas en Lutitas (Gas Shale)

Al igual que el aceite en lutitas, para recuperar el gas se tiene que implementar un proceso de calentamiento a la roca para que el hidrocarburo llegue a su grado de maduración ideal, y pueda ser extraído en un proceso posterior (Colorado Oil & Gas Association, 2013).

Gas en Arenas Compactas (Tight Gas Sands)

El gas en arenas compactas es un término que se refiere a la baja permeabilidad de depósitos de areniscas que producen gas natural principalmente seco. Un depósito compacto de gas es aquel que no puede ser producido a velocidades de flujo económicas o recuperar volúmenes económicos de gas a menos que se estimule por medio de fracturamiento hidráulico y / o producido utilizando pozos horizontales (Holditch, 2006).

Gas Metano de Carbón (Coalbed Methane)

El gas metano de carbón es un gas natural producido en las vetas de carbón o areniscas adyacentes a los mantos de carbón.

El carbón es tanto la roca madre y el depósito de metano dentro de sus capas. Como el material orgánico está enterrado, con la temperatura y aumento de la presión, el metano, agua y otras sustancias volátiles son liberados. Las fracturas se alinean de acuerdo con los campos de esfuerzos existentes en la corteza terrestre. Estas fracturas se denominan “cornamusa” y proporcionan vías de permeabilidad a través de las cuales pueden pasar los fluidos, sin embargo, un cierto volumen de gas puede escapar del carbón. En algunos casos, si la presión de formación es suficiente, puede ocurrir que grandes cantidades de metano son retenidas en la matriz de carbón a presión en un estado adsorbido (AAPG, 2015).

Hidratos de Gas/Hidratos de Metano (Gas Hydrates)

Los hidratos de gas son sólidos cristalinos que consisten en moléculas de gas, generalmente metano, rodeados por moléculas de agua. Las moléculas de gas están densamente empaquetadas en una estructura cristalina de manera que los depósitos de hidratos pueden almacenar grandes cantidades de metano. Las

estimaciones de la cantidad de carbonos unidos en hidratos de gas son casi el doble de la cantidad de carbono que se encuentra en todos los combustibles fósiles conocidos en la Tierra; por lo tanto, los hidratos de carbono representan una fuente de energía no convencional dominante. Aunque estos hidratos son abundantes en todo el mundo, especialmente en las regiones del Ártico y en los sedimentos marinos de aguas profundas, hay mucho que aprender acerca de cómo se forman, evolucionan, interactúan con los sedimentos circundantes, y afectan a las condiciones ambientales cuando se extraen (AAPG, 2015).

2.3. Lutitas

Las lutitas son las rocas sedimentarias más comunes de las cuencas sedimentarias, ya que provienen de procesos de intemperización de rocas preexistentes; su principal característica es que son de grano muy fino, acorde a la escala de Wentworth (1922), se componen de partículas de tamaño menor a $1/256$ mm o 4 micras de diámetro; presentan laminación, son suaves y físlas (Sondhi, 2011).

En la industria petrolera convencional son consideradas como potencial roca sello y generadora, sin embargo, actualmente con el desarrollo de los yacimientos no convencionales son consideradas como una fuente potencial de rocas generadoras-almacenadoras de hidrocarburos no convencionales (Sondhi, 2011).

2.3.1. Origen

Las arcillas son partículas que se originan principalmente por procesos de intemperismo de rocas y suelos preexistentes, son transportadas y depositadas en ambientes sedimentarios de baja energía. Los procesos de intemperismo pueden ser físicos, químicos y biológicos (Selley, 1992).

Intemperismo biológico y formación de suelos

Los suelos se forman a partir de procesos biológicos y están compuestos principalmente por restos de líticos y humus, los cuales se descomponen en materia orgánica que proviene principalmente de plantas (Selley, 1992).

En Pedología han caracterizado el perfil vertical del suelo, el cual comprende tres horizontes principalmente. Un horizonte A o aluvial que se compone principalmente por materia orgánica donde el intemperismo químico y bioquímico son los dominantes. La fracción arcillosa se percola hacia abajo y se entrapa en el horizonte B o iluvial. Debajo del horizonte B se encuentra el horizonte C, en ésta zona los procesos de intemperismo físico son los más dominantes, gradualmente hacia abajo se encuentra el lecho rocoso que no sufre intemperismo (Selley, 1992).

Intemperismo físico

Se reconocen cuatro tipos principales de intemperismo físico: gelifracción, por cambio de temperatura, hidratación y deshidratación, y por esfuerzos (Selley, 1992).

La gelifracción es el intemperismo que sufre la roca por procesos de congelación. Consiste en agua que se introduce a través de los poros de la roca y al congelarse, el agua cristaliza y fractura la roca; es más activo en climas polares (Selley, 1992).

Por cambio de temperatura ocurre en áreas donde el contraste de temperatura diurna es muy marcado. La roca se expande y contrae en respuesta al cambio de temperatura; algunos minerales cambian su tamaño dependiendo sus propiedades físicas, si el proceso ocurre demasiado rápido es suficiente para causar que la roca se fracture; ocurre principalmente en climas áridos y desérticos (Selley, 1992).

La hidratación y deshidratación es un tipo de intemperismo que afecta principalmente a las arcillas y lutitas poco consolidadas, al entrar en contacto con el agua algunas de las arcillas se expanden y al deshidratarse se generan grietas que aumentan la permeabilidad de la roca; ocurre en áreas con clima húmedo y seco (Selley, 1992).

Intemperismo químico

El agente principal en este tipo de intemperismo es el agua, ya que cuando este fluido se encuentra por debajo del subsuelo tiene un pH bajo asociado a los ácidos húmicos producidos en la formación de suelos por procesos biológicos y una composición generalmente ácida debida a la presencia de dióxido de carbono disuelto formado por la disolución de ácidos carbónicos (Selley, 1992).

La reacción más importante en el intemperismo químico es la oxidación y la hidrólisis. Al mezclarse los ácidos carbónicos con el agua se generan iones libres de hidrógeno que a su vez liberan los elementos alcalinos y alcalinotérreos de minerales complejos en las rocas como feldespato potásico; al reaccionar generan principalmente caolinita y sílice. Cuando las rocas sufren intemperismo el grado de estabilidad de los minerales es inverso al de la serie de Bowen. Esto indica que los minerales formados a más baja temperatura de cristalización son los más estables a condiciones atmosféricas (Selley, 1992).

Dentro del intemperismo químico existen tres componentes principales de la roca, el soluto, el residuo y la formación de nuevos minerales. El soluto incluye metales alcalinos como el sodio, potasio, magnesio, estroncio y elementos raros. Estos elementos tienden a ser deslavados, y transportados hasta el mar para precipitar como calizas, dolomías y evaporitas (Selley, 1992).

El residuo es la parte de la roca que no puede disolverse con tanta facilidad siendo generalmente cuarzo y, dependiendo del grado de intemperismo, feldespatos y mica; y por último la formación de nuevos minerales, principalmente arcillas. En la figura 2.2 se muestra el proceso de algunos depósitos residuales (Selley, 1992).

Durante los primeros estadios de intemperismo los minerales máficos como el olivino, piroxenos y anfíboles, se descomponen para formar clorita rica en hierro y magnesio; el intemperismo de los feldespatos produce esmectita, illita y caolinita. Si el intemperismo continúa a estadios más avanzados generalmente quedan como residuos minerales como el cuarzo (dependiendo la roca madre), caolinita pura compuesta únicamente por aluminosilicatos hidratados, bauxita compuesta por alúmina hidratada y limonita compuesta por óxido de hierro hidratado (Selley, 1992).

2. Yacimientos de aceite y gas en lutitas (shale oil & shale gas)

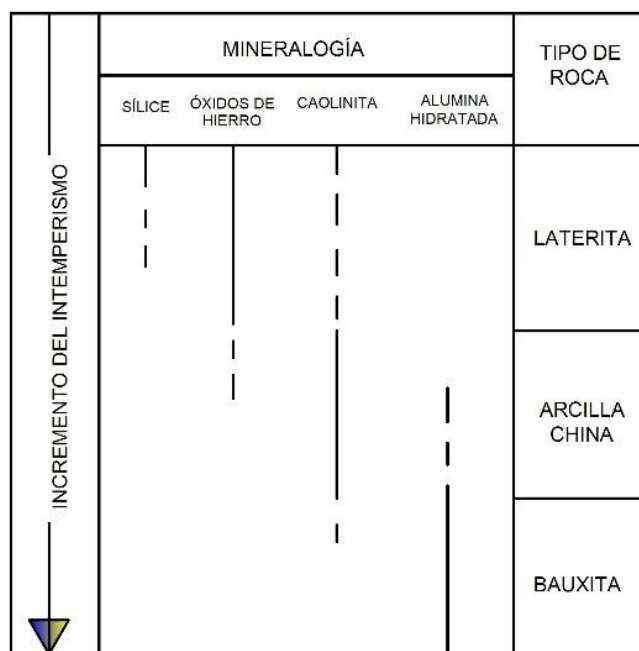


Figura 2.2. Diagrama que muestra la composición de depósitos residuales formados por intemperismo químico (Modificada de Selley, 1992).

2.3.2. Características Físicas

El tamaño de grano de las arcillas comprende partículas de diámetro menor a $4\mu\text{m}$ o $1/256\text{ mm}$ compuestos de cualquier fragmento de roca, o son un grupo de minerales de aluminosilicatos hidratados con estructura laminar (Tucker, 2001).

Textura y estructura

La textura es resultado de la depositación de arcillas laminares paralelas a la estratificación (esta propiedad se puede determinar mejor en sección delgada en áreas con extinción en común) y en menor grado por el efecto de compactación y desecación (Tucker, 2001).

Fisibilidad

Es la propiedad que permite fracturarse a lo largo de un plano de estratificación uniforme, afectado principalmente por la laminación y la compactación inducida que alinea a los minerales arcillosos (Tucker, 2001).

Laminación

Es resultado principalmente de la variación en el tamaño de grano y /o cambios en la composición. La laminación gradada puede ser depositada por turbiditas de baja densidad o desaceleración en corrientes de suspensión de tormentas en periodos de horas o días. También se forma en periodos de tiempo largo, como años o meses si hay fluctuación en la sedimentación o productividad biológica; en otros casos la laminación orgánica puede ser producto de temporadas de explosión de microbios (Tucker, 2001).

Color

El color está en función de la mineralogía y la geoquímica. Los principales factores que están relacionados con el color, son el contenido de materia orgánica, el contenido de pirita y los estadios de oxidación del hierro.

En general, los colores son gris oscuro a negro, e indican contenido de materia orgánica y pirita; los colores púrpuras a rojos se deben a la presencia de óxido férrico y hematita; las coloraciones cafés son resultado del recubrimiento de óxidos de hierro en granos dispersos; los colores verdes se deben a la presencia de hierro ferroso dentro de la estructura cristalina de la illita y la clorita; la mezcla de colores amarillo, rojo y café son resultado de procesos pedogenéticos (Tucker, 2001).

2.3.3. Propiedades geoquímicas

Dentro del grupo de las arcillas que están laminadas, es común encontrar sílice tetraedral y aluminio o magnesio octaedral unidos por átomos de oxígeno. El arreglo mineral de las láminas determina el tipo de arcilla como en aquellos que se reemplazan iones de sílice por aluminio y otros elementos. Estructuralmente existen dos grupos básicos de arcillas: el grupo de la Kandita y el grupo de la Esmectita (Tucker 2001).

El grupo de la Esmectita cuenta con tres capas en su estructura, dentro de las cuales, una capa de aluminio octaedral se encuentra entre dos capas de sílice tetraedral. La propiedad más sobresaliente de este grupo es que se expanden al entrar en contacto con el agua. La esmectita más común es la montmorillonita $Al_4(Si_4O_{10})_2(OH)_4 \cdot nH_2O$, también se puede dar la sustitución de Al^{3+} por Fe^{2+} , Mg^{2+} y Zn^{2+} . Se puede formar una red de cargas negativas como resultado de balance de otros cationes como Ca^{2+} y Na^+ . Dentro de éste grupo también se encuentra la nontronita en donde el Fe^{3+} reemplaza al Al^{3+} en capas octaedrales y la saponita y la stevensinita en donde le Mg^{2+} sustituye al Al^{3+} (Tucker, 2001).

La illita tiene una estructura similar al grupo de la esmectita, sin embargo, el Al^{3+} se sustituye por Si^{4+} en capas tetraedrales resultando un déficit en las cargas.

La clorita mantiene una estructura de tres capas al igual que la esmectita, pero la capa de en medio es sustituida por brucita ($Mg-OH$), aquí se da la sustitución por Fe^{2+} . La glauconita se relaciona más con la illita y las micas pero en su caso el Fe^{3+} se sustituye por Al^{3+} . La sepiolita y la palygorskita son aluminosilicatos ricos en magnesio (Tucker 2001).

En los yacimientos no convencionales asociados a lutitas los componentes mineralógicos son muy complejos, ya que no solo presentan diferentes tipos de arcillas, sino también sílice, carbonatos y minerales pesados como piritita y marcasita, lo cual dificulta su caracterización (Mora Villa, 2012).

2.3.5. Ambientes de depósito

Dado que la materia orgánica que forma los hidrocarburos es continental, mixta y marina, los ambientes que posean una alta acumulación de carbono orgánico van

2. Yacimientos de aceite y gas en lutitas (shale oil & shale gas)

a ser los que tengan una mayor probabilidad de producir hidrocarburos en mayor volumen y mejor calidad; además, aquellos ambientes con baja energía durante la depositación presentarán mayor acumulación de sedimentos finos que den origen a las lutitas (Leeder, 1999), por lo que se hace mención de los ambientes más favorables para la sedimentación de arcillas:

- Ambientes continentales: las llanuras de inundación de ríos, los lagos.
- Ambientes de transición: deltas, llanuras mareales, lagunas y pantanos.
- Ambientes marinos: margen continental y cuencas oceánicas profundas.

En la tabla 2.1 se muestran los ambientes sedimentarios donde se explica el agente de transporte del sedimento, el tamaño del mismo, y la materia orgánica depositada en los ambientes sedimentarios más comunes.

Tabla 2.1. Características de los ambientes sedimentarios de mayor interés para la formación de lutitas (Con datos de Leeder, 1999).

AMBIENTES	AGENTE DE TRANSPORTE	SEDIMENTOS	MATERIA ORGÁNICA Y ORGANISMOS PRESENTES
Margen continental	Olas, mareas	Arenas, arcillas	Invertebrados, Zooplancton, materias herbácea y bacterias
Cuenca oceánica profunda	Corrientes oceánicas	Actillas y limos	Planctónicos y bentónicos.
Pantanos	mareas	Limos y arcillas	Invertebrados y plantas, inferiores y superiores
Delta	Ríos, mareas, olas	Arenas, limos y arcillas	Restos de plantas
Llanura de inundación	Ríos, corrientes de agua	Arenas y limos	Organismos y plantas bentónicos
Lagos	Ríos	Arenas, limos arcillas	Bentónicos, planctónicos
Simbología			
	Marinos		
	Mixtos o de transición		
	Continental		

2.4. Principales características para la evaluación de recursos no convencionales en lutitas

2.4.1. Kerógeno

El kerógeno es un muy complejo geopolímero insoluble de alto peso molecular, formado al final de la diagénesis de la materia orgánica contenida en las rocas sedimentarias de grano fino. La transformación inicial de esta materia orgánica en un principio ocurre en ambientes anaeróbicos o reductores que originan cambios que producen otros residuos orgánicos, CH_4 y H_2O , ya que en ambientes aeróbicos la descomposición origina CO_2 , NH_3 y H_2O .

Según Boyer (2006), el kerógeno es el compuesto más importante en la formación de hidrocarburos, y es clasificado en cuatro grandes grupos, por lo que cada grupo tendrá una relación muy estrecha entre el tipo de materia orgánica que lo forma y el tipo de hidrocarburo al que dará origen si las condiciones son apropiadas.

Tipos de kerógeno

Kerógeno tipo I:

Su origen se encuentra principalmente en ambientes lacustres y marinos, derivado de materia orgánica planctónica y algácea que en su mayoría ha atravesado por procesos de descomposición por microorganismos y bacterias; compuesto de abundante materia orgánica rica en lípidos, es rico en hidrógeno y bajo en oxígeno; es potencialmente bueno para generar hidrocarburos líquidos, produciendo poco gas según su evolución térmica. Es poco abundante y presenta un enorme rendimiento de compuestos volátiles en comparación con otros kerógenos.

Kerógeno tipo II:

Es el Kerógeno más abundante en la generación de hidrocarburos y aunque el rendimiento de la pirolisis es menor que para el Kerógeno tipo I, aun así es el más importante en la generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Se forma habitualmente en medios reductores de ambientes marinos con una moderada

profundidad, proviene principalmente de restos planctónicos reabajados por bacterias, fitoplancton y zooplancton.

Es rico en hidrógeno y con bajo contenido en carbono, produciendo petróleo o gas según la madurez termal a la que se mantenga.

Kerógeno tipo III:

Originado principalmente de restos vegetales terrestres, en ambientes tanto marinos como de transición con un rango amplio de profundidad, conservando gran cantidad de detritos vegetales identificables. Tiene un contenido menor de hidrógeno contra un mayor contenido de oxígeno y genera mayoritariamente gas seco si está sepultado a suficiente profundidad.

Kerógeno tipo IV:

Es generado comúnmente por materia orgánica residual o continental, a partir de sedimentos antiguos depositados posteriormente a la erosión, contiene una cantidad mucho mayor de oxígeno en comparación a su contenido de hidrógeno; se le considera como una forma de “carbono muerto”, ya que no presenta potencial de generación de hidrocarburos (Boyer, 2006).

Teniendo como referencia el análisis de los datos anteriores, se pueden hacer las siguientes generalizaciones:

- Kerógenos lacustres y marinos (I y II) tienden a formar hidrocarburos líquidos y gaseosos).
- Kerógenos de origen terrestre o de transición (tipo III) tienden a formar gas.
- Kerógenos con gran cantidad de materia orgánica de origen algáceo, tienden a formar hidrocarburos líquidos.
- Kerógenos pobres en hidrógeno tienden a formar gas.

En la figura 2.3 se muestra el diagrama Van Krevelen con los tipos de kerógeno y sus patrones de evolución en la generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

2. Yacimientos de aceite y gas en lutitas (shale oil & shale gas)

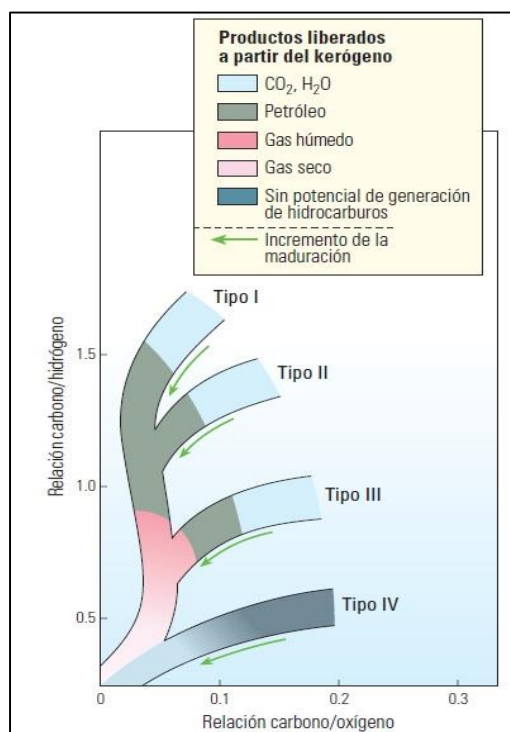


Figura 2.3. Diagrama Van Krevelen para mostrar los tipos de kerógeno y su evolución (Tomada de Boyer, 2006).

2.4.2. Bitumen

Se define como la materia orgánica inflamable natural, formada a partir del kerógeno en el proceso de generación del petróleo, que es soluble en bisulfuro de carbono; incluye hidrocarburos tales como el asfalteno y la cera mineral. Habitualmente es sólido o casi sólido, con coloraciones que varían de café a negro; posee un olor petrolífero característico. La disolución con solventes orgánicos, en el laboratorio, permite la determinación de la cantidad de bitumen presente en las muestras, lo que representa una evaluación de la riqueza en materia orgánica de la roca generadora (Schlumberger, 2012).

2.4.3. Carbono orgánico total (COT)

El carbono orgánico total (COT) es una medida de enriquecimiento de materia orgánica en las rocas sedimentarias de grano fino, la que proviene de distintos microorganismos que se preservan en ellas después de la degradación biológica y durante la litificación, siendo ésta medida el primer paso a estudiar en la búsqueda de potencial de hidrocarburos, ya que representa el porcentaje en peso en carbono, para lo cual el 1% en peso es igual a 1g de carbono orgánico, dividiéndose en tres fases: materia orgánica extraíble (EOM carbón en inglés), carbono convertible y fracción residual de carbono. La fracción residual de carbono no tiene potencial alguno de generación de petróleo, la materia orgánica extraíble es el gas o aceite completamente formado pero no expulsado y por último, el carbono convertible que es el porcentaje de COT potencialmente generador de gas o aceite (Boyer 2006).

Una referencia basada en la cantidad de COT para determinar el potencial generador de hidrocarburos indica que los valores de interpretación del COT son los que se indican en la tabla 2.2:

Tabla 2.2. Calidad de Kerógeno en relación al COT (Tomada de Boyer, 2006).

Carbono orgánico total % Peso	Calidad de Kerógeno
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
>12	Excelente

En primera instancia, para medir la cantidad de COT de una roca, la muestra se calienta hasta 1200°C para eliminar impurezas y liberar el carbono presente, que posteriormente será medido por una celda infrarroja, para finalmente transformar los datos de abundancia en porcentaje másico.

Si se requiere hacer un análisis detallado de la muestra, una de las técnicas más usadas es la de “pirólisis programada”, desarrollada en el Instituto Francés del Petróleo, en cuyo procedimiento, al calentar a distintas temperaturas se obtiene un registro gráfico de donde la interpretación de sus picos ofrecerá información de la abundancia relativa de hidrógeno, carbono y oxígeno, pertenecientes al kerógeno (Boyer, 2006).

2.4.4. Madurez termal

La madurez termal es una característica que determina la temperatura a la que el hidrocarburo se encuentra en su última fase de formación, por lo que determinará si se encuentra maduro, inmaduro o sobremaduro; esto se mide a través de un componente esencial en el kerógeno llamado vitrinita, que es una sustancia brillante derivada de la alteración de la lignita y celulosa de las células vegetales por medio del calor, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia conforme aumenta la temperatura, pudiéndose explicar en una tabla con rangos definidos para el hidrocarburo líquido o gaseoso.

Para medir la reflectancia de vitrinita, se utiliza un microscopio con un objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro obteniendo un valor de luz reflejada (R_o), que deriva en un R_m cuando se obtiene un valor medio de múltiples muestras.

Dado que los valores de la temperatura varían entre el aceite y el gas, también los valores de R_o lo hacen, por lo que valores de R_o altos usualmente indican la presencia de gas seco, mientras que los valores intermedios representan la generación de gas con una tendencia al aceite; los valores bajos representan gas húmedo con aceite y los valores aún más bajos son los que representan al aceite (Boyer, 2006).

Los valores de referencia de R_o que indican si una roca generadora entró o no en la ventana de generación se presentan en la tabla 2.3.

Tabla 2.3. Relación Ro y tipo de hidrocarburo (Tomada de Boyer, 2006).

Reflectancia de vitrinita (%Ro)	Hidrocarburo
>1.5	Gas seco
1.1% < Ro <1.5%	Gas + petróleo
0.8% < Ro <1.1%	Gas húmedo
0.6% < Ro <0.8%	Petróleo
Ro < 0.6%	Kerógeno inmaduro

2.4.5. Profundidad

La profundidad a la que se encuentran los yacimientos petroleros es una característica que varía en los yacimientos, tanto en los convencionales como en los no convencionales, en cada uno de los subtipos, ya que teniendo en cuenta que existen hidrocarburos de edades geológicas muy distintas, no se puede hacer una regla general, si no que se tiene que determinar el rango de valores a tomar en cuenta para cada región y tipo de yacimiento; sin embargo, siempre se tiene que considerar que la profundidad tiene que proporcionar la presión y temperatura necesarios para la formación del hidrocarburo, y dependiendo de la edad, será o no necesario cierto nivel de erosión para mantener el hidrocarburo en buen estado; además tiene que estar suficientemente somera como para que su producción sea económica teniendo en cuenta la infraestructura a la que se tiene acceso. Normalmente la producción de aceite y gas en lutitas se desarrolla a profundidades de entre 1000 a 3000 m, aunque en México se llegan a observar profundidades de hasta 11 500 m en la Formación Maltrata (International, 2013).

2.4.6. Espesor

El espesor debe ser el suficiente para que permita una explotación económicamente atractiva. En el caso de México, los espesores varían desde los 50 m hasta los 400 m (lutitas de la Formación Eagle Ford), sin embargo, algunos autores consideran que el espesor mínimo es de 15m (International, 2013).

2.4.7. Fracturabilidad

Como ya se ha mencionado, uno de los procedimientos para obtener los hidrocarburos en lutitas gasíferas y aceítíferas es la inducción de fracturas en la roca generadora-almacenadora, por lo que se tiene que considerar que sean altamente fracturables; por lo tanto, las cantidades de cuarzo y carbonatos tienen que presentarse en un porcentaje importante, siendo el más adecuado mayor a 50% (K.K. Chong 2010).

2.5. Potencial en México

México tiene un excelente potencial para el desarrollo de hidrocarburos en lutitas gasíferas y aceítíferas alojados en depósitos sedimentarios marinos distribuidos a lo largo de la región de la planicie del Golfo de México; los primeros trabajos específicos de exploración de esos recursos se realizaron en el año 2010 por parte de PEMEX(International, 2013).

PEMEX ha perforado seis pozos en el play de la lutita Eagle Ford, en el norte de México, pero las lutitas de las cuencas del sur aún no hay sido analizadas con el enfoque no convencional. A pesar de que existen muchas áreas con secuencias arcillosas con potencial de contener o producir hidrocarburos, estas en general no se han desarrollado. El país ha atravesado por obstáculos significativos para la explotación de aceite y/o gas en lutitas y no se ha realizado inversión a gran escala por parte del sector privado, por lo que ninguna de las lutitas descubiertas en Estados Unidos y que se tiene continuidad en México han sido desarrolladas de forma masiva (International, 2013).

Actualmente los factores de riesgo para el desarrollo de éste tipo de yacimientos se han reducido debido al avance del conocimiento científico, al desarrollo tecnológico y un mejor control geológico.

PEMEX ha identificado unas 200 oportunidades de recursos en lutitas gasíferas en cinco provincias geológicas en el norte y este de México, incluyendo las zonas de lutitas paleozoicas de Chihuahua, lutitas cretácicas de Sabinas-Burro-Picachos, lutitas cretácicas de la cuenca de Burgos, lutitas jurásicas de la Provincia Tampico-Misantla, y por último lutitas jurásicas y cenozoicas en la Cuenca de Veracruz (International, 2013).

De acuerdo a los análisis efectuados por la Energy Information Administration (EIA) y la Advanced Resources International (ARI), se calculó un estimado alto en recursos prospectivos de lutitas gasíferas y lutitas aceítíferas en las cuencas petroleras de México.

En las tablas 2.4 y 2.5 se muestran datos básicos de lutitas gasíferas en las siguientes Provincias petroleras: Burgos, Sabinas, Tampico-Tuxpan y Veracruz, con su área de extensión; también se indica cuáles son las formaciones con potencial asociado, la edad geológica de la que datan las formaciones, principalmente de los periodos Jurásico y Cretácico y el ambiente en el que se depositaron (International, 2013).

En cuanto a extensión, se muestra el área prospectiva, el espesor y la profundidad, siendo Sabinas la cuenca con mayor área prospectiva, con 24,600 km² y Veracruz la de menor área prospectiva con 2,480 km²

En cuanto a las propiedades del yacimiento, se indican la madurez termal, el COT, la presión, y el contenido de arcillas. El mayor porcentaje de COT se reporta en la Cuenca de Burgos con 5%, mientras que la de Sabinas solo tiene un 2%.

En todas las cuencas analizadas el tipo de gas es variable, desde gas seco, gas asociado y gas húmedo. El recurso técnicamente recuperable para Burgos se estima de 343 billones de pies cúbicos, ya que la formación Eagle Ford es la más estudiada (International 2013).

2. Yacimientos de aceite y gas en lutitas (shale oil & shale gas)

Tabla 2.4. Información sobre hidrocarburos en lutitas gasíferas de las Cuencas sedimentarias de Burgos y Sabinas
(Modificada de EIA/AIR World Shale Gas Oil Resource Assessment, 2013).

Datos base	Cuenca/Extensión del Área		Burgos (62677.71 km²)				Sabinas (92462.58 km²)	
	Formación de lutitas		Lutita Eagle Ford				Lutita Eagle Ford	La Casita Tithoniana
	Edad geológica		Cretácico M-S				Cretácico M-S	Jurásico S
	Ambiente e depósito		Marino				Marino	Marino
Extensión física	Área prospectiva (km²)		1553.993	25899.88	17352.92	17352.92	24604.89	24604.89
	Espesor (m)	Riqueza orgánica	60.96	60.96	91.44	152.4	152.4	243.84
		Neta	48.768	48.768	64.008	60.96	121.92	73.152
	Profundidad (m)	Intervalo	1005.84-1219.2	1219.2-4998.72	1981.2-4998.72	2286-4998.72	1524-3810	2987.04-3992.88
Propiedades de la reserva	Promedio		1066.8	2286	3200.4	3605.2	2743.2	3605.2
	Presión del Reservorio		Alta presión	Alta presión	Alta presión	Alta presión	Baja presión	Baja presión
	Promedio de COT (% peso)		5%	5%	5%	3%	4%	2%
	Madurez termal		0.85%	1.15%	1.60%	1.70%	1.50%	2.50%
Recursos	Contenido en arcilla		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
	Fase gaseosa		Gas asociado	Gas húmedo	Gas seco	Gas seco	Gas seco	Gas seco
	Concentración total de gas MMMm3/Km2		1.69	5.80	148.33	7.79	10.25	5.37
	Recursos de gas (Km³)		220	12640	21733	5708	14186	3344
	Recuperable(Km³)		25.4	3160	6518	1427	2637	668

2. Yacimientos de aceite y gas en lutitas (shale oil & shale gas)

Tabla 2.5. Información sobre hidrocarburos en lutitas gasíferas en las Cuencas de Tampico, Tuxpan y Veracruz
(Tomada de EIA/AIR World Shale Gas Oil Resource Assessment, 2013).

Datos base	Cuenca/Extensión del Área		Tampico (km²)			Tuxpan (km²)		Veracruz (km²)	
	Formación de lutitas		Pimienta			Tanaulipas	Pimineta	Maltrata	
	Edad geológica		Jurásico			Cretácico LM	Jurásico	Cretácico S	
	Ambiente e depósito		Marino			Marino	Marino	Marino	
Extensión física	Área prospectiva (km²)		23309.89	3050	4014.482	2589.988	2589.988	1450.393	1035.995
	Espesor (m)	Riqueza orgánica	152.4	152.4	152.4	91.44	152.4	91.44	91.44
		Neta	60.96	60.96	60.96	64.008	60.96	45.72	45.72
	Profundidad (m)	Intervalo	1005.84-2590.8	1219.2-2590.8	2133.6-2743.2	1828.8-2895.6	2011.68-3048	2987.04-3657.6	3048-3810
		Promedio	1676.4	1889.76	2438.4	2407.92	2590.8	3352.8	3505.2
Propiedades de la reserva	Presión del Reservorio		Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
	Promedio de COT (% peso)		3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	Madurez termal		0.85%	1.15%	1.40%	0.85%	0.90%	0.85%	1.40%
	Contenido en arcilla		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/medio	Bajo/medio
Recursos	Fase gaseosa		Gas asociado	Gas húmedo	Gas seco	Gas asociado	Gas asociado	Gas asociado	Gas seco
	Concentración total de gas MMMm3/Km2		1.45	3.47	6.45	1.98	2.11	1.74	5.44
	Recursos de gas (Km³)		1656	1360	1274	252	269	186	416
	Recuperable(Km³)		133	269	254	19	22	14	82

En la tabla 2.6 se indica el potencial de lutitas aceíticas en las cuencas de Burgos, Tampico-Tuxpan y Veracruz, con información básica correspondiente al área de extensión, la formación, la edad geológica y el ambiente de depósito. El mayor potencial se encuentra en rocas del Jurásico y Cretácico.

En cuanto a extensión, la Cuenca de Tuxpan es la que tiene un área con mayor potencial, con 5180 km² y Veracruz es la de menor área, con 1450 km²; en cuanto al espesor rico en materia orgánica, es la formación Pimienta en la Cuenca de Tampico, la que tiene mayor espesor con 305 m, mientras que la Formación Maltrata en la cuenca de Veracruz es la de menor espesor, con 92 m.

Dentro de las propiedades del yacimiento, las presiones que se consideran en las Cuencas de Tampico, Tuxpan y Veracruz son normales, mientras que en Burgos se presenta una sobrepresión. En cuanto al porcentaje de COT, Burgos tiene el mayor porcentaje (5%) mientras que las demás tienen aproximadamente un 3%. Los rangos de madurez termal van desde 0.85% a 1.15%.

La cuenca con mayor cantidad de recursos potencialmente recuperables es Burgos, con 6.34 miles de millones de barriles y la de menor cantidad es Veracruz, con 0.28 miles de millones de barriles (International, 2013).

2. Yacimientos de aceite y gas en lutitas (shale oil & shale gas)

Tabla 2.6.Potencial de hidrocarburos en lutitas aceítíferas de las Cuencas de Burgos, Tampico-Tuxpan y Veracruz
(Modificada de EIA/AIR World Shale Gas Oil Resource Assessment, 2013).

Datos base	Cuenca/Extensión del Área		Burgos (km ²)		Tampico (km ²)		Tuxpan (km ²)		Veracruz (km ²)
	Formación de lutitas		Eagle Ford		Pimienta		Tamaulipas		Maltrata
	Edad geológica		Cretácico M-S		Jurásico		Cretácico LM		Cretácico S
	Ambiente e depósito		Marino		Marino		Marino		Marino
Extensión física	Área prospectiva (km ²)		1553.993	25899.88	23309.88	3050	2589.988	2589.988	1450.393
	Espesor (m)	Riqueza orgánica	60.96	60.96	152.4	152.4	91.44	152.4	91.44
		Neta	48.768	48.768	60.96	60.96	64.008	60.96	45.72
	Profundidad (m)	Intervalo	1005.84-1219.2	1219.2-4988.72	1005.84-2590.8	1219.2-2590.8	1828.8-2885.6	2011.68-3048	2987.04-3657.6
		Promedio	1066.8	2286	1676.4	1889.76	2407.92	2590.8	3352.8
Propiedades de la reserva	Presión del Reservorio		Alta presión	Alta presión	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
	Promedio de COT (% peso)		5%	5%	3%	3%	3%	3%	3%
	Madurez termal		0.85%	1.15%	0.85%	1.15%	0.85%	0.80%	1.40%
	Contenido en arcilla		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/medio
Recursos	Fase de aceite		Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite	Aceite	Aceite
	Concentración de aceite (MMbbl/mi ²)		113.70	38.85	98.16	44.81	94.28	85.47	60.87
	Recursos (MM bbl)		15.8	89.8	119.4	18.5	12.7	11.5	6.9
	Recuperable (MM bbl)		0.95	5.39	4.78	0.74	0.51	0.46	0.28

2. Yacimientos de aceite y gas en lutitas (shale oil & shale gas)

CAPÍTULO 3

3. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS

3.1. Propiedades Petrofísicas

Porosidad

En el ámbito petrolero la porosidad está definida como la fracción de volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos. Se representa con la letra griega $\emptyset$, y se expresa en porcentaje o como fracción; para su cálculo se efectúa el cociente del volumen total poroso entre el volumen total de la roca multiplicado por cien, como se presenta a continuación:

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total de roca}} \times 100$$

La porosidad se clasifica por la conectividad entre los poros y por su origen. La clasificación por su conectividad entre poros deriva en tres subdivisiones: porosidad efectiva, inefectiva y total; la porosidad efectiva considera los poros dentro de la roca que se encuentran conectados; la inefectiva sólo considera los poros aislados dentro de la roca; y la total involucra tanto a los poros interconectados como a los poros aislados. El cálculo de la porosidad efectiva se expresa en la siguiente fórmula (Selley, 1998):

$$\emptyset_e = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen total}} \times 100$$

De acuerdo a su origen, la porosidad se subdivide en primaria y secundaria; la porosidad primaria es generada durante el depósito de los sedimentos y está subdividida a su vez en porosidad interpartícula, que se caracteriza por tener los poros entre los granos de la roca; porosidad por crecimiento de fábrica, de abrigo o shelter que son los espacios porosos conservados cuando fragmentos de conchas curvas o granos de forma irregular evitan espacios intergranulares y se ocupan por matriz arcillosa; porosidad interpartícula, son los poros dentro del material esquelético que no han sido rellenados con cementante diagenético, y por último la porosidad fenestral que corresponde con aquellos poros dentro de los lodos carbonatados, generalmente paralelos a la estratificación. La porosidad secundaria se genera por agentes tectónicos o químicos y se divide en: intercrystalina, poros generados por dolomitización o disolución preferencial de minerales cementantes; porosidad móldica, espacio poroso producido por disolución de granos como por ejemplo ooides y porosidad de canal o vugular, generada por la disolución de la roca. En la figura 3.1 se muestra de forma esquemática las principales porosidades primarias y secundarias descritas anteriormente (Choquette-Pray, 1970).

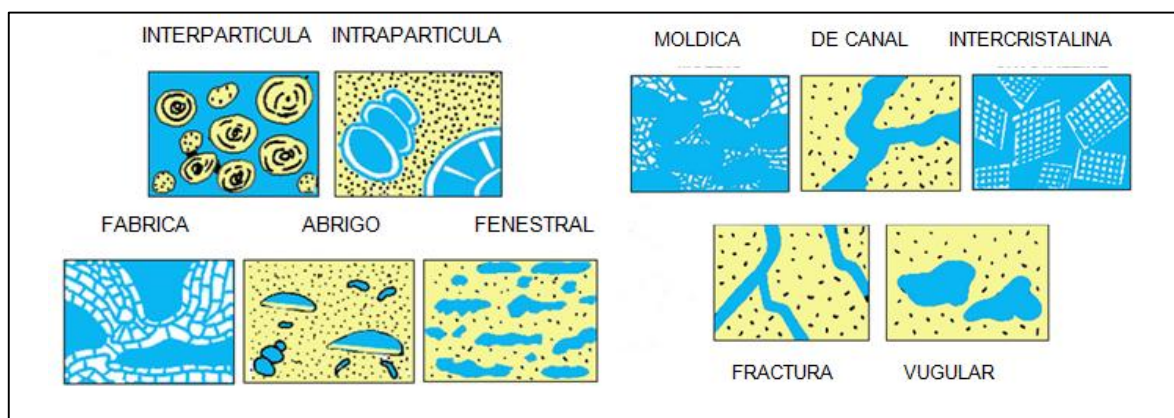


Figura 3.1. Porosidad primaria y secundaria (Modificada de Choquette-Pray, 1970).

Un estudio más específico acerca de la porosidad considera el análisis de los poros de acuerdo a su morfología, dividiéndolos en tres tipos: Catenario (Catenary), sin salida (cul-de-sac) y cerrados (closed). En la figura 3.2 se muestra la morfología de cada poro, los primeros dos corresponden a la porosidad efectiva; los poros con forma catenaria son aquellos que se conectan con otros poros a través de más de

un conducto, los poros sin salida (cul-de-sac) son poros conectados con otros poros a través de un solo conducto, mientras que la morfología de los poros cerrados pertenece a la porosidad inefectiva, y por lo tanto no tiene conexión con otros poros (Selley, 1998).

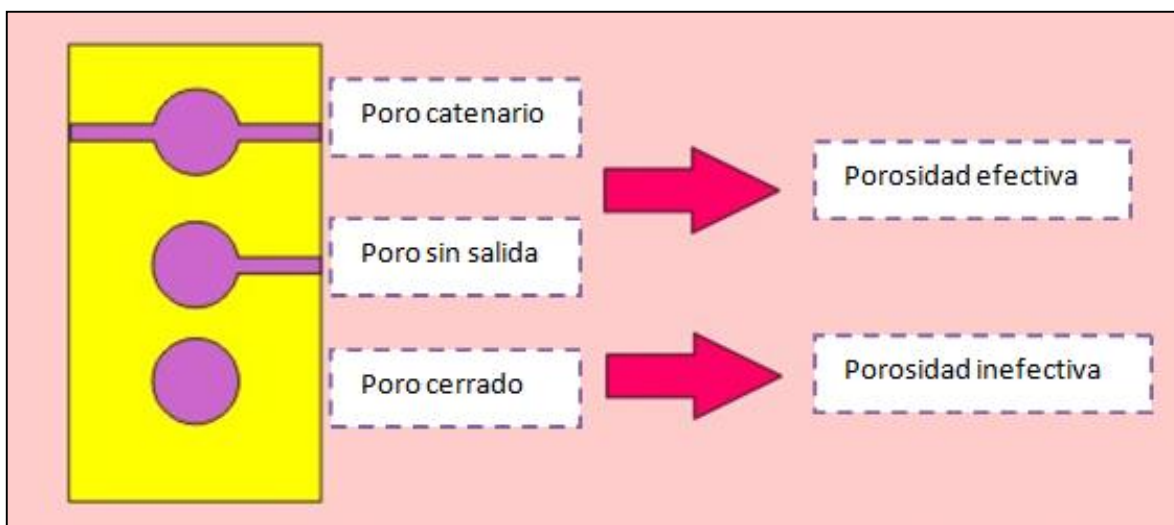


Figura 3.2. Morfología de los poros (Modificada de Selley, 1998).

El rango de porosidad para las rocas sedimentarias que conforman rocas almacenadoras más comunes de los yacimientos convencionales varía de 5 a 25%; cuando se tienen porosidades de 25 a 35%, estas se consideran excelentes para acuíferos y yacimientos de hidrocarburos convencionales (Selley 1998).

Algunos de los valores comunes de porosidad se presentan en la tabla 3.1 donde se puede apreciar que las arcillas son los sedimentos con mayor porcentaje de ésta propiedad petrofísica, teniendo rangos de 40 a 60%, sin embargo, a pesar de esto, solamente posee de 0 a 5% de porosidad efectiva, dadas las propiedades físicas de contacto grano-grano (Sanders, 1998).

3. Registros geofísicos de pozo y propiedades petrofísicas

Tabla 3.1. Valores de porosidad para diferentes tipos de rocas (Modificada de Sanders, 1998).

	total	eficaz
Arcillas	40 a 60	0 a 5
Limos	35 a 50	3 a 19
Arenas finas, arenas limosas	20 a 50	10 a 28
Arena gruesa o bien clasificada	21 a 50	22 a 35
Grava	25 a 40	13 a 26
Shale intacta	1 a 10	0,5 a 5
Shale fraturada/alterada	30 a 50	
Arenisca	5 a 35	0,5 a 10
Calizas, dolomías NO carstificadas	0,1 a 25	0,1 a 5
Calizas, dolomías carstificadas	5 a 50	5 a 40
Rocas ígneas y metamórficas sin fracturar	0,01 a 1	0,0005
Rocas ígneas y metamórficas fracturadas	1 a 10	0,00005 a 0,01

La porosidad se ve afectada por la clasificación de los granos, el empaquetamiento, la cementación y la consolidación de las rocas (Halliburton 2010). La medición de la porosidad se puede efectuar de tres maneras diferentes, indirectamente a través de los registros geofísicos de pozo y datos sísmicos o directamente a través de núcleos con estudios de laboratorio (Selley, 1998).

En las lutitas los poros son tan pequeños que se miden en nanómetros, una milmillonésima parte de un metro (nm). El tamaño medio de un poro de lutita es de 3 nm, aunque algunos llegan a medir más de 100 nm. Las cadenas de átomos de carbono (“cíclicos” en forma de anillo) forman hidrocarburos que se transportan por medio de sedimentos finos con permeabilidad de 3-10 a 10–11 milidarcies. Los compuestos moleculares más pequeños pueden migrar a más de 6,000 m de profundidad en lutitas con porosidad del 10% o menos.

Las figuras 3.3 y 3.4, muestran una comparación entre la porosidad de las lutitas y las areniscas con relación a su disposición física al momento de la diagénesis; en la última figura se muestra una escala aproximada que permite identificar el tamaño en nm de los poros (habitual en las lutitas) en comparación con la que existe entre los granos de arenisca respectivamente.

3. Registros geofísicos de pozo y propiedades petrofísicas

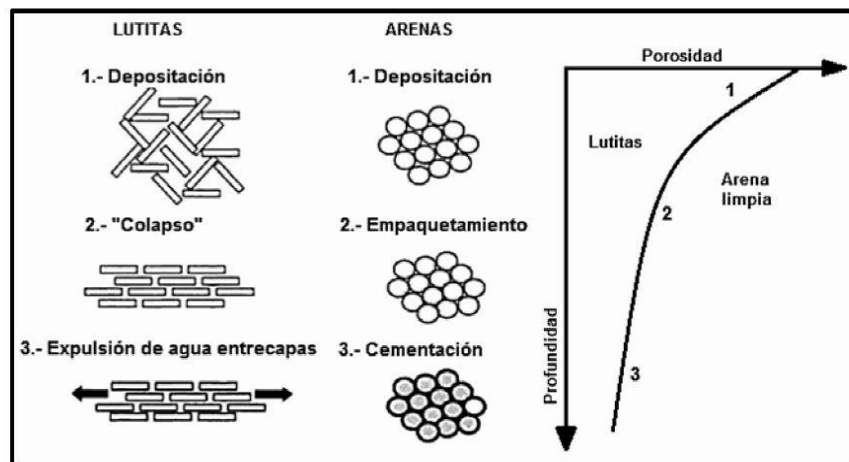


Figura 3.3. Comparación de porosidad contra profundidad entre lutitas y areniscas (Tomada de Correa Peña D. y Salazar Mérida J., 2013)

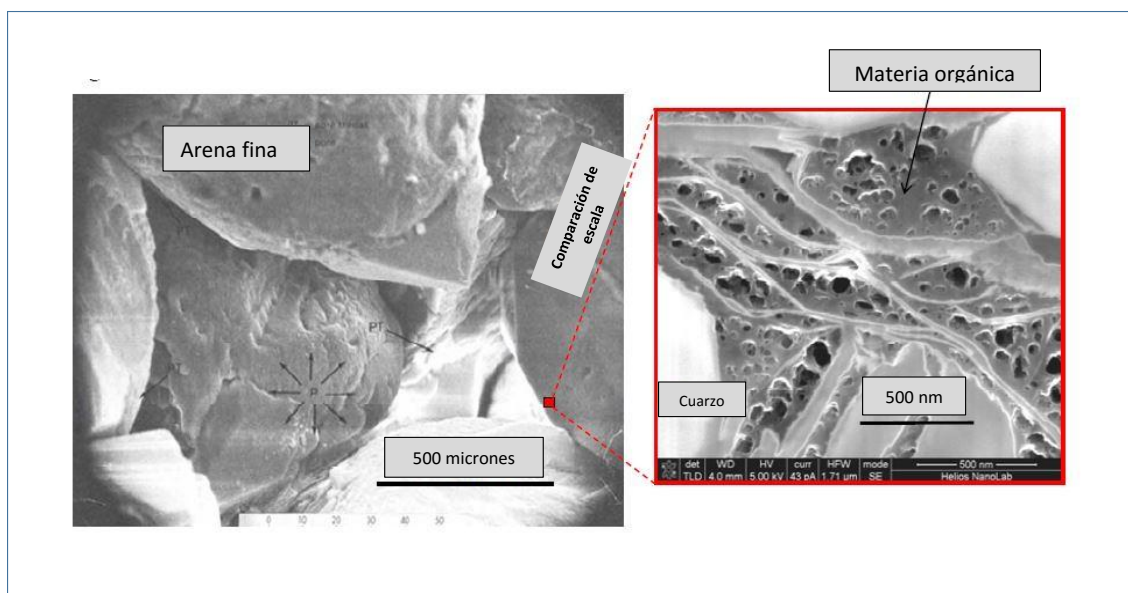


Figura 3.4. Nanoporos dentro de materia orgánica en una escala comparativa con una arenisca (Modificada de Q.R. Passey, 2010).

Permeabilidad

La permeabilidad (k) se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, este concepto lo describió de forma amplia y fundamentada H. Darcy (1856), condición que permitió se formulara la ley de Darcy, que solo aplica para un único sistema poroso y cuando solo un fluido llena los poros; a esta permeabilidad se le conoce también como permeabilidad absoluta o específica; la unidad de medida es el Darcy en honor a su descubridor, sin embargo, en la industria petrolera las permeabilidades que se manejan son menores a 1 Darcy por lo que es más práctico utilizar milidarcies (mD).

La permeabilidad efectiva es la que tiene una roca cuando más de un fase la está saturando, de esta manera se tiene k_o , k_w , k_g , son permeabilidades efectivas que contemplan la saturación de aceite, agua y gas respectivamente.

La permeabilidad relativa (k_r) es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, se puede calcular para cada una de las saturaciones de fluidos (Selley, 1998).

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

En donde: K es permeabilidad absoluta, k_r es permeabilidad relativa, k_o es permeabilidad efectiva del aceite y k_w es permeabilidad efectiva del agua

El cálculo de las permeabilidades relativas es útil en la ingeniería de yacimientos, para definir la saturación de agua connata S_{wc} , Saturación Crítica del Petróleo S_{oc} , Permeabilidad relativa del petróleo en el punto de S_{wc} , y la permeabilidad relativa del agua en el punto de S_{oc} que constituyen los puntos finales de las curvas y la fase mojante (Halliburton, 2010).

En los yacimientos no convencionales asociados a lutitas se tienen medidas de permeabilidad en nanodarcies nD, debido al tamaño de poro que es subcapilar, considerando que es igual o menor a 0.002 mm.

En presencia de arcillas la porosidad y la permeabilidad se ven afectadas principalmente por caolinita, illita y montmorillonita. La caolinita generalmente se encuentra formando cristales en bloques dentro de los poros, disminuyendo el volumen poroso. La Illita crece en forma de cristales fibrosos y es la que más daña la permeabilidad. Por último, la montmorillonita que tiende a expandirse en presencia de agua daña principalmente a la permeabilidad (Selley, 1998).

En la figura 3.5 se muestra la permeabilidad en una roca que ya ha sido fracturada por acción hidráulica, en donde también se pueden observar las relaciones e interacciones entre la materia orgánica, gas y agua.

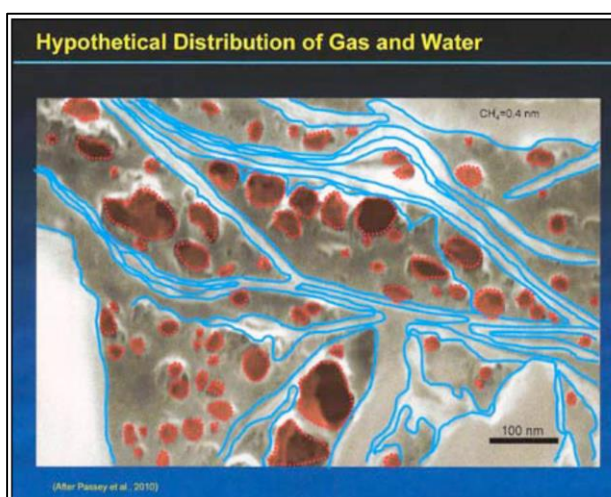


Figura 3.5. Distribución hipotética del gas (rojo), agua (azul) y materia orgánica (gris) en una muestra de lutita fracturada (Modificada de Q.R. Passey, 2010).

En la figura 3.6 se ejemplifica la variación de permeabilidad en diferentes tipos de roca, comenzando por la formación carbonatada conocida como Arab-D, la arenisca Berea, de la Formación Jonah Lance compuesta por areniscas de grano fino cementadas y con alto contenido de arcillas, y de la lutita rica en materia orgánica (lutita gasífera o aceitífera) y halita (Waters, 2009).

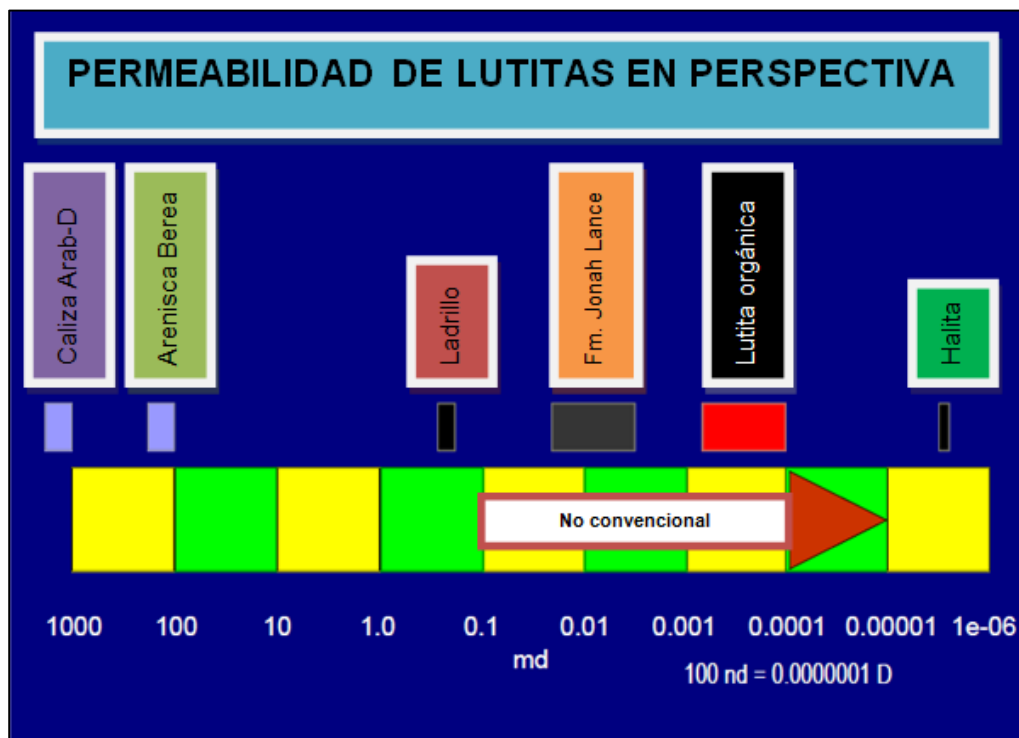


Figura 3.6. Permeabilidad en diferentes tipos de roca (Modificada de Waters, 2009).

Saturación

La saturación es el porcentaje de volumen que ocupa el espacio poroso de una roca y se calcula de la siguiente manera:

$$S = \frac{V_f}{V_p} * 100 \%$$

En donde S es la saturación del medio, Vf es el volumen de fluido en el espacio poroso y Vp es el volumen poroso.

Como los yacimientos están saturados de gas, aceite y agua, es posible calcular la saturación de todas las fases con la siguiente relación:

$$S_w(\text{agua}) + S_g(\text{gas}) + S_o(\text{aceite}) = 1$$

Al igual que en la porosidad, esta propiedad se puede expresar en fracción o en porcentaje (Ramos Rodríguez et al., 2008).

La saturación de agua en lutitas va del orden de 0.1 a 0.3, mientras que la saturación de aceite y gas puede alcanzar valores de 0.9, por lo tanto la sumatoria de las saturaciones son iguales a 1. La saturación crítica es el punto máximo del valor de la saturación a partir del cual el fluido comienza a desplazarse.

Resistividad

La resistividad eléctrica de una sustancia es la capacidad que tiene de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros geofísicos de pozo es el ohm-m²/m, expresado de forma general como ohm-m. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en milimhos/m (mmh/m), (Ramos Rodríguez et al., 2008).

La mayoría de las formaciones que se estudian para buscar saturaciones potenciales de petróleo y gas, se componen de rocas que, al estar secas, no conducen corriente eléctrica. Esto significa que la matriz de la roca tiene una conductividad nula o una resistividad infinitamente alta. Una corriente eléctrica fluirá sólo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación. Se debe considerar que el agua intersticial contiene sales disueltas (Ramos Rodríguez et al., 2008). Las sales se disocian en cationes (de carga positiva como el Na y Ca, etc.) y aniones (con carga negativa como el Cl, SO₄, etc), que bajo la influencia de un campo eléctrico, los iones se mueven transportando una corriente eléctrica a través de la solución. Mientras mayor sea la concentración salina, menor será la resistividad del agua de formación, y por tanto, de la formación. Si la porosidad de la formación se incrementa, existirá mayor cantidad de agua de formación y la resistividad será menor (Ramos Rodríguez et al., 2008)

Las condiciones de resistividad son básicas para la obtención de la saturación, en especial las determinaciones de saturación en la parte no invadida del yacimiento. Las mediciones de resistividad, junto con las de resistividad del agua de formación y la porosidad, se utilizan para obtener los valores de saturación de agua (Ramos Rodríguez et al., 2008).

La resistividad en las lutitas varía de acuerdo con el tipo y volumen de arcilla, además de que la presencia del Kerógeno e hidrocarburos incrementan la resistividad de la roca; mientras mayor sea el contenido de arcillas, la resistividad de la roca será menor, sin embargo, la capacidad de intercambio catiónico es la propiedad de las arcillas que afecta más la resistividad por ser una relación inversamente proporcional en función del tipo de arcilla y su composición, los intervalos con gas en lutitas son más resistivos que los intervalos ricos en arcillas con bajos niveles o libres de Kerógeno. Cuando se tiene un solo intervalo con gas, la presencia del Kerógeno puede ser gradual, resultando en una respuesta de la resistividad en forma de campana, sin embargo, en etapas de sobremaduración la resistividad se reduce drásticamente por la presencia de grafito que es un material conductivo (Glorioso, Rattia, 2012).

Factor de formación

Se ha establecido de manera experimental, que la resistividad de una formación con contenido de agua (es decir, una que no contenga hidrocarburos ni una cantidad apreciable de arcilla), es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada (Ramos Rodríguez et al., 2008). La constante de proporcionalidad se llama factor de formación (F) y es la relación de la resistividad de una roca no arcillosa saturada al 100% R_o , entre la resistividad del agua de formación R_w , entonces:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

En una porosidad determinada, la proporción R_o/R_w permanece casi constante para todos los valores de R_w , por debajo de aproximadamente 1 ohm-m. En el caso de aguas más dulces y con mayor resistividad, el valor de F puede disminuir a

medida que aumenta la R_w . Este fenómeno se atribuye a una mayor influencia proporcional de la conductividad superficial de la roca (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Dado un acuífero con una determinada salinidad, mientras mayor sea la porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación R_o , y también el factor de formación F (Schlumberger, 1989). De ésta manera el factor de formación está inversamente relacionado a la porosidad, siendo también una función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de los poros. Con base en sus experimentos, Archie (1942) propuso la siguiente fórmula que relaciona la porosidad (ϕ) y el factor de formación (F):

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

En donde:
 m = exponente de cementación
 a = factor de tortuosidad

Posteriormente se determinó la relación entre el factor de formación y la litología o estructura porosa:

Para formaciones mal consolidadas (arenas)

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$$

Se conoce como fórmula de Humble

Para formaciones compactas (carbonatos)

$$F = \frac{1}{\phi^2}$$

Conocida como relación de factor de formación de Archie

Archie (1952) determinó, de manera experimental, que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de su resistividad real como S_w^n :

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t}$$

En donde n es el exponente de saturación (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Aunque las mediciones de laboratorio muestran cierta variación en el valor de n , la mayoría de las muestras de formación presentan un exponente de saturación de alrededor de 2, por lo que en la práctica $n=2$, a menos que se conozca otro valor: Si $n = 2$, la ecuación para el cálculo de S_w se realiza con la siguiente ecuación:

$$S_w = \sqrt{FR_w/R_t}$$

Cuando la resistividad de la formación está saturada 100% con agua de resistividad R_w , entonces, tenemos $R_o = FR_w$, por lo tanto:

$$S_w = \sqrt{R_o/R_t}$$

La proporción R_t/R_o se conoce como índice de resistividad. En el caso de que el índice de resistividad de uno, se supone una saturación de agua de 100% (Ramos Rodríguez et al., 2008).

3.2. Registros geofísicos de pozo aplicados a yacimientos no convencionales de lutitas

Los yacimientos no convencionales asociados a lutitas presentan un firma muy característica en los registros de pozo, tal como ocurre con los yacimientos convencionales, por lo que se usan los mismos registros para el análisis de propiedades petrofísicas de la roca, sin embargo, los registros que muestran una respuesta particular en intervalos de lutitas aceíticas y gasíferas son los eléctricos y los radiactivos (Ramos Rodríguez et al., 2008).

3.2.1. Registros radiactivos

Registro de rayos gamma GR

El registro de Rayos Gamma o GR por sus siglas en inglés, es una herramienta que mide la radiación natural que emite la roca por efecto del decaimiento radiactivo de los isótopos presentes en los minerales formadores de roca, y se mide en unidades API (antigua unidad para la medición de radiactividad, empleada por el American Institute of Petroleum). Generalmente las formaciones con alto contenido de arcillas son las que emiten más radiactividad, debido a que los elementos radiactivos se concentran en ellas. La radiactividad también se puede deber a otros factores como la presencia de sales de Uranio, ceniza volcánica, presencia de rocas graníticas o agua de formación con sales radiactivas disueltas y por la presencia de materia orgánica. Los isótopos como el Potasio 40 (K40), y la serie de los isótopos radiactivos de Uranio 238 (U238) y Torio 232 (Th232), son los que emiten la mayor parte de la radiación gamma en la Tierra. En la figura 3.7 se muestra la respuesta del registro en presencia de diferentes sedimentos terrígenos (Ramos Rodríguez et al., 2008).

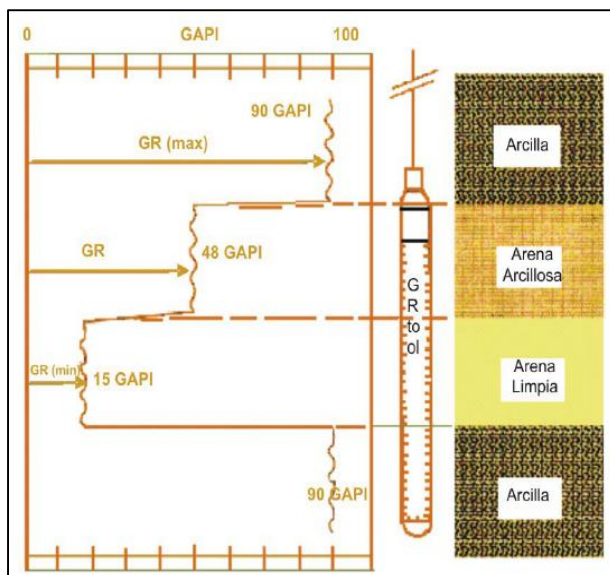


Figura 3.7. Registro de Rayos Gamma (Tomada de Ramos Rodríguez et al., 2008).

Este registro puede ser corrido en pozo entubado, lo cual lo hace bastante útil como curva de correlación en operaciones de terminación o reparación de pozo (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Aplicaciones

El registro de rayos gamma además de definir capas y por ende hacer correlaciones, tiene otras aplicaciones más específicas, que a continuación se describen.

Las principales aplicaciones de correlación se efectúan con el registro de Potencial Espontáneo (SP), ya que en presencia de formaciones duras la curva del SP tiende a redondearse y es cuando el perfil de Rayos Gamma tiene mayor utilidad para distinguir las capas de lutitas o arcillas de los otros tipos de rocas. Cuando la salinidad del lodo es muy alta, la curva de Potencial Espontáneo se suaviza demasiado, al punto de no tener expresión en el registro, sin embargo como el registro de Rayos Gamma no depende de la salinidad del lodo, exhibe una buena definición entre capas con diferente litología.

Ya que el registro de Rayos Gamma no se ve restringido por la tubería, se ocupa para trabajos de reparación de pozos, para control de profundidad de punzonamiento y para perfilar pozos viejos que fueron entubados sin la toma de registros eléctricos, entre otros usos (Schlumberger, 1958).

Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma (NGS)

El Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma (NGS por sus siglas en inglés), a diferencia del perfil de Rayos Gamma que solo mide la radiactividad total en la roca, éste registro mide la radiactividad gamma y su nivel de energía permitiendo determinar las concentraciones de elementos tales como el Torio, Uranio y Potasio y se mide en unidades de MeV. Las concentraciones tanto de Uranio como de Torio se presentan en partes por millón (ppm) mientras que las concentraciones de Potasio se presenta en porcentaje.

Cabe señalar que los isótopos de Torio y Potasio se asocian principalmente a las arcillas, mientras que el Uranio se asocia a la presencia de materia orgánica.

Aplicaciones

Este registro se puede utilizar para detectar y evaluar minerales radiactivos, el tipo de arcilla y calcular volumen de arcilla, los datos que nos proporciona permiten tener una perspectiva más acertada del ambiente de depósito, la historia diagenética y las características petrofísicas de la roca.

La respuesta en la curva de Torio y Potasio respectivamente, permite inferir la presencia de arcillas. El volumen de arcilla se puede calcular con la curva que más se adecúe a las condiciones locales o con el siguiente cálculo (Ramos Rodríguez et al., 2008):

Donde:

$$V_{Sh} = \frac{(CGR - CGR_{\min})}{(CGR_{\max} - CGR_{\min})}$$

Vsh= Volumen de arcilla

CGR= Rayos Gamma leído corregido por efecto de Uranio

CGRmin= Rayos Gamma mínimo corregido por efecto de Uranio

CGRmax= Rayos Gamma máximo corregido por efecto de Uranio

Al combinar el perfil de Espectroscopia de Rayos Gamma con herramientas sensibles a la litología como lo es el registro de densidad, neutrón y sónico, permite realizar el análisis del volumen mineralógico de mezclas litológicas muy complejas.

La respuesta en la curva de Uranio en ocasiones es de utilidad para indicar desplazamiento de fluidos en pozos que han sido explotados con anterioridad (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Respuesta de los registros de Rayos Gamma y Espectroscopia de Rayos Gamma asociados a yacimientos no convencionales de lutitas

La respuesta de estos registros en yacimientos asociados a lutitas aceítíferas depende principalmente de la materia orgánica y la matriz de la roca. Si es alto el contenido de materia orgánica, el valor de rayos gamma será mayor que el de la matriz de la roca (Jianliang Jia et al. 2012). Para yacimientos asociados a lutitas gasíferas, si el depósito de la capa de interés se llevó a cabo en un medio marino, el contenido de Uranio es indicador de riqueza de materia orgánica. En la figura 3.8 se muestra un núcleo de lado izquierdo correspondiente a las formaciones Exshaw y Wabamun pertenecientes a la Cuenca Sedimentaria Occidental de Canadá, donde la formación Exshaw es una lutita rica en materia orgánica, y la Formación Wabamun es una caliza dolomitizada (Richards y Langenberg, 2012); del lado derecho se presenta un registro de rayos gamma combinado con contenido de materia orgánica. En un intervalo de la Formación Exshaw, la curva de rayos gamma exhibe un incremento por el alto contenido de materia orgánica presente en la roca. En medios lacustres generalmente hay escasos de Uranio, en este caso el registro Rayos Gamma es un buen indicador de contenido arcilloso, siendo el registro de Espectroscopia de Rayos Gamma el que muestra una respuesta diferencial entre el contenido de materia orgánica y la arcillosidad de la roca (Passey et al., 2010).

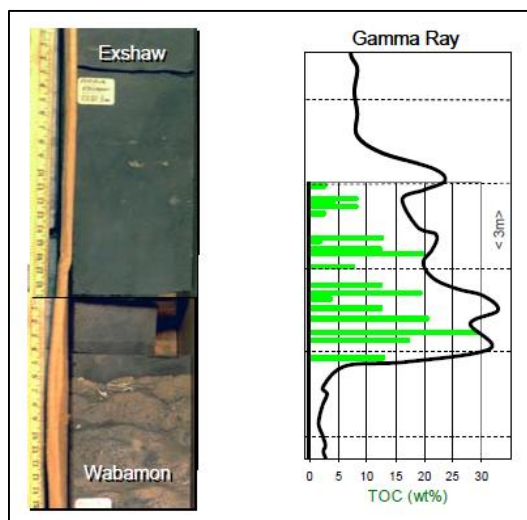


Figura 3.8. Fotografía de núcleo en correspondencia con el registro de Rayos Gamma y el contenido de materia orgánica (Tomada de Passey et al., 2010).

Registro Sónico BHC

El principio de funcionamiento de la herramienta se basa en el tiempo de tránsito ΔT de una onda acústica a través de una roca y se mide en microsegundos/pie ($\mu s/pie$). El tiempo total que le toma a la onda en viajar a través de la roca es proporcional a la cantidad de fluido en el espacio poroso y la cantidad de matriz (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Para evaluar la porosidad, Wyllie (1956) a través de varios experimentos llegó a la conclusión que en formaciones limpias con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito. De esta manera se puede llegar a un valor de porosidad en la roca con la siguiente fórmula:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{reg} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

En donde ϕ_s es la porosidad del registro sónico, Δt_{reg} es el Δt leído del registro, Δt_m es Δt de la matriz de roca y Δt_f es Δt del fluido

Nota: Para aplicar la fórmula es necesario conocer la litología de la roca.

Aplicaciones

Como registro aislado sirve principalmente para determinar la porosidad de la formación, sin embargo, en conjunto con otros registros sirve para determinar valores precisos de porosidad, definir litología en caso de que sea muy compleja e identificar zonas de presión anormal así como presencia de gas (Gómez Rivera, 1975).

Registro de Densidad FDC y Lito-Densidad (LDT)

El Registro de Densidad o FDC por sus siglas en inglés (Formation density compensated), también se utiliza como registro de porosidad, ya que a través de la densidad de la roca se puede determinar la porosidad. El principio de funcionamiento de la herramienta se basa en emitir rayos gamma de mediana energía a la formación. La interacción entre los electrones de la formación y los rayos gamma emitidos se conoce como efecto Compton de dispersión, donde los rayos gamma emitidos por el efecto Compton están relacionados directamente con el número de electrones en la roca, con lo que se puede calcular un valor de densidad de la formación. El resultado se expresa en gramos/centímetro cúbico (gr/cc), (Ramos Rodríguez et al., 2008).

El perfil de Lito-Densidad (LDT) identifica la litología a partir de la medición del índice de absorción fotoeléctrica que cuantifica la capacidad del material de la formación de absorber radiación electromagnética (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Aplicaciones

Permiten determinar la porosidad, considerando la litología y el fluido existente en los poros, y la detección del gas al combinarse con el perfil CNL, se puede identificar la litología, a través de gráficas de interrelación con el registro CNL y BHC o usando directamente las curvas y PEF (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Registro de Neutrón Compensado (CNL)

Al igual que el Registro de Densidad, el Registro de Neutrón ocupa una fuente radiactiva que emite neutrones de alta energía hacia la formación. Al entrar en contacto con la formación chocan elásticamente y pierden energía, la pérdida de energía depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón, la mayor pérdida de energía se genera cuando choca con átomos de hidrógeno.

La herramienta mide la cantidad de hidrógeno presente en la formación, ya que el agua y los hidrocarburos contienen la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, el registro refleja la cantidad de espacio poral saturado por líquido (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Aplicaciones

El perfil neutrónico permite determinar la porosidad de la roca, a partir de técnicas especiales de interpretación se pueden detectar posibles zonas productoras de gas. En conjunto con el registro de Rayos Gamma se pueden hacer correlaciones pozo a pozo en estudios geológicos (Gómez Rivera, 1975).

Respuesta de los registros Sónico, Densidad y Neutrón Compensado asociados a yacimientos no convencionales de lutitas

En el registro Sónico la onda P se puede calibrar para el contenido orgánico total, ya que la onda P tiene bajas velocidades en presencia de materia orgánica, de manera general el registro sónico por sí solo no presenta variaciones significantes, es por eso que su análisis se debe hacer en combinación con otros registros.

El registro de Neutrón Compensado se ve afectado por el Hidrógeno presente en la materia orgánica y el presente en los minerales arcillosos tanto como el presente en agua o aceite y gas. Para algunas lutitas ricas en sílice el uso del registro neutrón-densidad provee información útil para reconocer intervalos con alto contenido de gas, la aplicación de esta técnica se ha visto limitada cuando la formación no es rica en arcilla debido al incremento de iones hidroxilo, resultando en una amplia separación de las curvas neutrón-densidad enmascarando el cruce por contenido de gas (Passey et al., 2010).

Debido a que la materia orgánica presenta una baja densidad de grano, puede tener un impacto significativo en la densidad total de la muestra, así como en la densidad medida por la herramienta (Meyer and Nederlof, 1982; Passey et al., 1990). Si no

3. Registros geofísicos de pozo y propiedades petrofísicas

hay una amplia variación en los parámetros locales que puedan afectar la densidad total, entonces el registro de densidad puede usarse como proxie para el carbono orgánico total. Una ventaja de este registro es que tiene una relativa resolución vertical fina (35.56 cm) que puede utilizarse para diferenciar la variación vertical del carbono orgánico total (Passey et al., 2010).

En la figura 3.9 se muestra un juego de registros de izquierda a derecha comenzando por un Calliper, Rayos Gamma, Eléctrico Enfocado, Densidad Total, Densidad y Neutrón Compensado, la respuesta del registros de rayos gamma es alta excepto en dos intervalos, la densidad total disminuye conforme aumenta la profundidad, mientras que el registro de neutrón compensado aumenta con la profundidad.

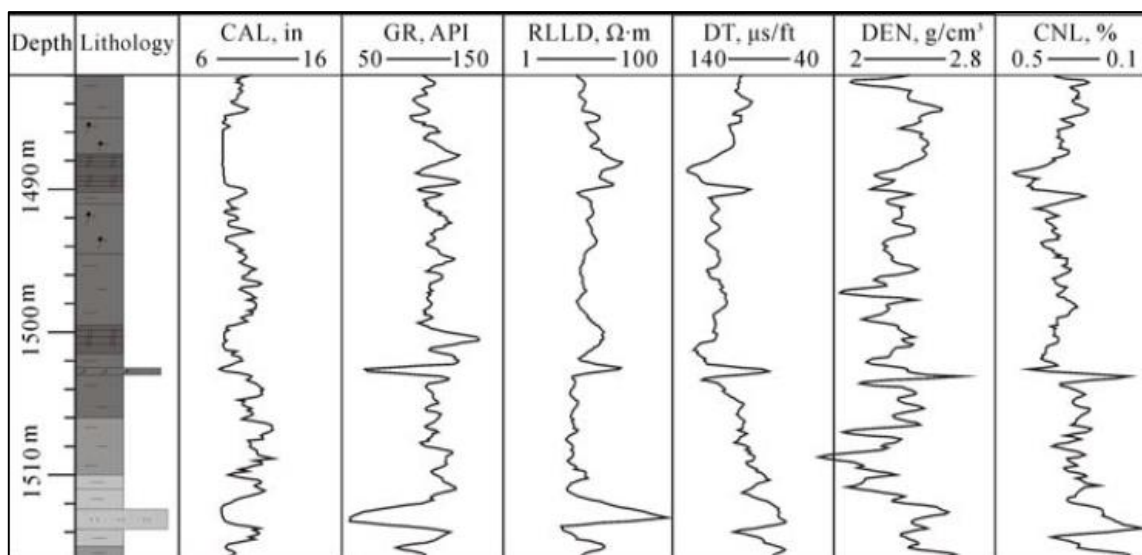


Figura 3.9. Respuesta de los registros en presencia de lutita aceitífera, pozo S35 en la Cuenca Songoliao, China (Tomada de Jia et al., 2012).

3.2.2. Registros eléctricos

Registros de Resistividad y Micro resistividad

Los registros eléctricos funcionan con el principio eléctrico, esto es que envían corriente a la formación y miden la resistividad y otras funcionan con el principio de inducción, que como su nombre lo dice inducen corriente en la formación mediante bobinas y miden la conductividad.

Cuando se mide la resistividad, el resultado se presenta en Ohm—m²/m, cuando se mide conductividad la unidad es el Mho o milimho (Ramos Rodríguez et al., 2008).

El objetivo de obtener estos registros es medir la resistividad real de la formación (Rt) que es la resistividad de investigación más profunda; para lograrlo se establecen herramientas con arreglos que midan a diferente profundidad de investigación y se basa en el principio de funcionamiento de los electrodos, considerando que un electrodo envía la corriente mientras que otro mide el decaimiento del potencial de la corriente al circular en la formación (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Aplicaciones

A continuación se describirán las aplicaciones de algunos de los registros eléctricos por separado.

Registro Doble Laterolog

Determinar la resistividad en la zona virgen, deducir perfiles de invasión, correlaciones, detección rápida de hidrocarburos y de zonas permeables e indicar hidrocarburos móviles (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Registros de Micro resistividad

Los registros que se incluyen en las herramientas de micro resistividad son el Registro Microlog (ML), Micro Laterolog (MLL), Micro Proximidad (MPL), Micro Esférico Enfocado (MSFL) y Micro Cilíndrico Enfocado (MCFL).

Su principal aplicación es para medir la resistividad en la zona lavada, o sea Rxo, y para describir capas permeables por medio de la detección del enjarre (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Registros Eléctrico-Inducción

Los perfiles de inducción están formados por las herramientas de Eléctrico (ES), Eléctrico Enfocado (LL), Doble Eléctrico Enfocado (DLL), Inducción Eléctrica (I-ES), Doble Inducción-Eléctrico Enfocado (DIL) y Eléctrico Enfocado Azimutal.

Estos registros son de investigación profunda y reducida resolución vertical por lo tanto se puede utilizar para la detección rápida de hidrocarburos, determinar la saturación de agua, el diámetro de invasión, determinar la resistividad del agua, determinar espesor de capas y correlación con otros registros o pozos (Ramos Rodríguez et al., 2008).

Respuesta de los registros eléctricos asociados a yacimientos no convencionales de lutitas

La respuesta de estos registros se ve afectada directamente por los compuestos que son eléctricamente conductivos ya sean minerales o fluidos que se encuentran dentro de los poros de la roca, en presencia de agua salada el registro presenta valores bajos de resistividad, mientras que los hidrocarburos generan altos valores de resistividad, cuando hay arcillas los valores de resistividad son bajos. En

yacimientos no convencionales asociados a lutitas el contenido de arcilla varía entre 30 y 70%, la importancia de la conductividad de la arcilla en la interpretación de la saturación de fluidos depende de la relativa conductividad de la arcilla y del agua de formación, en general si el agua de formación tiene mayor salinidad que el agua de mar, entonces el impacto que pueda ocasionar el exceso de conductividad por presencia de arcillas será mucho menor (Passey et al., 2010).

La presencia de otros minerales conductivos como la pirita que se presenta comúnmente en intervalos ricos en materia orgánica también puede afectar la resistividad, sin embargo si el volumen de materia orgánica es suficiente la respuesta del registro de resistividad disminuirá (Passey et al., 2010).

Finalmente en algunos yacimientos donde los valores de reflectancia de vitrinita son muy altos ($R_o \gg 3$), la resistividad de la roca puede ser 1-2 órdenes de magnitud menor a los que se observan en la misma roca con niveles de madurez termal menores (R_o entre 1 y 3). Anteriormente se pensaba que el carbón presente en la materia orgánica recristalizaba en grafito, el cual es electrónicamente conductivo, sin embargo estudios preliminares han indicado que el mineral de grafito puro no está presente a estos niveles de madurez termal, con lo cual a niveles extremadamente altos de madurez termal la roca puede ser mucho más conductiva debido a otras fases minerales presentes en vez de solo el agua de formación, la arcilla y la pirita (Passey et al., 2010). En la figura 3.10 se muestra un set de registros de izquierda a derecha comenzando con los registros de Rayos Gamma y Calliper, en medio se encuentra el registro de Inducción AIT por sus siglas en inglés (Array Induction Tool) y por último un porosidad neutrón junto con porosidad densidad, se muestra un intervalo rico en materia orgánica confirmado por una lectura alta en el registro de rayos gamma, el registro AIT muestra altos valores de resistividad en sus diferentes arreglos, por último la porosidad densidad es menor que la porosidad neutrón.

3. Registros geofísicos de pozo y propiedades petrofísicas

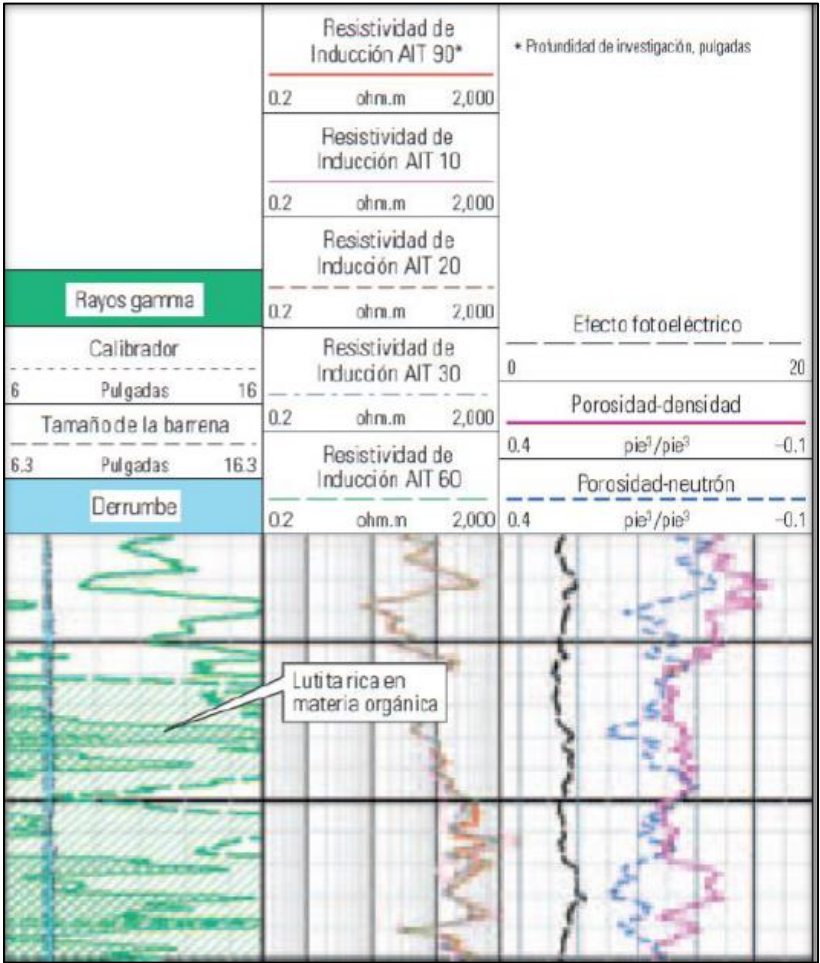


Figura 3.10. Respuesta del registro GR, AIT, Porosidad Neutrón y Densidad (Modificada de Vázquez Pérez, 2014)

3.3. Ejemplos de aplicación

Para realizar una correcta interpretación de registros geofísicos se necesita el análisis en conjunto de todos los registros, ya que el intérprete no puede valerse de un solo registro para concluir litología, porosidad o contenido gas, aceite, agua, o materia orgánica, por ejemplo en presencia de lutitas convencionales el registro de Densidad y el de Neutrón muestran una separación entre las curvas. Sin embargo en lutitas ricas en materia orgánica y con potencial de producción los registros exhiben una gran variación entre sus valores, el registro de Densidad representa

valores muy altos, mientras que el de Neutrón muestra valores muy bajos, esto se debe principalmente a la presencia de gas en la formación. Una respuesta baja en el de Neutrón representa lutitas orgánicas debido al bajo contenido de arcillas (Alexander et al., 2011).

El registro de Densidad exhibe altos valores de densidad en las lutitas ricas en materia orgánica en comparación con los valores bajos que corresponden a rocas almacenadoras convencionales como areniscas o calizas. En contraste el Kerógeno tiene una densidad muy baja (1.2 g/cc) y su presencia en la roca puede generar valores de porosidad muy altos, para evitar este error, los operadores deben conocer la densidad de grano de la roca en cuestión, esta densidad se obtiene a partir de la Espectroscopía de Captura Elemental o ECS por sus siglas en inglés (elemental capture spectroscopy); esta herramienta provee una estimación de Kerógeno a partir de la corrección hecha por la densidad de grano. Mide el contenido elementos como: Sílice (Si), Calcio (Ca), Hierro (Fe), Azufre (S), Titanio (Ti), Gadolinio (Gd), y Potasio (K), a partir de ellos se puede estimar la presencia de minerales que contienen esos elementos (Alexander et al., 2011).

Con la espectroscopia se puede determinar el tipo de arcilla presente en la roca, a su vez al conocer esta información los ingenieros de yacimiento pueden identificar la fracturabilidad de la formación y la sensibilidad de la misma al fracturamiento hidráulico.

Los registros acústicos también proporcionan información de la roca acerca del contenido de arcillas presente en la misma, si se identifican formaciones con alto volumen de arcillas expandibles se consideran malos candidatos para la perforación horizontal y al fracturamiento hidráulico (Alexander et al., 2011).

En presencia de lutitas el registro Sónico lee valores más bajos que el Neutrón, sin embargo cuando el Sónico lee valores mucho más altos que el Neutrón es indicativo de presencia de gas. Cuando los valores del Sónico y el Neutrón son similares indica probable presencia de aceite (Alexander et al., 2011).

A continuación se muestra en la figura 3.11 un montaje de varios registros geofísicos que usualmente se toman para los yacimientos no convencionales de lutitas, los que se describen de izquierda a derecha. Se muestra la saturación de agua y la porosidad del registro de resistividad en el segundo carril, el registro de porosidad en el tercer carril. La densidad de matriz junto con la densidad de grano se puede obtener de la corrección del registro de porosidad densidad en el cuarto carril. El registro de ECS en el quinto carril mostrando la mineralogía presente en la roca. La saturación de fluidos corregida por la litología se presenta en el sexto carril. En el octavo carril se encuentra el gas total, el gas adsorbido y el gas libre. Algunos de

3. Registros geofísicos de pozo y propiedades petrofísicas

los datos en el registro son comparados con los datos obtenidos por análisis efectuados en muestras de núcleo para corregirlos (Alexander et al., 2011).

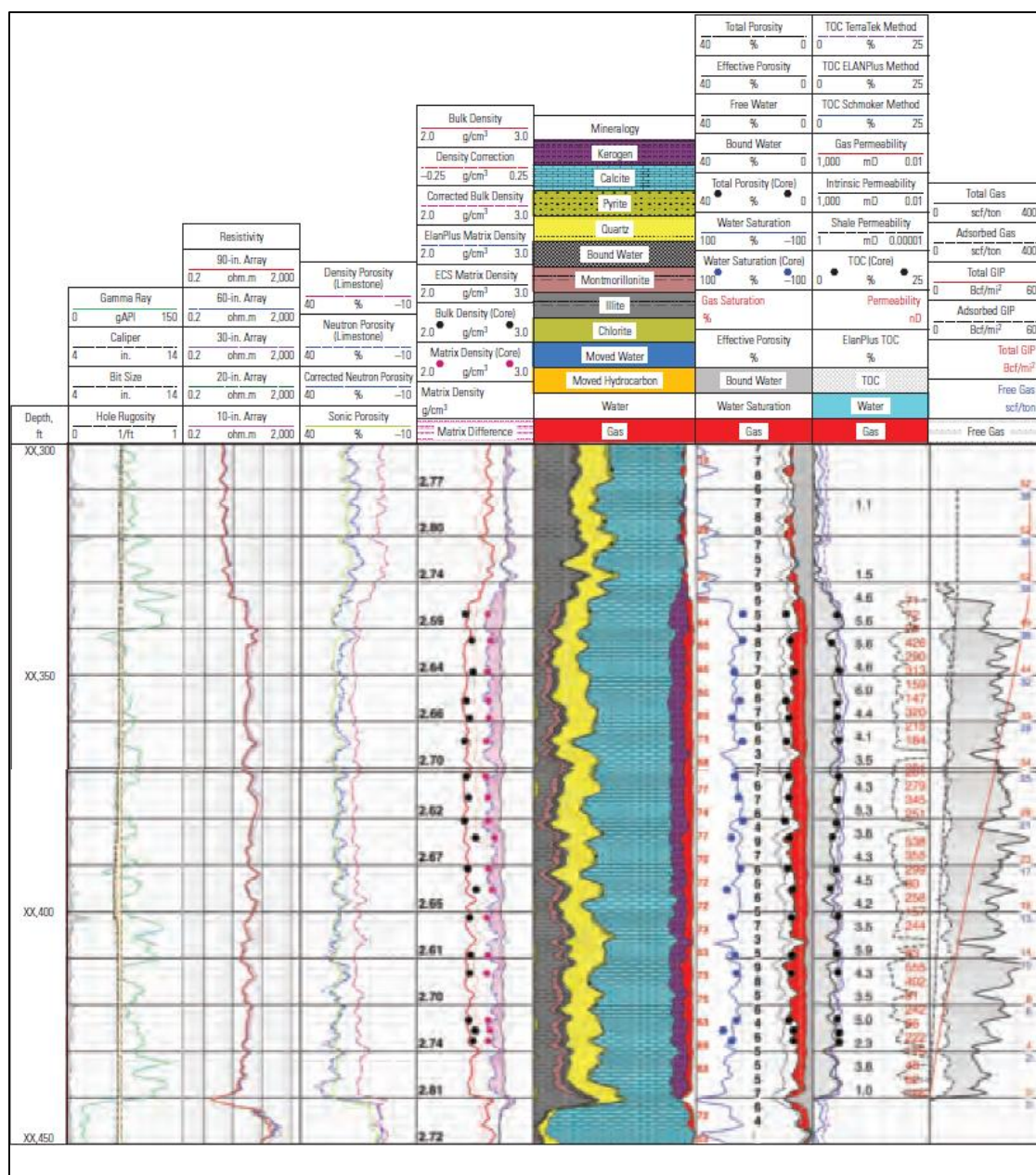


Figura 3.11. Set de registros geofísicos para yacimientos no convencionales de lutitas (Modificada de Alexander et al., 2011).

3.3.1. Determinación de Kerógeno por medio de registros geofísicos de pozo

La figura 3.12 se presentan varios registros, en este caso la presencia del kerógeno e hidrocarburos pueden dar lugar a alteraciones en las respuestas de los registros geofísicos de resistividad, densidad, sónico, neutrón, espectral y el registro de rayos gamma natural e imagen micro sensitiva, en comparación con los intervalos en los que no hay presencia significativa de kerógeno (Glorioso, 2012).

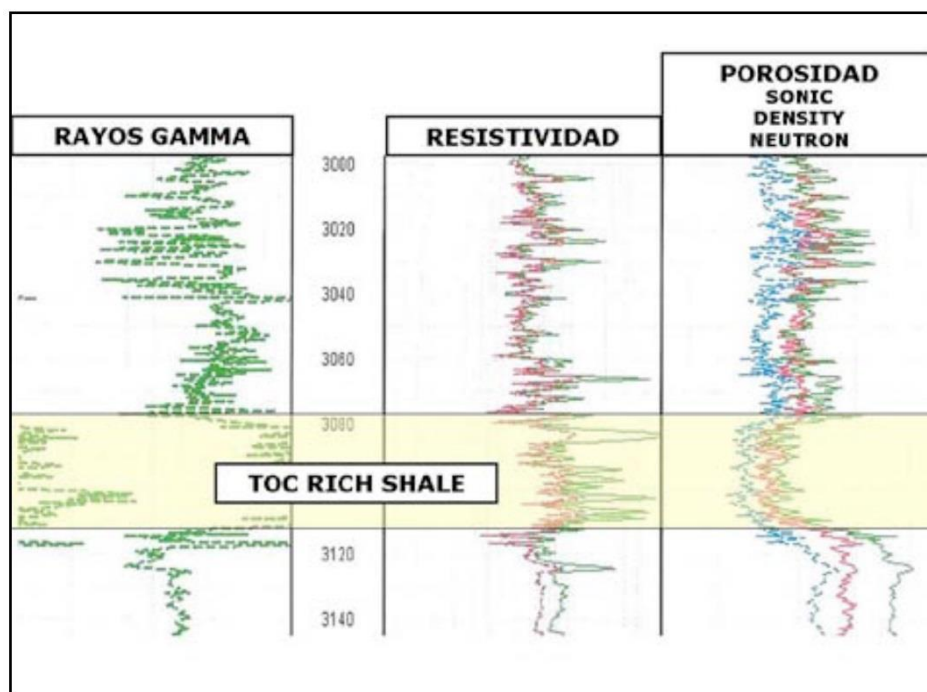


Figura 3.12. Se observan las respuestas a un nivel alto de kerógeno maduro (Tomado de Glorioso, 2012).

3.3.2. Correlación de diversos registros geofísicos para determinar contenido de kerógeno

En el registro de la figura 3.13 se manifiesta el contenido de kerógeno derivado de las mediciones del registro de porosidad en las lutitas petrolíferas Green River (Pierre, 2011).

Ni las mediciones de rayos gamma (Carril 1, guiones verdes) ni las mediciones de resistividad (Carril 2) muestran demasiada correlación con el contenido de kerógeno, pero las mediciones de porosidad son más útiles. La diferencia entre las mediciones de porosidad del registro de densidad (Carril 3, rojo) y las mediciones de porosidad por resonancia magnética nuclear (RMN) (verde) representa la porosidad rellena con kerógeno (gris). Los valores del kerógeno también pueden exhibirse como un registro (Carril 4) de la materia orgánica total (TOM, rojo), que no es inferior a los resultados del ensayo de Fischer de laboratorio efectuado en muestras de núcleos (puntos negros). El análisis mineralógico que incorpora las mediciones obtenidas con la herramienta de espectroscopía de captura elemental ECS (Carril 5), que indica los altos niveles de calcita y dolomía presentes en estas lutitas, además de la presencia de minerales raros, tales como la dawsonita (gris claro) y la nahcolita (rosa sólido), en algunos intervalos (Pierre, 2011).

3. Registros geofísicos de pozo y propiedades petrofísicas

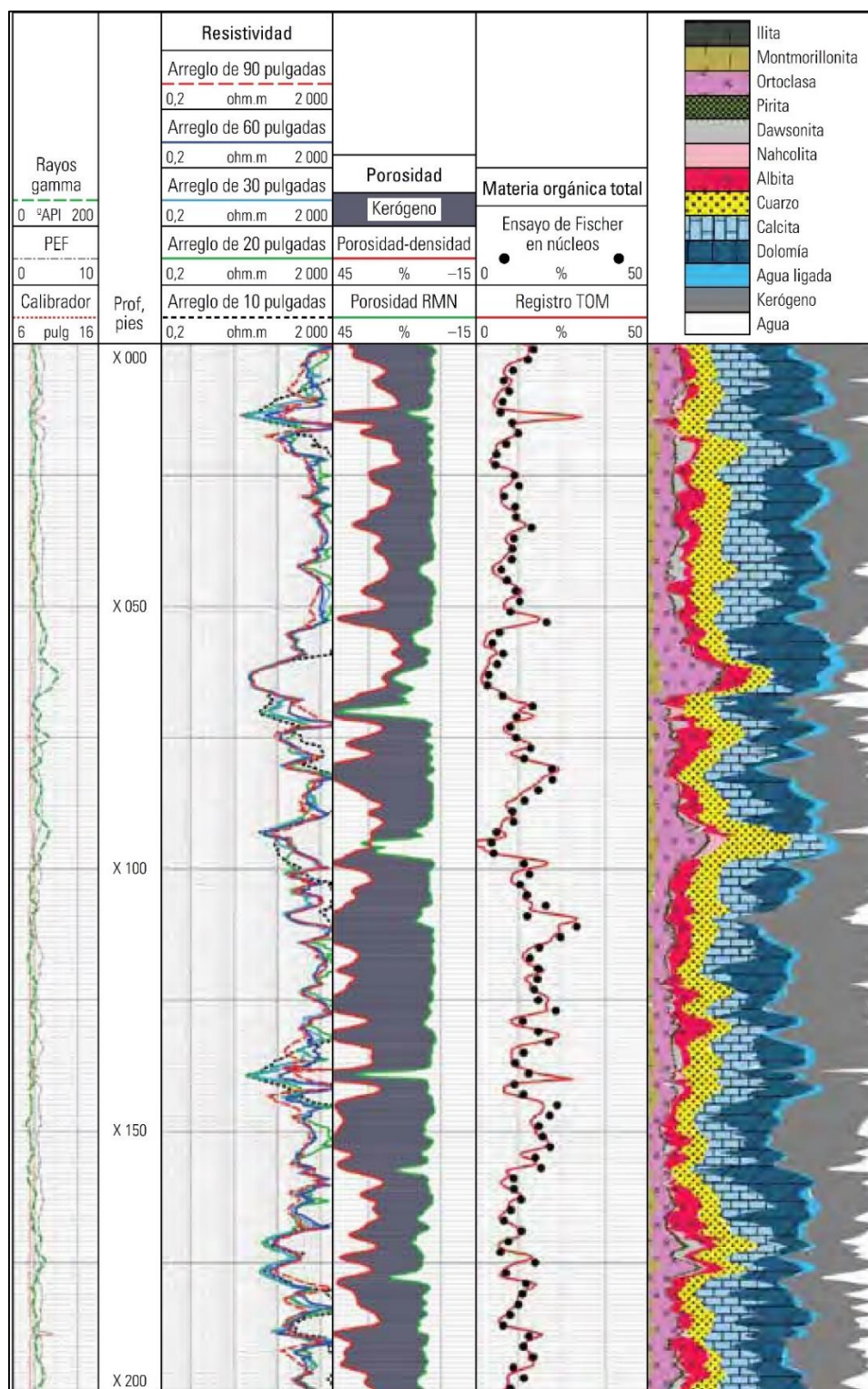


Figura3.13. Se muestran una serie de registros que se realizan con el fin de encontrar contenido de kerógeno en la roca (tomada de Pierre, 2011).

3. Registros geofísicos de pozo y propiedades petrofísicas

CAPÍTULO 4

4. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

4.1. Estratigrafía

El área de estudio de ésta tesis está localizada en el área de Pahuatlán, Puebla, la cual ha atravesado por diferentes eventos geológicos durante el Mesozoico y Cenozoico que le han dado forma. Con base en la correlación con otras áreas, presencia en perforaciones y afloramientos se sabe que las rocas que conforman el basamento son gneises y esquistos con una edad precámbrica.

Tras un periodo de tiempo del cual no hay registro petrológico, se tiene conocimiento de rocas del periodo Jurásico, en el que eventos como el rift de la apertura del Golfo de México comienzan a dominar la tectónica, provocando transgresiones oceánicas que dan origen a las formaciones Huayacocotla, Cahuasas, Tepexic, Santiago, Tamán y parte de la Pimienta; durante el Cretácico, la tectónica está regida por la formación de plataformas carbonatadas y formaciones de abanicos submarinos debido a la orogenia Laramide, representado por las formaciones Tamaulipas Inferior y Superior, Horizontes Otates, Agua Nueva, San Felipe y Méndez; posterior a esto se tiene un periodo en el que se pierde el registro de rocas, hasta el Neógeno en el Cenozoico, en el que se tiene registro de rocas basálticas, tobáceas y dacíticas principalmente (Figura 4.1).

4.1.1. Basamento cristalino

Metamórficos

El basamento del área de estudio está formado por rocas metamórficas de edad Precámbrica desde gneises hasta esquistos (Carrillo, 1961; De Cserna et al., 1977, 1978).

4.1.2. Jurásico

Formación Huayacocotla

Definición: Se ha estudiado ésta formación estratigráfica desde mediados del siglo antepasado por Aguilera et al. (1897), posteriormente Böse (1898, en Aguilar 1984c) utiliza el término Lutita Potrero, por un rancho del mismo nombre al sureste de Huayacocotla, sin embargo los trabajos más recientes coinciden en denominarla Formación Huayacocotla después de que, Imlay et al. (1948) propone denominarla de esa manera.

Edad y localidad tipo: La localidad tipo se encuentra a lo largo del Río Vinasco, al sur de Huayacocotla, Veracruz, entre Rancho Calera al oeste y Rancho Bada al este, con una edad del Jurásico temprano (Sinemuriano – Pliensbachiano)

Distribución: La formación se encuentra aflorando en el frente occidental de la Sierra Madre Oriental y en el subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla (PEMEX 1998), en Tlachinol, estado de Hidalgo (Ochoa-Camarillo 1998), Tianguistengo, Tlahualompa (Carrillo-Bravo 1965), Molango, Tenango de Doria (Ochoa-Camarillo et al. 1999), Temapa (Macías et al., 2005) y Otongo (Erben, 1956). En Veracruz se ha encontrado en Huayacocotla (Imlay et al., 1948); y en Puebla se reconoció en Huauchinango (Díaz-Lozano, 1916 en Silva-Pineda et al., 1988).

Litología y espesor: Varía entre los 500 y 1000 metros (PEMEX 1988), registrándose un adelgazamiento progresivo del sur hacia el norte y el este.

La litología presente es una lutita oscura con intercalaciones de arenisca y conglomerado, además de algunos lentes de caliza (Imlay et al., 1948), también, tiene un pequeño contenido de carbón hacia la cima, con restos fósiles de plantas, amonitas y pelecípodos (PEMEX, 1988).

En la base se compone de conglomerado de 20 m de espesor compuesto por de areniscas y lutitas cementadas por material arcillo-arenoso de color gris oscuro; arriba de la litología anterior se presentan 40 m aproximadamente de calizas arenosas y areniscas calcáreas de grano medio, las que están cubiertas por lutitas de color gris oscuro y negro, alternadas con areniscas en estratos medianos y delgados de color gris oscuro, presentando un espesor de hasta 500 m.

Ochoa Camarillo (1998) hace una distinción en tres miembros de la unidad, el primero e inferior está conformado por conglomerado, arenisca, limonita y lutita con fósiles rebajados, el miembro intermedio está conformado por conglomerado, arenisca, limonita y lutita con amonitas, por último, el miembro superior se compone de arenisca, limonita, lutita y conglomerado con presencia fósil de plantas.

Relación estratigráfica y correlación: Los contactos inferiores y superiores son discordantes con las formaciones Huizachal y Cahuasas respectivamente (Carrillo Bravo 1965; PEMEX, 1988; Salvador, 1991), a veces en discordancia angular con la Formación Tepexic.

Contenido paleontológico: Amonitas de los géneros Vermíceras, Arnioceras, Coroniceras (Erben, 1956; Carrillo Bravo, 1965; PEMEX 1988; Silva-Pineda, 1999).

Ambiente de depósito: Debido a la presencia de amonitas y pelecípodos se sugieren condiciones de depósito marinas someras de baja energía en zonas cercanas al continente (PEMEX, 1988), considerando que Salvador (1991) interpreta para algunos sectores un ambiente deltaico-fluvial (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Cahuassas

Definición: Se consideró originalmente como parte de la Formación Huizachal (Imlay et al., 1948; Erben, 1956), sin embargo Carrillo-Bravo (1958), propone el nombre de Cahuassas para los lechos rojos en el Anticlinorio de Huayacocotla, posteriormente en 1955 lo nombra formalmente.

Edad y localidad tipo: La secuencia es del Jurásico Medio, (Aaleniano-Bathoniano), cuya localidad tipo se encuentra en el Rancho Cahuassas, sobre el Río Amajac, en el Estado de Hidalgo (Carrillo-Bravo, 1965).

Distribución: Dentro del Anticlinorio de Huayacocotla, se distribuye al norte de Tianguistengo, Hidalgo, en la barranca del Río Amajac, en el Río Claro y en varios de sus afluentes al sureste de Huayacocotla y en la región de Huehuetla (Cueva Ahumada), (Carrillo-Bravo, 1965).

Litología y espesor: Carrillo-Bravo (1965) en su definición menciona que ésta unidad se constituye de arenisca, conglomerado y limonita de color rojizo; además en el camino Tianguistengo-Rancho Mixtla la unidad se conforma de capas gruesas de conglomerado mal clasificado, compuesto de fragmentos de arenisca subangular de cuarzo rojizo a gris oscuro; encima se encuentra una capa con espesor de 35 m de limonita y arenisca arcillosa rojiza. En la Barranca del Río Amajac se compone de conglomerados mal clasificados, arenisca, arenisca conglomerática, lutita y limonita de color rojo con abundante mica blanca, con presencia de estratificación cruzada.

Relación estratigráfica y correlación: En los alrededores de Tianguistengo, Hidalgo, la formación subyace discordantemente a la Formación Tamán, y cubre discordantemente a la Formación Huayacocotla; en el Río Claro al sur-sureste de Huayacocotla, Veracruz y en la región de Huehuetla-Cueva Ahumada, la formación está cubierta discordantemente por calizas del Jurásico Superior (Carrillo-Bravo, 1965). Subyace a la Formación Tepexic o a formaciones más jóvenes.

Se le correlaciona tentativamente con la Formación La Joya (Anticlinorio de Huizachal-Peregrina) por Salvador (1991).

Contenido paleontológico: Flores (1974) reporta Equisetites sp., Ptilophyllum sp., Pterophyllum sp., y Yuccites sp, (Pozos Guayabas-1, Comales-102, Piedra de Cal-8).

Ambiente de depósito: Debido a la ausencia de fósiles, su distribución geográfica y sus relaciones estratigráficas, los lechos rojos se acumularon en abanicos aluviales y como depósitos de actividad fluvial y lacustre (Salvador, 1991), (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Tepexic

Definición: Imlay (1952) hizo la primera mención de la formación describiéndola como calizas oscuras del Río Necoxtla. Posteriormente Erben (1956) propone de manera informal el nombre de Calcarenita Tepexic para denominar calcarenitas marinas; finalmente Bonet y Carrillo-Bravo (1961) propusieron utilizar el nombre de Formación Tepexic en lugar de Calcarenita Tepexic, apegados al código de nomenclatura estratigráfica.

Edad y localidad tipo: La formación data del Jurásico Medio (Batoniano tardío-Calloviano medio), cuya su localidad tipo se encuentra en el puente de Mampostería de Acazapa, al norte del estado de Puebla.

Distribución: Se encuentra ampliamente distribuida en el centro-este de México, en los estados de Puebla e Hidalgo principalmente. En Puebla tiene afloramientos en Necaxa, Tepexic y Ometepetl (Cantú-Chapa, 1971); mientras que en el Estado de Hidalgo se ha reconocido en Tenango de San Agustín, en el Valle del Río Amajac (Erben, 1956a) y Pisaflores. También aflora en el valle del Río Moctezuma, región de Cahuasas (Suter, 1990).

Litología y espesor: Erben (1956a) describe a la formación como una unidad de calizas arcillosas de color gris a gris oscuro, de grano grueso, con abundantes granos de cuarzo, además, presenta calcarenita de color gris oscuro hasta casi gris negruzco; La base de la secuencia está conformada mayormente por caliza conglomerática. Erben (1956) menciona que el espesor total de esta unidad varía de 15 a 25 m. asimismo, Suter (1990) reporta un espesor aproximado de 20 m.

Relación estratigráfica y correlación: El límite inferior es concordante con la Formación Huizachal (Erben, 1956a); mientras que de manera discordante se encuentra sobre las formaciones Cahuasas (Cantú-Chapa, 1971; PEMEX, 1988; Suter, 1990; Ochoa-Camarillo et al., 1988), Huayacocotla (Suter, 1990; Ochoa-Camarillo et al., 1988) y Huehuetepic (PEMEX, 1988). El límite superior

generalmente es concordante con la Formación Santiago (Cantú-Chapa, 1971; PEMEX, 1988; Ochoa-Camarillo, 1996; Ochoa-Camarillo et al., 1998; López-Palomino et al., 2005); sin embargo, en algunas áreas esta unidad subyace a la Formación Tamán (Erben, 1956a; PEMEX, 1988) y a la Formación Chipoco (Ochoa-Camarillo et al., 1998).

Contenido paleontológico: Esta unidad principalmente contiene pelecípodos de los géneros *Ostrea* (Erben, 1956a, b), *Liogryphaea* (Erben, 1956a, b; Cantú-Chapa, 1971), *Gryphaea* (Erben, 1956a, b; Cantú-Chapa, 1971; Silva-Pineda y Buitrón (1999) y amonites de los géneros *Neuqueniceras* y *Reinekeia* (Erben, 1956a, b; Cantú-Chapa, 1971; Silva-Pineda y Buitrón, 1999).

Ambiente de depósito: Erben (1956) menciona que tanto la presencia de depósitos marinos de transgresión y la fauna encontrada señalan que el depósito fue en las cercanías de la costa, o en las partes algo más profundas del litoral. Por otro lado, Suter (1990) menciona que el depósito de esta unidad inició con una transgresión marina que se depositó sobre un área elevada (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Santiago

Definición: Esta unidad fue propuesta en forma inédita por Reyes (1964 en Cantú-Chapa, 1969) como miembro de la Formación Tamán, a la cual denominó “Lutita Santiago”. Cantú-Chapa (1969) eleva su rango a formación, argumentando las marcadas diferencias de litofacies, biofacies y de edad con respecto a la Formación Tamán.

Edad y localidad tipo: Tiene una edad del Jurásico Medio (Calloviano) al Jurásico Tardío, y su localidad tipo está ubicada en la ladera oeste del Río Moctezuma (Tamán, San Luís Potosí), cerca de la desembocadura del Arroyo Santiago, del cual se deriva el nombre de esta formación.

Distribución: Con estudios del subsuelo se ha encontrado en el área de Soledad-Miquetla, Veracruz. (Cantú-Chapa, 1969). En superficie, se encuentra distribuida en Tamán, San Luís Potosí (Cantú-Chapa, 1971, 1984; López-Palomino, 2002; Villaseñor et al., 2004), Molango, Pisaflores y Huehuetla, Hidalgo (Cantú-Chapa, 1971) y recientemente en Tenango, Hidalgo (López-Palomino et al., 2006).

En el estado de Puebla aflora en el Río San Marcos, Río Tezcapa, Ometepetl y carretera Huauchinango-Villa Juárez (Cantú-Chapa, 1971).

Litología y espesor: Reyes (1964) menciona un cuerpo de lutitas calcáreas de color gris oscuro de hasta 40 cm de espesor con nódulos calcáreos, posteriormente Cantú-Chapa (1971) describe la base de la formación en Pisaflores, Tajo de Tetzintla, Hidalgo; Huauchinango-Villa Juárez, Puebla, y menciona que está representada por lutitas negras a gris oscuro, muy fracturadas, con nódulos calcáreos, gris oscuros; también aflora en Huehuetla, Hidalgo, donde se compone de intercalaciones de lutitas negras, carbonosas y capas de caliza cuyos espesores varían de 2-3 m y 5-10 cm respectivamente.

Relación estratigráfica y correlación: Se ha encontrado que el límite inferior es transicional y concordante con la Formación Tepexic, excepto en el subsuelo del área de Soledad-Miquetla, donde sobreyace a la Formación Palo Blanco (Cantú-Chapa, 1969) y en el área de Huiznopala, donde descansa directamente sobre el Gneis Huiznopala (Ochoa-Camarillo et al., 1998). El límite superior es transicional y concordante con la Formación Tamán excepto en Molando, Hidalgo, donde subyace discordantemente a la Formación Chipoco.

Contenido paleontológico: El contenido fósil de la Formación Santiago se compone principalmente por amonitas, pelecípodos y braquiópodos. Dentro de las amonitas las especies con mayor importancia fueron registradas por Cantú-Chapa (1969, 1971, 1984) *Reineckeia* aff. *Leiomphala* y *Reineckeia* aff. *Mixteca* del Calloviano medio; también contiene *Discosphinctes virgulatus*, del Oxfordiano superior.

Ambiente de depósito: Pedrazzini y Basáñez (1978) se basan en la composición limolítica calcárea y la ausencia de fósiles en la parte media de la Formación Santiago, señalan que esta se depositó en condiciones marinas tranquilas reductoras en facies de cuenca (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Tamán

Definición: Descrita por primera vez por Heim (1926), nombrándola capas Tamán del Jurásico Superior; en 1940 el mismo autor se refiere a la misma unidad como

Formación Tamán, la describe como una caliza negra bien estratificada de textura fina y lutita negra.

Edad y localidad tipo: El primer estudio bioestratigráfico fue realizado por Burckhardt (1930), asignándole con base en su contenido paleontológico una edad de Kimmeridgiano Tardío. Posteriormente Cantú-Chapa (1971, 1984) reporta en la cima de la formación la presencia de *Virgatosphinctes mexicanus* (amonite) que corresponde al Tithoniano Temprano. Por lo que su edad va del Kimmeridgiano al Tithoniano.

La unidad fue descrita en la sección que aflora cerca del poblado Tamán, San Luis Potosí entre los ríos Moctezuma y la carretera México-Laredo (Cantú-Chapa, 1969).

Distribución: La unidad aflora en el poblado de Tamán, San Luis Potosí, en Hidalgo y Puebla (Villaseñor *et al.*, 2000). En el subsuelo se ha reportado en la Provincia Tampico-Misantla (Pedrazini y Basáñez-Loyola, 1978), y en la región de Soledad-Miquetla (Cantú-Chapa, 1969).

Litología y espesor: Cantú-Chapa (1971, 1984) describe esta unidad en la región de la Huasteca donde las litofacies y biofacies son uniformes y están constituidas por micrita negra en capas gruesas de 50 a 80 cm de espesor que se alternan con capas de lutita gris a negro con espesores de 10 a 20 cm. Pessagno *et al.* (1987), reportan que el miembro inferior se constituye de caliza micrítica gris a negra con estratificación media a gruesa, con interlechos delgados de lutita negra; mientras que el miembro superior consiste en caliza micrítica negra de estratificación delgada, con interlechos de lutita negra y limolita, además agregan que se observan nódulos de caliza, que varían de 7.6 a 9 cm de diámetro en la mitad superior y en casi todo el miembro superior.

En su localidad tipo Heim (1926) estima un máximo espesor superior a los 1000 m, en el área de Tamán Pedrazini y Basáñez-Loyola (1978) estimaron un espesor de 700 m. Suter (1980, 1990) reporta en el Anticlinorio de Huayacocotla, Hidalgo, espesores de 150 a 200 m y en el Valle de Tancuilín más de 500 m; mientras que en el Valle del Río Amajac y valle del río Claro su espesor es de hasta 400 m (Suter, 1990).

Relaciones estratigráficas y correlación: Esta unidad subyace concordante y transicionalmente a la Formación Pimienta y sobreyace de manera concordante a la Formación San Andrés, y concordante y transicionalmente a la Formación Santiago (Cantú-Chapa, 1969, 1971 y 1984).

Es correlacionable con las unidades San Andrés y Chipoco según Hermoso De La Torre y Martínez-Pérez (1972).

Contenido paleontológico: La formación se caracteriza por su riqueza paleontológica, ya que abundan pelecípodos, braquiópodos, amonites y radiolarios.

Ambiente de depósito: Hermoso De La Torre y Martínez-Pérez (1972) mencionan que el ambiente de depósito corresponde a cuenca con condiciones de alta energía temporal producidas por corrientes de turbidez, debido a sus estructuras primarias (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Pimienta

Definición: Heim (1926) propone esta unidad nombrándola capas Pimienta de manera informal constituida por caliza negra o blanca, posteriormente en 1940 la designa como series Pimienta.

Edad y localidad tipo: De manera general tiene un alcance Jurásico Tardío (Tithoniano)-Cretácico Temprano (Berriasiano/Valanginiano). Salvador (1991) reporta la presencia de tintínidos que indican una edad de Tithoniano más tardío a posiblemente Cretácico Temprano (Berriasiano-Valanginiano).

La localidad tipo se encuentra ubicada 1km al norte del poblado La Pimienta, al suroeste de Tamán, San Luis Potosí (Suter, 1990).

Distribución: Se encuentra distribuida en los estados de San Luis Potosí y Puebla. También se ha reportado su presencia intermitente a lo largo de la Sierra Madre Oriental desde Tezuitlán hasta Nuevo León, en los anticlinorios de Huayacocotla y Huizachal. En el subsuelo se ha reportado sobre la Plataforma Valles-San Luis Potosí y en la Provincia Tampico-Misantla (PEMEX, 1988).

Litología y espesor: En la descripción hecha inicialmente por Heim (1926) reporta que está constituida por caliza negra o blanca con estratificación delgada, rica en capas de pedernal. La unidad presenta caliza micrítica arcillosa cuyos espesores varían 20 a 30 cm que se alternan con capas de lutita gris de 15 a 25 cm de espesor, con lentes de pedernal y capas delgadas de bentonita en la cima de la sucesión. Aguilera (1927) divide la unidad en dos facies calcáreas, la primera la facies calcáreo arcillosa, gris oscuro ligeramente piritizada con interestratificación fina de lutita negra bentonita y lentes de pedernal, la segunda facies contiene mudstones con poca arcilla y lentes de pedernal y mudstone recrystalizado. Suter (1990) describe que la unidad consiste en a) caliza micrítica negra con estratificación

delgada e intercalaciones y nódulos de pedernal; b) caliza arcillosa con concreciones esféricas de caliza; c) lutita bentonítica de color café-rojizo a verde.

Su máximo espesor reportado por Pedrazini y Basañez (1978) se encuentra en la zona del río Moctezuma superando los 600 m. Heim (1926) reporta un espesor aproximado de 100 a 200 m en la localidad de Pimienta. PEMEX (1988) reporta que la formación en el subsuelo tiene un máximo espesor de 86 m.

Relaciones estratigráficas y correlación: La Formación Pimienta subyace concordante a la Formación Chapulhuacán y a la Formación El Abra. Sobreyace concordante a la Formación Tamán. Cantú-Chapa (1971, 1984) mencionan que el contacto inferior de la formación es transicional y concordante con la Formación Tamán y el contacto superior es concordante y transicional con la Formación Tamaulipas Inferior.

López-Ramos (1979) la correlaciona con la Formación La Casita. Salvador (1991) menciona que se correlaciona en tiempo con las formaciones Las Trancas, La Casita en su parte superior, Bosier (Texas), Tepexilotla en su parte superior y en la parte media de la Caliza Chinameca.

Contenido paleontológico: La formación contiene gran cantidad de amonites de importancia bioestratigráfica. Aguilera (1972) reporta calpionellidos y tintínidos.

Ambiente de depósito: Aguilera (1972) sugiere un ambiente de depósito de plataforma sumergida inestable de aguas tranquilas y salinidad normal. La unidad refleja aporte de terrígenos y numerosos estratos de bentonita y pedernal negro, los cuales indican presencia de actividad volcánica en el oeste de México (Salvador, 1991), (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

4.1.3. Cretácico

Formación Tamaulipas

Definición: Inicialmente denominada Caliza Tamaulipas por Stephenson (1922), posteriormente Muir (1936) la divide en tres unidades independientes 1) Tamaulipas Superior del Albiano-Cenomaniano 2) Tamaulipas Inferior del Cretácico Inferior 3) Horizontes Otates separando a las dos unidades anteriores (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Tamaulipas Inferior

Definición: Muir (1936) establece la división informal de la Caliza Tamaulipas de Stephenson (1922) en Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior.

Edad y localidad tipo: De manera general se asigna el Cretácico Inferior, sin embargo diferentes autores le asignan una edades diversas, por ejemplo Burckhardt (1930) le asigna una edad Neocomiano Temprano- Barremiano; Castro y Martínez (1977) reportan una edad Berriasiano - Aptiano Inferior.

No tiene una localidad tipo, sin embargo, de acuerdo a Belt (1925) aflora en una extensa zona de la Sierra de Tamaulipas.

Distribución: Presenta una amplia distribución en la porción sur de la Península de Tamaulipas y en el frente oriental de la Sierra Madre Oriental. Ha sido identificada en el norte y noreste de la Cuenca de la Mesa Central. En el subsuelo se ha reportado en la Cuenca de Burgos, en la Provincia Tampico-Misantla y en la Cuenca de Veracruz y en la parte noreste de la Cuenca Zongolica (PEMEX, 1988b).

Litología y espesor: Carrillo (1965) la describe como caliza de textura fina, color crema grisácea y crema amarillenta en capas medianas y gruesas con estilolitas paralelas a los planos de estratificación. Longoria (1975) indica que el espesor promedio de los estratos es de 25 a 30 cm y como máximo de 50 cm.

Castro y Martínez (1977), Martínez y Bello (1977) y Bello (1978) la dividen en siete unidades basados en las características eléctricas, litológicas y en el contenido microfaunístico. Descritas de la base a la cima son las siguientes: **a)** caliza crema grisáceo y café claro, compacta, parcialmente recristalizada, ligeramente arcillosa, y con escasos nódulos de pedernal e intercalaciones de bentonita (microfacies de biomicrita, intramicrita y micrita fosilífera) ; **b)** caliza café, café claro y oscuro, ligeramente arcillosa, criptocristalina, y caliza crema con pedernal y bentonita (microfacies de intrabiomicrita y biomicrita); **c)** caliza gris claro, gris cremoso, café y café claro, con escaso pedernal ámbar y café oscuro, bentonita verde y blanca; **d)** caliza crema, café a café claro microcristalina con intercalaciones de bentonita verde claro, y escaso pedernal blanco y negro, ligeramente fracturada (microfacies de biomicrita y micrita fosilífera); **e)** caliza crema criptocristalina, y café claro a café oscuro arcillosa microcristalina (microfacies de biomicrita y en menor cantidad micrita fosilífera); **f)** caliza gris, gris oscuro y café oscuro, microcristalina compacta, ligeramente arcillosa (microfacies de biomicrita arcillosa y menos común micrita fosilífera arcillosa); **g)** caliza gris a gris claro, con microfracturas, así como

escasos nódulos de pedernal gris oscuro a negro (microfacies de biomicrita arcillosa a micrita fosilífera arcillosa).

Los máximos espesores lo reporta Rodríguez (1972) en el estado de Nuevo León con 652 m, en la región El Tigre, 632m, en La Escondida, 621m en el anticlinal El Jabalí, 600 m en el anticlinal San Lázaro. En Veracruz se tienen reportados 100 m, y en Tamaulipas los espesores que varían desde los 188 hasta los 280 m.

Relaciones estratigráficas y correlación: Esta formación sobreyace transicional y concordantemente a la Formación Pimienta y Taraises. Subyace concordante al horizonte otates y a la Formación La Peña (Santamaría – Orozco *et al.*, 1990).

Se correlaciona con las formaciones Cupido, Fresnillo y Taraises en la Cuenca Mesozoica del Centro de México (Basáñez *et al.*, 1992). Asimismo, se correlaciona con la Formación Santuario (Zozaya, 1971).

.Contenido paleontológico: Se tienen reportados foraminíferos por Longoria (1975), gasterópodos por Burckhardt (1930), tintínidos y nanocónidos por Castro y Martínez (1977).

Ambiente de depósito: El análisis de microfacies y el tipo de fósiles presentes permiten asignarle un ambiente de depósito marino somero de alta energía (Castro y Martínez, 1977), (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Horizontes Otates

Edad y localidad tipo: PEMEX (1988) establece una edad Aptiano Medio-Superior, mientras que Longoria (1975) establece una edad Aptiano Superior.

La localidad tipo se le asignó al Cañón de Otates, situada de 250 a 300 m río arriba de la porción más oriental del Cañón de la Borrega, en la Sierra de Tamaulipas.

Distribución: Se encuentra presente en los estados de Veracruz, Nuevo León, Tamaulipas, Hidalgo y San Luis Potosí. En el subsuelo se ha reportado en las Cuencas de Burgos y Tampico-Misantla y sobre la Planicie Costera del Golfo de México.

Litología y espesor: Carrillo (1961) la describe como una caliza arcillosa gris claro a negro con nódulos de limolita, lentes de pedernal negro y estratos de 2 a 20 cm

de espesor alternando con margas. Longoria (1975) describe una caliza negra carbonosa con micrita fosilífera y biomicrita, caracterizándose por la abundancia de materia carbonosa. Bello (1978) agrega intercalaciones de capas delgadas de lutita negra carbonosa y laminar.

En todas las áreas donde se ha reportado éste horizonte comprende espesores desde 25 cm hasta los 10 m como máximo.

Relaciones estratigráficas y correlación: Sobreyace concordante a la Formación Tamaulipas Inferior y subyace de igual manera a la Formación Tamaulipas Superior. En el flanco occidental del Arco de Miquihuana–Bustamante en Tamaulipas subyace concordantemente a las formaciones El Abra y Tamabra (SERTESA; 1982 y 1984 –1985 y Santamaría, 1990).

Se correlaciona con la Formación La Peña en parte de Tamaulipas y Nuevo León, con la Caliza Ahuacatlán en San Luis Potosí y con las porciones basales de las formaciones El Abra y Tamabra.

Contenido paleontológico: En este horizonte se han identificado foraminíferos planctónicos del género Globigerina, fragmentos de moluscos, ostrácodos (Longoria, 1975), radiolarios (Bello, 1978) y nanocónidos (PEMEX, 1988).

Ambiente de depósito: Constituye un depósito de mares de baja energía y fauna pelágica. Dadas las condiciones de las cuencas del norte de México para el período Cretácico, puede aseverarse que, el Horizonte Otates se depositó en un ambiente de cuenca intraplatafórmica (Castro y Martínez, 1977, Martínez y Bello, 1977 y Bello, 1978), (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Tamaulipas Superior

Edad y Localidad tipo: Por su posición estratigráfica y el estudio microfaunístico se le asignó una edad Cretácico Temprano (Albiano)-Cretácico Tardío (Cenomaniano), aunque personal de PEMEX (1988) reporta que para algunas áreas tiene alcance desde el Aptiano y que cuando subyace a la Formación Cuesta del Cura su edad queda restringida al Albiano.

Inicialmente Belt (1925) reporta su distribución en la Sierra de Tamaulipas, sin embargo, no establece una localidad tipo. Posteriormente Muir (1936) denomina al Cañón de la Borrega como sección tipo de la Caliza Tamaulipas Superior.

Distribución: La formación se encuentra ampliamente distribuida en los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, Tamaulipas, Puebla, Veracruz y Nuevo León (Santamaría et al., 1991). Se ha reportado en la Sierra de Tamaulipas, San Carlos y la Sierra Madre Oriental. En la cuenca de Tampico-Misantla en la porción sur de la Península de Tamaulipas, en la Cuenca de Burgos, al sureste de la Cuenca de Sabinas, al oriente de la Cuenca de la Mesa Central y al Norte de la Cuenca Zongolica (PEMEX, 1988).

Litología y espesor: Belt (1925) la describe como una caliza de color gris, compacta de grano fino, bien estratificada, con espesores que varían de 60.96 a 91.44 m, con abundante presencia de nódulos y lentes de pedernal de color negro a blanco. En la parte inferior la caliza es blanca cremosa, el pedernal es ausente y el que se logra encontrar es de color blanco. De manera general PEMEX (1988), lo describe como un mudstone-wackestone gris claro a crema, de capas medianas a gruesas con estructura boudinada, pedernal de color gris a negro en nódulos o bandas, con presencia de bentonita. Puede estar alternada de calizas arcillosas de capas delgadas y margas laminares (Barboza-Gudiño et al., 2004). Carrillo-Bravo (1961) reporta líneas estilolíticas bien desarrolladas y paralelas a los planos de estratificación.

Relaciones Estratigráficas y Correlación: Su contacto inferior ha sido reportado de manera concordante a las formaciones Tamaulipas Inferior (Manjarrez-Hernandez y Hernández de la Fuente, 1989), Otates, La Peña (PEMEX, 1988) y Ahuacatlán (Santamaría et al., 1991), y en contacto discordante a las formaciones Tamán y Pimienta. El contacto superior concordante con las formaciones Cuesta del Cura, en la Cuenca de Burgos a la Formación Kiamichi y en la Cuenca Zongolica a la Formación Maltrata (PEMEX, 1988; Santamaría et al., 1991). Subyace concordante a la Formación Agua Nueva (Romo Ramírez et al., 2010).

Esta formación es correlacionable con las formaciones El Abra y Tamabra (López-Ramos, 1980) y Acatita en la Plataforma de Coahuila; por su parte Santamaría et al., (1991), agregan que es correlacionable con las formaciones Cuesta del Cura, Fortuna, Morelos, Orizaba, Loma Plata, Glen Rose, Benigno, y Benevides.

Contenido Paleontológico: Se caracteriza por su alto contenido de foraminíferos bentónicos, planctónicos, calciesferúlidos, tintínidos y nanocónidos, en cuanto a la macrofauna se reporta presencia de equinodermos y pelecípodos (Santamaría et al., 1991), radiolarios del tipo espumeláridos y naseílidos (Ángeles-Villeda et al., 2005)

Ambiente de depósito: Corresponde a un ambiente de depósito de origen marino de facies infranéricas con agua de mar abierto (López-Ramos, 1980). Personal de

PEMEX, 1988, la asocian a facies de cuenca con escaso aporte de terrígenos finos, material tobáceo y bentonítico derivado de la actividad volcánica del arco magmático en el Pacífico (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Agua Nueva

Definición: En un principio fue descrita como parte de la Formación San Felipe por Jeffrey (1910), posteriormente Stephenson (1922) dividió la parte inferior de la Formación San Felipe y la nombró Formación Agua Nueva la describe como un conjunto de calizas intercaladas con delgados horizontes de pedernal intercalados con lutita carbonosa.

Edad y Localidad tipo: A esta formación se le ha asignado una edad del Turoniano (Carrillo-Bravo, 1971; Ontiveros-Tarango, 1973; López-Ramos, 1979), sin embargo, en la Península de Tamaulipas y de la Cuenca de Burgos, respectivamente, su rango es Cenomaniano Superior-Turoniano. Finalmente, Seibertz y Buitrón (1988) consideran para la localidad tipo una edad del Turoniano temprano en la parte superior de la unidad por la presencia de *Inoceramus (Mytiloides) labiatus*.

La localidad tipo se asignó al Cañón de la Borrega, próximo al rancho Agua Nueva, en la Sierra de Tamaulipas.

Distribución: Es una formación ampliamente distribuida sobre el flanco occidental de la Sierra de El Abra, con buenos afloramientos en el frente y a lo largo de la Sierra Madre Oriental, en la Sierra de Tlmacazapa, en la Provincia de la Mesa Central y en la Sierra de Catorce. También aflora en los flancos del Anticlinorio Huizachal-Peregrina, en los anticlinales Otates y Libertad. En el subsuelo se ha reportado en la Provincia Tampico-Mizantla.

Litología y espesor: Ice y McNulty (1980) describen la parte inferior en el Cañón de Santa Rosa, Nuevo León, en dos unidades. Unidad I con 29m de espesor consiste de wackestone de color gris que presenta interestratificaciones de lutita calcárea en colores negro a ocre oliva; la Unidad II de 80.5 m de espesor, consiste en packestone laminado gris oscuro, en la cima la unidad se encuentra ligeramente bioturbada con interestratificaciones de lutita calcárea y lutita bituminosa, con delgados lentes de pedernal negro y estratos delgados de dolomía.

Hacia la parte Meridional de la Faja de Oro Bello (1978) la describe como una caliza criptocristalina de color gris y café claro, compacta y ligeramente arcillosa con capas de lutita negra, bentonita y nódulos de pedernal.

Hacia la Planicie Costera del Golfo, Santamaría et al. (1990) menciona que consiste en estratos de caliza ocre a gris, poco arcillosa y en menor proporción caliza carbonosa; se alternan con estratos de lutita bituminosa laminar, con escasos estratos de bentonita y pequeños nódulos de pedernal negro.

Relaciones Estratigráficas y Correlación: Carrillo-Bravo (1971) reporta que sobreyace discordante a la Formación El Abra en Tamaulipas. Subyace concordante a la Formación Cuesta del Cura. Ontiveros-Tarango (1973) indica que sobreyace a la Formación Morelos y subyace a la Formación Mexcala. En algunos afloramientos sobreyace concordante a la Formación Tamaulipas Superior.

López-Ramos (1979) menciona que esta formación cambia gradualmente con la formación Tamaulipas Superior.

Contenido Paleontológico: Contiene partes de esqueleto de tiburón, escamas y dientes de peces. Dentro de la microfauna Carrillo-Bravo (1971) e Ice y McNulty (1980) mencionan que la formación tiene un alto contenido de foraminíferos (género *Heterohelix*, y *Pithonella*), calciesferúlidos, radiolarios, moluscos, ostrácodos y cefalópodos.

Ambiente de depósito: Debido a la alternancia de lutita y caliza arcillosa Carrillo-Bravo (1971) indica que pertenece a un ambiente nerítico en condiciones inestables. PEMEX (1988), reporta que por el contenido litológico y faunístico se trata de sedimentos depositados en ambiente que va de plataforma externa a cuenca, de igual manera reportan presencia de material bentonítico indicativo de vulcanismo contemporáneo del lado del Pacífico por el arco magmático formado por la subducción de la Placa Farallón por debajo de la Placa Norteamericana (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación San Felipe

Definición: Originalmente la describió Jeffreys, G., 1910, en el Reporte Geológico de la American Gulf Oil Company; en un reporte no publicado citado en Muir, 1936.

Edad y localidad tipo: La formación es de edad Cenomaniano Superior - Campaniano Inferior, y su localidad tipo se encuentra en el poblado de San Felipe, en el kilómetro 539.8 de la vía férrea Tampico – San Luis Potosí.

Distribución: Aflora en la región meridional de la Península de Tamaulipas y en el borde oriental de la Sierra Madre Oriental además de la porción noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México.

Litología y espesor: Tiene un espesor promedio de 6 a 122 m, en el subsuelo de la cuenca Tampico - Misantla (Muir, 1936), y presenta caliza arcillosa en estratos delgados a muy delgados de color gris claro a verde, con frecuentes intercalaciones de lutita calcárea y lutita bentonítica (Aguilar, 1984).

Suter (1980) y Sohl et al., (1991) reportan la presencia de algunas capas de arenisca de estratificación delgada.

Relación estratigráfica y correlación: Subyace concordantemente a la Formación Méndez de la cuenca Tampico – Misantla y Plataforma Valles – San Luis Potosí; y sobreyace de igual forma en dichas áreas y en la de la Plataforma Tuxpan – Tecolutla (Faja de Oro) a la Formación Agua Nueva.

Se correlaciona en tiempo con la Formación Caracol y con la parte superior de las Formaciones Indidura y Soyatal.

Contenido paleontológico: Contiene Barroisiceras aff. Haberfellneri Hau, Peroniceras y Gauthiericeras cf. Margae Schlüt, Peroniceras sp. indet., Scaphites aff. Binodosus, Inoceramus sp., Nautilus sp., Mortonicerias texanum Roem, Mortonicerias roemeri, (Muir, 1936).

Ambiente de depósito: Se le atribuye a la formación un ambiente de plataforma externa y cuenca intraplatafórmica; además la presencia de horizontes bentoníticos indican vulcanismo del arco magmático del occidente, contemporáneo al depósito (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Formación Méndez

Definición: Jeffreys (1910), (en Palmer, 1927), fue el primer autor en nombrar esta unidad como lutita Méndez para las rocas que sobreyacen a la Formación San Felipe.

Edad y localidad tipo: La formación es de edad Cretácico Tardío (Campaniano-Maastrichtiano), y su localidad tipo está ubicada a 300 m al este de la estación Méndez, en el estado de Veracruz, a un costado de la vía del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí (Carrillo-Bravo, 1971).

Distribución: Los sedimentos de esta unidad se ubican en el núcleo de los sinclinales que se encuentran en el frente este de la Sierra Madre Oriental (Carrillo-Bravo, 1971). López-Ramos (1979), menciona que la mejor exposición de esta unidad se encuentra al sur de la Sierra de San Carlos; asimismo, registra su presencia en el Sinclinal del Gavilán en la localidad de La Unión.

Litología y espesor: Muir (1936) menciona que el espesor de la Formación Méndez es muy irregular, y reporta 300 m en su localidad tipo. Otros autores mencionan espesores con una variación de 100 a 600 m (Santamaría-Orozco et al., 1990).

En la primera descripción hecha por Jeffreys (1910), en Palmer (1927), menciona que la unidad consiste de un depósito uniforme de lutita gris-azul de varios metros de espesor, con borde interno arcilloso a semi-margoso; toda la secuencia consiste de marga y algunas capas irregulares de arenisca y caliza. Dumble (1915) describe a esta unidad (lutita Papagayos) como capas de lutita de color azul o negro con limo y arcilla, su color intemperizado es café, amarillo o blanco.

Contenido paleontológico: En esta unidad destaca la presencia de foraminíferos de los géneros, Bolivina, Bulimina, Cibicides, Clavulina, Gaudryina, Gümbelina, Lagenella (Muir, 1936), Planoglobulina (Muir, 1936; Pessagno, 1969), Pseudotextularia, Globotruncana (Muir, 1936; Pessagno, 1969; Aguayo-Camargo y Kanamori, 1976).

Ambiente de depósito: Carrillo-Bravo (1971) indica que los sedimentos de esta unidad fueron depositados en mares abiertos, con profundidades considerables. López-Ramos (1979) menciona que las características litológicas de esta unidad sugieren una cuenca de depósito que perteneció a un mar somero y regresivo en la que se depositaron sedimentos arcillo-arenosos. Por otra parte, PEMEX (1988) describe el ambiente de depósito como una secuencia de “flysch” característico en zonas de antefosa en mar abierto, con intercalaciones de flujos turbidíticos provenientes de las áreas de plataforma (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

4.1.4. Cenozoico

Cubierta volcánica

Sobre las formaciones sedimentarias anteriormente mencionadas se depositaron paquetes masivos de rocas ígneas extrusivas (Basaltos, Dacitas y Tobas) de un complejo volcánico; se tienen identificadas tres unidades: a) un paquete de derrames basáltico-andesíticos separados por aglomerados y escorias con estructuras de tipo “Traps” que sobreyace directamente a las formaciones del Mesozoico, más específicamente a la Formación Huayacocotla; b) un complejo volcánico de composición dacítica y riolítica c) sobre las unidades anteriores y en algunos casos interdigitada se encuentra una unidad formada por tobas pumicíticas alcalinas pseudoestratificadas de composición riolítica (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

4.2. Geología estructural

La Sierra Madre Oriental es una unidad fisiográfica con más de 800 km de longitud y de 80 a 100 km de amplitud. En términos geológicos, la Sierra Madre Oriental es el producto del levantamiento y deformación de rocas principalmente mesozoicas, incluido su basamento heterogéneo. Por otra parte, corresponde a una franja del frente plegado y cabalgado durante el periodo de deformación asociado a la orogenia larámide, al que De Cserna (1960), denominó Hidalguense.

Las rocas que forman el basamento son esquistos, gneises y rocas intrusivas precámbricas, paleozoicas y triásicas, aunque no se tiene bien claro el papel como bloques paleotectónicos durante la apertura del Golfo de México y la orogenia Laramide (Anderson y Schmidt, 1983; Flawn et al., 1961; Tardy, 1980).

Durante la apertura del Golfo, se produjeron horsts y grabens que contribuyeron al control de la sedimentación durante el Mesozoico (Eguiluz, 1989b; McKee et al., 1990), aunque aún no se llega a comprender el comportamiento de éstas estructuras en su componente lateral durante la orogenia Laramide. Se interpreta que los límites de los bloques pudieron tener un control estructural trabajando como

fallas normales que posteriormente mediante inversión tectónica actúan como inversas, activándose durante la orogenia (Eguiluz de Antuñano, 2000).

4.2.1. Pliegues Mayores

Anticlinorio de Huayacocotla

El Anticlinorio de Huayacocotla fue descrito por primera vez por H. K. Erben (1956), pertenece a la provincia fisiográfica de la Sierra Madre Oriental, tiene una orientación aproximada de NW 45° SE, se extiende por más de 150 km; limita al norte por el basamento Victoria-Sierra del Arra, al sur se limita por el macizo de Teziutlán y al este por la Antefosa de Chicontepec; el anticlinorio recorre la parte este de Molango y Zacualtipán Hidalgo, Divisadero y Huayacocotla, Veracruz, y Huauchinango, Puebla.

Carrillo Bravo (1965) estudió una parte del Anticlinorio de Huayacocotla y determinó los procesos geológicos que formaron pliegues y formación de estructuras, así como la columna litológica regional; de manera general son los siguientes:

- a) El núcleo del anticlinorio formado por rocas metamórficas, principalmente gneisses, esquistos y algunos metaconglomerados de edad Precámbrica. Está característica se aprecia gracias a que el núcleo ha sido fuertemente erosionado.
- b) Posteriormente se depositaron rocas sedimentarias del Triásico Superior principalmente conglomerados, lutitas y areniscas, y del Mesozoico Inferior, tenemos a la Formación Huizachal.
- c) En los flancos del anticlinorio se encuentran expuestas rocas sedimentarias marinas del Jurásico, pertenecientes a las formaciones Huayacocotla, Cahuasas, Tepexic, Tamán y Pimienta (miembro inferior) y del Cretácico Inferior con las formaciones Pimienta (miembro superior) y Tamaulipas Inferior.
- d) Una cubierta de rocas ígneas extrusivas, principalmente flujos piroclásticos y basaltos (Carrillo Bravo, 1965).

Anticlinorio de Villa Juárez

Es una de las estructuras mayores en el área, descrita primeramente por López-Rubio (1967), con el nombre de Anticlinorio de la Sierra Madre Oriental, posteriormente es denominado Anticlinal de Villa Juárez por Gutierrez (1984), quien lo describe “como un anticlinorio, y de aproximadamente 80 km de longitud por 25 km de ancho, con un cierre de 1500 m, abierto en la Formación Tenexcate”. Con más detalle, Olivella-Ledezma (1986), describe esta estructura con el nombre de anticlinal de Villa Juárez (Arriaga-Martínez, 1997).

Es un pliegue asimétrico recostado al noroeste, con orientación preferencial NW 45° SE, las formaciones que afloran en la zona de charnela son Huizachal y Tenexcate, en sus flancos es bordeado por las formaciones Huayacocotla, Tepexic, Santiago, Tamán, Pimienta y Tamaulipas.

El Anticlinorio de Villa Juárez se encuentra seccionado por tres fallas, comenzando por la Cabalgadura Cuatpalcatla, donde la Formación Huizachal cabalga a la Formación Santiago; le sigue la Falla Normal Ajajalpan siendo el bloque de techo la Formación Tenexcate y el bloque de piso la Formación Huizachal; por último la Falla San Mateo y se desplaza en sentido dextral (Martínez-Contreras, 1998).

4.2.2. Pliegues asociados a cabalgaduras

Sinclinal Cerro Macho

Con orientación NW 60° SE con vergencia al NE, es un pliegue de tipo cilíndrico recostado, se localiza en el flanco occidental del anticlinorio de Huayacocotla, tiene una longitud aproximada de 8.4 km (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

Sinclinal San Pablo

Con orientación NW 60° SE con vergencia al NE 70°, es un pliegue cilíndrico asimétrico con una fuerte deflexión hacia el sur, está conformado por rocas de la Formación Huayacocotla, Tepexic, Santiago, Tamán y Pimienta. Tiene una extensión aproximada de 8.7 km (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

Anticlinal San Bartolo

Con orientación NW-SE de aproximadamente 50°, con vergencia al NE 35° y con extensión desde el Cerro La Gruta, pasando por el poblado de San Bartolo hasta las faldas del Cerro Chiquito, aproximadamente mide 4 km (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

Cabalgadura de Xolotla

Falla inversa, con rumbo preferencial de NW 35° SE y una longitud aproximada de 7.5 km, superpone rocas de la Formación Huayacocotla a las de la Formación Tamaulipas (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

Anticlinal Tanchitla

En su núcleo afloran rocas del Jurásico Inferior y Medio, tiene un rumbo preferencial NW 35° SE, con vergencia al NE 45° y una extensión aproximada de 15.5 km, siendo intersectado por la Falla Buenavista en su porción central (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

4.2.3. Fallas

Falla Santa Cruz

Asociada a la paleofosa de Toxtla, tiene una longitud de a 7.5 km y recorre los poblados de Santa Cruz, El Cojilote y Xuchitlán, con una dirección preferencial de NW 45° SE (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

Falla Paciotla

La falla Paciotla, tiene una componente principal normal y representa una reactivación en la fase distensiva de la cabalgadura de Xolotla. Tiene una longitud aproximada de 7 km, con una dirección N-S, inclinándose al Oeste y pasa por los poblados de Paciotla, Ahuacatitla y San Francisco (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

Falla Buenavista

La falla Buenavista es una estructura Cenozoica que se desplaza con una componente sinistral a las rocas que conforman el Anticlinal Tanchitla. Tiene una longitud aproximada de 7.1 km, con una dirección de SW 75° NE, inclinándose al NW, pasa por los poblados de Atlalpan y Buenavista, además atraviesa el Cerro Pelón (Servicio Geológico Mexicano, 2004).

4.3. Evolución geológica

La evolución geológica se remonta al Triásico Medio-Tardío con la extensión intracratónica asociada a la separación de Pangea; en el Jurásico ocurrieron transgresiones y regresiones en una cuenca tipo rift, posteriormente hubo una margen pasiva, en el Cretácico Inferior. En el Cretácico Superior ocurrió la Orogenia

Laramídica que continuó hasta la base del Paleógeno. En el Cenozoico ocurrió actividad volcánica (González León et al. 1992).

4.3.1. Paleozoico Superior-Mesozoico

Triásico Superior-Jurásico Inferior-Medio

Durante el Triásico Tardío ocurrió en la región de Zacatecas y San Luis Potosí el depósito de rocas turbidíticas con volcanismo marino asociado, y en el oriente en el área de estudio hubo depósito de rocas terrígenas continentales rellenando las fosas relacionadas con la apertura del Golfo de México. Estas secuencias fueron plegadas por lo que están limitadas por discordancias angulares con las rocas que subyacen y sobreyacen, lo que indica la existencia de un evento tectónico de deformación posterior al Triásico (Eguiluz de Antuñano et al, 1965).

Durante el Jurásico Superior y Medio la sedimentación de conglomerados, areniscas y lutitas se vio controlada por la presencia de horsts y grabens originados por la apertura del Golfo de México.

Dentro del área de estudio para esta edad se depositaron las formaciones Huizachal, Huayacocotla y Cahuasas (Eguiluz de Antuñano et al, 1965).

Jurásico Superior-Cretácico Inferior

En la región occidental (Zacatecas y San Luis Potosí) continuó representando la zona interna de la cuenca, mientras que al oriente, en la zona de estudio se sobrepuso una sedimentación de lechos rojos, evaporitas, carbonatos y terrígenos.

La columna sedimentaria preoxfordiana está representada por lechos rojos de las formaciones Nazas, Cahuasas, Tenexcate y La Joya; estas rocas cubren el complejo basal metamórfico. Los lechos rojos son relleno de fosas tectónicas e indican el cambio de una sedimentación continental hacia una sedimentación

4. Marco geológico regional

marina que dio inicio en el Jurásico Superior y continuó durante el Cretácico (Eguiluz de Antuñano et al, 1965).

Durante el Jurásico Superior una transgresión generalizada inundó las áreas con bajo relieve, en donde se depositó la siguiente secuencia en orden de depositación: evaporitas, terrígenos y carbonatos que dieron lugar a la formación de amplias plataformas interconectadas a través de canales, separadas por elementos insulares; posteriormente los ambientes de depósito tuvieron diversas variaciones quedando cubiertas por sedimentos terrígenos y dando lugar a bancos y plataformas evaporítico-carbonatados.

Durante este tiempo para nuestra área de estudio se depositaron las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta (Eguiluz de Antuñano et al, 1965).

En la figura 4.2 se presenta la paleogeografía mexicana generalizada del jurásico superior.

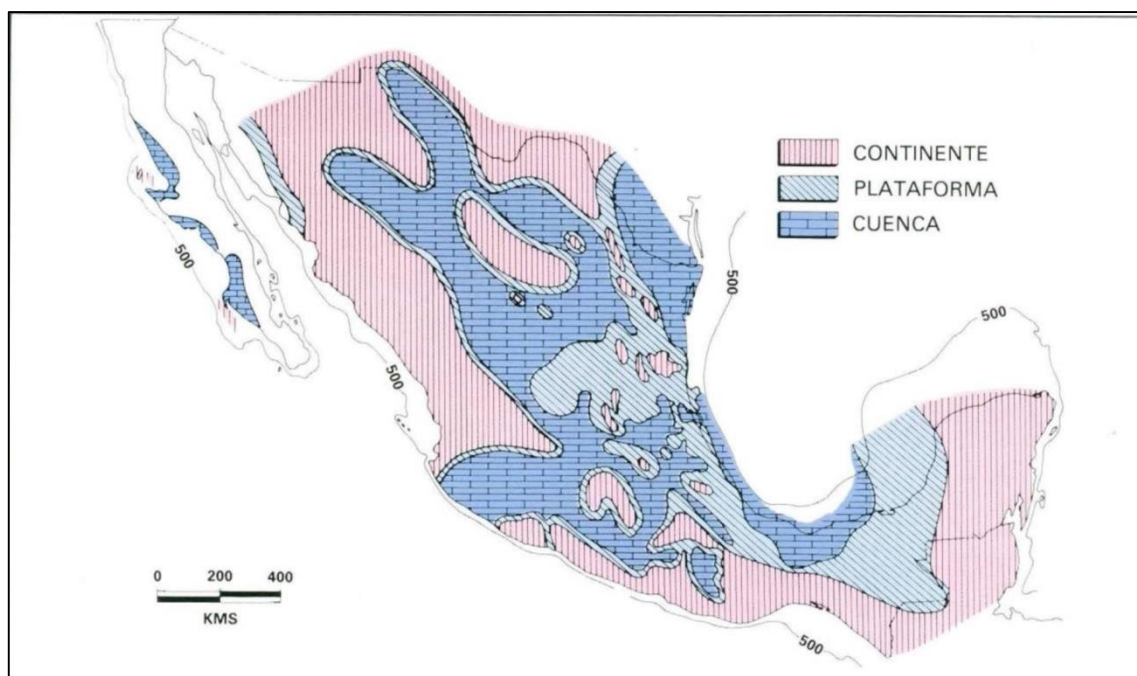


Figura 4.2. Paleogeografía mexicana del jurásico superior (Modificada de PEMEX, 2013).

Cretácico Superior

En este periodo inicia la formación y migración del frente orogénico laramídico, por lo que se infiere un levantamiento temprano indicativo de erosión y ausencia de depósito. Gray et al., (1997); Pottorf et al., (1997), Yurewics et al., (1997) reportan que el levantamiento continuó hasta el Eoceno, con base en estudios radiométricos.

El Albiano-Cenomaniano se caracteriza por una sedimentación principalmente carbonatada, en condiciones más estables y uniformes influenciada por extensas regiones de plataforma, desarrollos arrecifales y sectores de mar abierto. Durante este periodo se deposita la Formación Tamaulipas Superior.

Durante el Cretácico Tardío-Paleoceno se tiene registro de un cambio en la sedimentación con el desarrollo de secuencias calcáreas y la aparición de series arcillo-calcáreas, arcillosas y arenosas, pertenecientes a las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez que representan una fase temprana de depósitos asociados a levantamiento regional producto de la deformación laramídica.

La deformación en la parte occidental ocasionó levantamiento acelerado con erosión de abundantes terrígenos, por lo que en la parte oriental se desarrollaron fallas de crecimiento, las más antiguas se pueden observar en las margas de la Formación Méndez (PEMEX, 2013).

En la figura 4.3 se presenta un mapa esquemático que muestra la paleogeografía mexicana del Cretácico:

4. Marco geológico regional

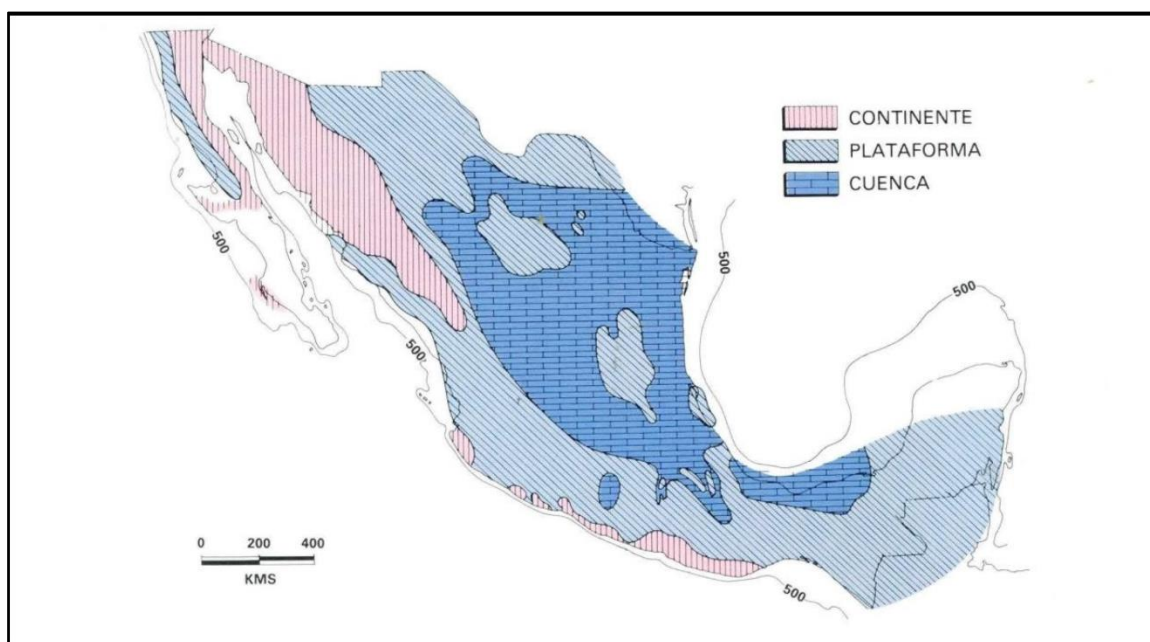


Figura 4.3. Paleogeografía mexicana del Cretácico (Tomada de PEMEX, 2013).

4.3.2. Cenozoico

Durante este periodo se depositó una cubierta de derrames volcánicos encima de sedimentos del Mesozoico provenientes primero de la Sierra Madre Occidental y posteriormente de la Faja Volcánica Transmexicana.

Según dataciones en rocas de diferentes localidades del frente de montaña de la Sierra Madre Oriental, es decir, en la planicie costera se formaron cuencas foreland en donde ocurrió un sepultamiento mayor con depósito de turbiditas en grandes volúmenes (Gray et al., 1997; Pottorf et al., 1997, Yurewics et al., 1997). Lo mencionado anteriormente sugiere que sobre el frente de montaña pudo continuar el depósito de sedimentos, generando una gruesa columna de sedimentos terrígenos, sobre todo en el Paleoceno y Eoceno.

Se interpreta que la deformación migró de SW a NE y de W a E, por lo que la deformación del frente de montaña es más reciente a lo considerado tradicionalmente. Esos datos no incluyen a zonas más internas de la cuenca, situadas al W y SW del área de estudio donde el levantamiento pudo ser anterior,

congruente con un modelo de migración en tiempo y espacio (Eguiluz de Antuñano et al, 1965).

Mioceno Medio-Tardío

Durante este periodo comienza la formación de la Faja Volcánica Transmexicana con el emplazamiento de un arco magmático con orientación E-W en el centro de México, en la región de Morelia-Querétaro y en las costas del Golfo de México. Posteriormente el vulcanismo se aleja de la trinchera formando estratovolcanes y conos de lava; donde la mayoría de los cuerpos ígneos que datan de esta edad son de composición andesítica. Los vestigios de esta actividad volcánica se encuentran en Michoacán, Estado de México, en la parte más profunda de la cuenca de la Ciudad de México, Querétaro, Guanajuato y Puebla, mientras que en el extremo oriental se encuentran vestigios de la actividad volcánica por cuerpos plutónicos y subvolcánicos de composición gabroica a diorítica en la región de Palma Sola (Gómez-Tuena et al., 2003; Ferrari et al., 2005b). La composición de los cuerpos ígneos de esta edad sugiere que son producto de la fusión de la placa subducida en bajo ángulo o subhorizontal consistente con la hipótesis del alejamiento progresivo del magmatismo de arco desde la trinchera a partir del Mioceno Tardío (Gómez Tuena et al., 2005).

Mioceno Tardío

Durante este tiempo se emplaza un extenso episodio de vulcanismo máfico desde Nayarit hasta Veracruz, conformado por mesetas basálticas emplazadas a través de fisuras; en la costa norte de Veracruz la actividad continúa con coladas de lava de basalto alcalino y conos monogenéticos, esta composición es indicativo de vulcanismo intraplaca (Orozco Esquivel et al., 2003), (Gómez Tuena et al., 2005).

Mioceno Tardío-Plioceno Temprano

En este periodo el vulcanismo disminuye significativamente, se emplazan complejos de domos dacíticos y riolíticos, así como grandes volúmenes de ignimbritas emitidas por calderas regionales, sus vestigios se pueden observar en Guadalajara y en la parte norte del rift de Colima, donde domina el vulcanismo máfico de composición alcalina con una ligera firma de subducción.

En la porción central de la Faja Volcánica Transmexicana se formaron las grandes calderas como Amazcala, Amealco, Huichapan, Los Azufres entre otras, con emisión de tobas pumicíticas e ignimbritas. En la porción oriental de la FVTM en el borde de la Sierra Madre Oriental se han reportado secuencias piroclásticas del Plioceno Temprano que se encuentran cubiertas e intercaladas por lavas basálticas (Cantagrel y Robin, 1979; Ochoa-Camarillo, 1997), (Gómez Tuena et al., 2005).

Plioceno Tardío- Cuaternario

El vulcanismo silícico y bimodal se ve reemplazado por un arco volcánico de composición andesítica-basáltica. A partir del Plioceno Tardío dominan campos de volcanes monogenéticos con altos contenidos de potasio. Durante el Cuaternario dominan estratovolcanes en la parte occidental de la FVTM.

En la porción oriental de la FVTM comienza un hiatus que cubre el final del Mioceno y todo el Plioceno temprano y se reestablece con el emplazamiento de diferentes centros monogenéticos formando la Sierra de las Cruces. La mayor parte del vulcanismo de la parte oriental de la FVTM se desarrolla durante el Cuaternario con vulcanismo máfico de conos monogenéticos.

Los estudios realizados por Luca Ferrari et al., (2005) cercanos a la zona de trabajo, indican que las lavas producto del vulcanismo en todo el sur de Provincia Alcalina Oriental se extienden hasta la parte este de la Sierra Madre Oriental al oeste de Huachinango y en la zona costera de Poza Rica, Veracruz. Las lavas rellenaron paleo-valles y alcanzan un espesor de varios cientos de metros. Aunque parcialmente erosionados, los flujos son casi continuos de Huachinango a las inmediaciones de Poza Rica, Veracruz.

4. Marco geológico regional

Los flujos de basaltos ubicados en las inmediaciones de la Ceiba, Veracruz, al oriente del área de estudio, son probablemente equivalentes a los basaltos alcalinos descritos por Nelson y Lighthart (1997) en el cañón Tulancingo en la base del volcán Cuaternario Las Navajas, y a su vez los flujos de lava que afloran en las inmediaciones de Poza Rica, representan un importante pulso de volcanismo alcalino en la parte oriental de la FVTM (Ferrari Pedraglio et al., 2005).

Las figuras 4.4 y 4.5 muestran los sectores en los que se divide la Sierra Madre Oriental, donde se tiene a la zona Tulancingo–Poza Rica, donde se ubica el área de estudio.

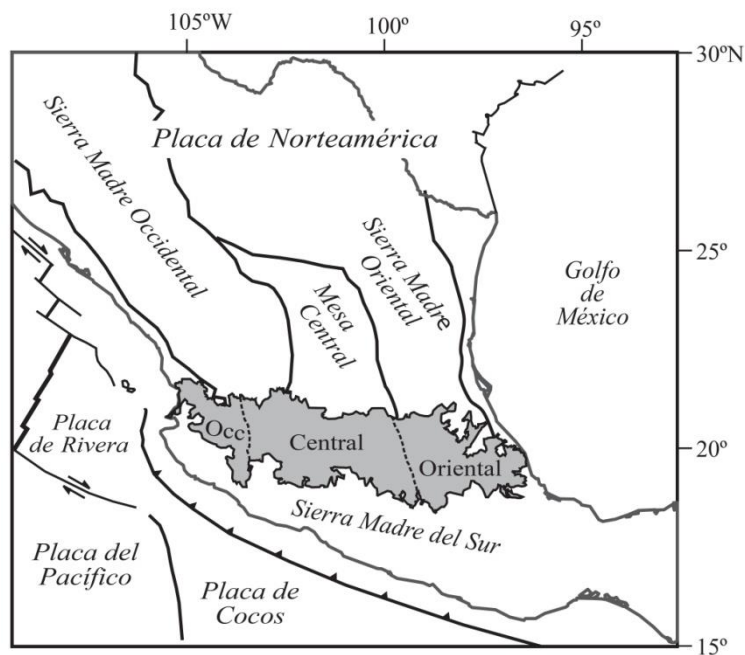


Figura 4.4. Ubicación de la FVTM y de los tres sectores en los que se divide (Tomada de Gómez-Tuena et al., 2005).

4. Marco geológico regional

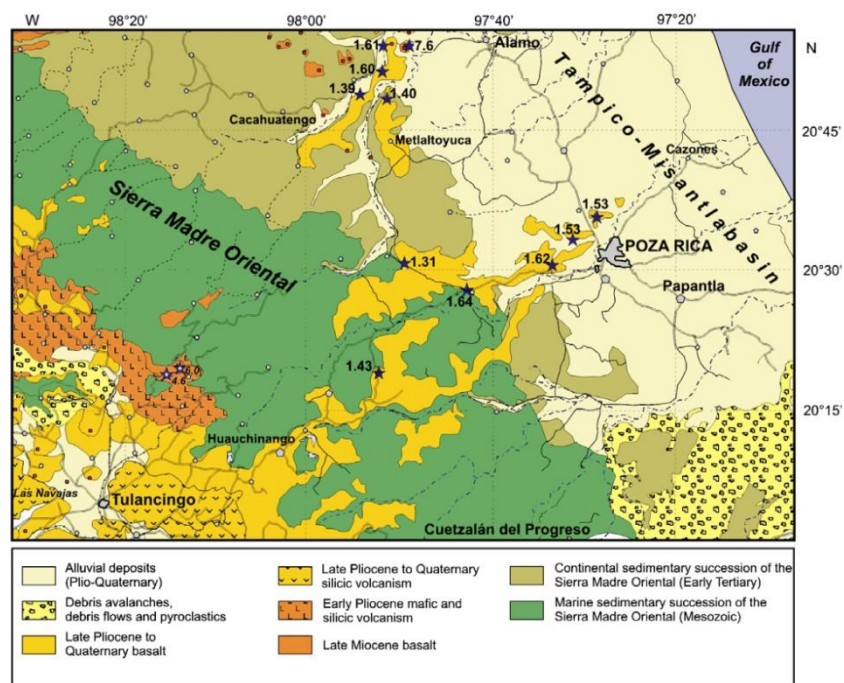


Figura 4.5. Mapa geológico de la zona Tulancingo–Poza Rica (Tomada de Ferrari et al., 2005).

CAPITULO 5

5. ANÁLISIS DE LAS SECUENCIAS ESTRATIGRÁFICAS CON POTENCIAL (LUTITAS ACEITÍFERAS Y GASÍFERAS)

5.1. Características esenciales para la evaluación de lutitas aceitíferas y gasíferas

En éste capítulo se describen las principales características que deben cumplir los yacimientos no convencionales asociados a lutitas aceitíferas y gasíferas para ser considerados como rocas potencialmente generadoras-almacenadoras.

Las características que deben cumplir las secuencias estratigráficas de grano fino para que puedan constituir yacimientos de aceite y/o gas en lutitas son principalmente las siguientes:

- Porcentaje de carbono orgánico total (COT) mayor al 2% (PEMEX, 2015).
- Reflectancia de vitrinita mayor a 0.9% (PEMEX, 2015).
- Profundidad de 1000 a 3000 m (International, 2013).
- Espesor variable de 50 a 400 m (International, 2013).
- Altamente fracturable, por eso es importante el contenido de cuarzo y/o calcita que debe ser mayor al 50% (K.K. Chong 2010).
- Contenido mineralógico encontrado en este tipo de litologías: minerales principales carbonato de calcio y sílice, minerales secundarios arcillas (illita, mica y esmectita), minerales accesorios pirita, marcasita, feldespatos, plagioclasas, apatito etc.

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)

- Los registros geofísicos utilizados para evaluar este tipo de yacimientos son principalmente los registros de tipo radiactivos y los de resistividad, ya que muestran una respuesta particular donde se tienen intervalos de lutitas aceitíferas y gasíferas.
- En el registro de rayos gamma los valores API se muestran altos, mientras que el registro de espectroscopia de rayos gamma permite diferenciar entre la materia orgánica y los minerales arcillosos presentes en la roca. Para yacimientos asociados a lutitas gasíferas, si el depósito de la unidad estratigráfica de interés se llevó a cabo en un ambiente marino, el Uranio será indicador de la riqueza de materia orgánica, pero si el depósito se llevó a cabo en un medio lacustre, la riqueza de Uranio disminuye considerablemente; en este caso ambos registros son útiles para diferenciar la presencia de materia orgánica y el contenido arcilloso (Passey et al., 2010).
- El registro sísmico muestra un tiempo de tránsito lento.
- El registro de densidad tiene una respuesta baja debida principalmente a la materia orgánica, ya que tiene baja densidad de grano y puede modificar significativamente la densidad total.
- La porosidad obtenida del registro de neutrón se ve afectada tanto por la presencia de arcilla como por la presencia de materia orgánica, sin embargo, para lutitas ricas en sílice el uso de los registros neutrón-densidad provee información útil en intervalos con alto contenido de gas.
- Para los registros de resistividad igual que para los radiactivos, la respuesta estará en función de los componentes de la roca, considerando que este registro se ve afectado principalmente por los compuestos eléctricamente conductivos y la porosidad.
- Para los yacimientos no convencionales asociados a lutitas se debe tomar en cuenta el agua de formación, los minerales arcillosos y el contenido de pirita asociado a la materia orgánica. Generalmente en estos yacimientos el contenido de arcilla varía del 30 al 70%, por lo que debido a la cantidad de minerales arcillosos, el registro tendrá una respuesta baja, sin embargo, si el contenido de materia orgánica y la pirita asociada a la misma es mayor, la respuesta del registro de resistividad disminuirá (Passey et al., 2010).

5.2. Secuencias estratigráficas dentro del área de estudio con posible potencial generador-almacenador

Las secuencias estratigráficas analizadas en este trabajo abarcan un lapso de tiempo que va desde el Jurásico Inferior al Cretácico Superior (Figura 5.1); específicamente se estudian las siguientes formaciones geológicas: Formación Huayacocotla, Formación Tepexic, Formación Santiago, Formación Pimienta, Formación Tamaulipas Inferior, Formación Tamaulipas Superior y Formación Agua Nueva; sin embargo las formaciones Tamaulipas Inferior y Superior, no se consideran potenciales para yacimientos no convencionales de lutitas aceítíferas y gasíferas, por guardar una estrecha relación estratigráfica con las unidades de interés.

En la figura 5.1 se indica que las unidades de interés son del Mesozoico abarcando un lapso del Jurásico Inferior (Sinemuriano) al Cretácico Superior (Turoniano).

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)

ERA	PERÍODO	ÉPOCA	EDAD	ÁREA DE ESTUDIO EXCURSIÓN GEOLÓGICA
MESOZOICO	CRETÁCICO	SUPERIOR	TURONIANO	AGUA NUEVA
			CENOMANIANO	TAMAULIPAS SUPERIOR
		INFERIOR	ALBIANO	
			APTIANO	
			BARREMIANO	
			HUATERIVIANO	
			VALAGINIANO	
			BERRASIANO	PIMIENTA
	JURÁSICO	SUPERIOR	TITHONIANO	
			KIMERIDGIANO	
			OXFORDIANO	SANTIAGO
			CALOVIANO	TEPEXIC
		MEDIO	BATHONIANO	
			BAJOCIANO	
			AALENIANO	
			TOARCIANO	
		INFERIOR	PLIENSCHACHIANO	HUAYACOCOTLA
			SINEMURIANO	
			HETTANGIANO	

UNAM	FACULTAD DE INGENIERÍA
TESIS PROFESIONAL	
ELAINE ANGÉLICA ARELLANO SÁNCHEZ LUIS ALBERTO RODRÍGUEZ TRUJILLO	

Figura 5.1. Columna estratigráfica del área de estudio.

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)

A continuación se dará una breve descripción de las formaciones de interés, sus principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional, y las características petrológicas que presentan para determinar su viabilidad como lutitas aceitíferas y gasíferas.

5.2.1. Formación Huayacocotla

Descripción general de la Formación

Definida por Imlay et al. (1948), con localidad tipo a lo largo del Río Vinazco, Veracruz. La formación se encuentra aflorando en el frente occidental de la Sierra Madre Oriental y en el subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla, en Huayacocotla, Veracruz y en Huauchinango, Puebla. Presenta excelentes afloramientos en la región de Pahuatlán, Puebla, dentro del área de estudio y en el núcleo del anticlinorio de Villa Juárez.

Consiste de gruesos horizontes lutita oscura (fotografía 5.1) con intercalaciones de arenisca y conglomerado, además de algunos lentes de caliza; también tiene horizontes de carbón hacia la cima, con restos fósiles de plantas, amonitas y pelecípodos. Los contactos inferiores y superiores son discordantes con las formaciones Huizachal y Cahuasas respectivamente.

La Formación Huayacocotla es de edad Jurásico temprano (Sinemuriano – Pliensbachiano), obtenida por la presencia de amonites y pelecípodos que además permiten interpretar que la unidad se acumuló en condiciones de depósito marinas someras, de baja energía, en zonas cercanas al continente.

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)



Fotografía 5.1. Formación Huayacocotla en afloramiento constituido de lutitas laminares (Pahuatlán, Puebla).

Descripción megascópica y microscópica

Durante la excursión de campo es posible estudiar a la Formación Huayacocotla en la estación 1, donde tiene un color a la intemperie café claro con gris y al fresco negro-gris, como se puede observar en la fotografía 5.2, y en la fotografía 5.3 se muestra contenido fósil de restos de plantas, pelecípodos y amonites.



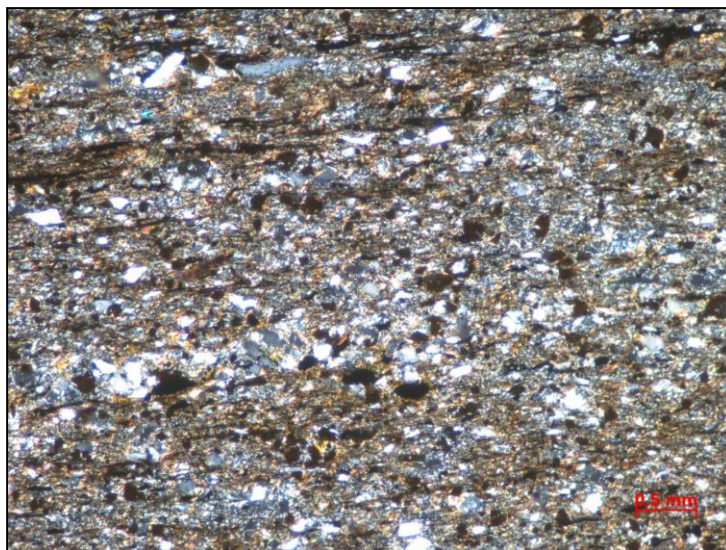
Fotografía 5.2. Amonites con diámetro de 2 cm promedio en el afloramiento de las lutitas de la Formación Huayacocotla (Pahuatlán, Puebla).

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)



Fotografía 5.3. Pelecípodo con 10 cm en el eje mayor y 0.06 m en el eje menor dentro de lutitas de la Formación Huayacocotla (Pahuatlán, Puebla).

Se compone de una lutita laminada, en la que se presentan dos litofacies, la primera consta de cristales de cuarzo, soportados por una matriz arcillosa con porcentajes de 20 y 70% respectivamente, con un porcentaje de carbonato de calcio de apenas 3% y la segunda, es una facies en la que predomina la matriz arcillosa sobre los granos de cuarzo con 77 y 10% respectivamente, en ambas facies es abundante la materia orgánica con un 7% en la primera facies y un 10% en la segunda (Fotografía 5.4), por lo que es una roca con buen potencial de gas en lutitas.



Fotografía 5.4. Fotomicrografía de lámina delgada de la Formación Huayacocotla vista con nicoles cruzados donde se observa la materia orgánica (Pahuatlán, Puebla).

Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional

Estudios realizados por PEMEX en la Provincia Tampico-Misantla, muestran que el contenido de Carbono Orgánico Total (COT) varía entre 0.1 y 4.6%, con potencial generador de gas y aceite de pobre a excelente. El índice de Hidrógeno varía desde 53 en el frente de la Sierra Madre Oriental, hasta 542 mg HC/g COT hacia el oriente, predominando los valores menores a 300, lo que corresponde a una mezcla de kerógenos II/III precursor de gas y aceite. Por otro lado, la temperatura máxima de pirólisis (Tmax) del kerógeno registra valores entre 432°C (madurez baja) correspondiente a la entrada a la ventana de generación de aceite en el oriente, hasta 450-544°C (madurez alta-sobremadurez) ligada a la ventana de generación de gas y condensado al occidente en el frente de la Sierra Madre Oriental. Los estudios ópticos de la materia orgánica muestran un predominio de materia orgánica leñosa sobre la amorfa lo que indica un mayor potencial de gas.

Existen otros indicadores geoquímicos de su carácter autóctono como son la abundancia del Bisnorhopano 28,30 en los aceites de la porción terrestre de la cuenca y los extractos de roca (bitúmenes) de la Formación Huayacocotla y su pérdida en los extractos de roca del Jurásico Superior. No obstante, la presencia de este biomarcador está controlada fácilmente como lo indica su ausencia en el extracto de rocas de la misma edad en algunos pozos. Otra característica de los extractos de roca de la Formación Huayacocotla es la pérdida de los propilcolestanos (Esteranos C30), lo cual sugiere un ambiente deposicional lacustre, aunque por otro lado están presentes los Dinosteranos que indican un ambiente marino somero (Román Ramos et al., 2013).

5.2.2. Formación Tepexic

Descripción general de la Formación

Definida por Imlay en 1952. La localidad tipo se ubica en el puente de Mampostería de Acazapa, en el norte del estado de Puebla. Se encuentra ampliamente distribuida en el centro-este de México, en los estados de Puebla e Hidalgo principalmente.

Está formada por calizas arcillosas de color gris a gris oscuro, de grano grueso, con abundantes granos de cuarzo, además, presenta estratos lenticulares de calcarenita de color gris oscuro hasta casi gris negruzco. El límite inferior es concordante con la Formación Huizachal, mientras que de manera discordante se encuentra sobre las formaciones Cahuassas, Huayacocotla y Huehuetepic; el límite superior generalmente es concordante con la Formación Santiago, sin embargo, en algunas áreas esta unidad subyace a la formaciones Tamán y Chipoco.

La formación se acumuló en un ambiente marino somero cercano a la costa en el Jurásico Medio (Batoniano tardío-Calloviano medio). Los depósitos marinos de transgresión constituidos por barras de arenas, depósitos lagunares y la fauna encontrada de pelecípodos y amonites, indican que el depósito ocurrió en las cercanías de la costa, en lagunas costeras o en la plataforma somera.

Descripción megascópica y microscópica

La Formación Tepexic se puede observar en las estaciones 2 y 5 de la excursión geológica, sin embargo, en la estación 2 es donde se tienen afloramientos más extensos con mayor contenido de materia orgánica. Está compuesta por lutita, limolita y arenisca; que domina 70% con respecto a las anteriores; la arenisca presenta estratificación cruzada, mientras que la lutita presenta alto contenido de materia orgánica leñosa. La arenisca se compone de cuarzo, moscovita y minerales metamórficos ferromagnesianos. Los espesores de los estratos de las lutitas laminares varían de 0.03 a 0.17 m. En el afloramiento se aprecia el cambio de ambiente en el litoral de barras arenosas a depósitos de laguna costera. Los

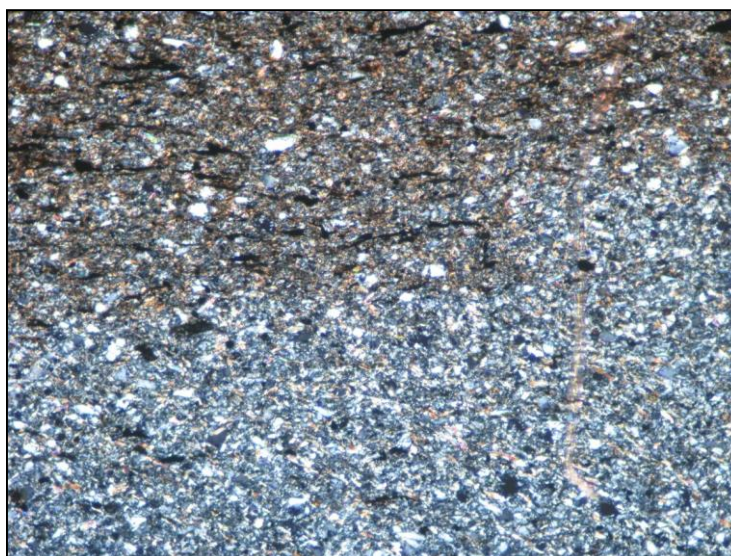
5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)

estratos de arenisca son lenticulares, con espesores que varían de 0.08 a 0.8 m (fotografía 5.5).



Fotografía 5.5. De izquierda a derecha se aprecia el cambio en espesor de menor a mayor de los estratos de arenisca en el afloramiento, nótese la escala (Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalcruz de Libres, Puebla).

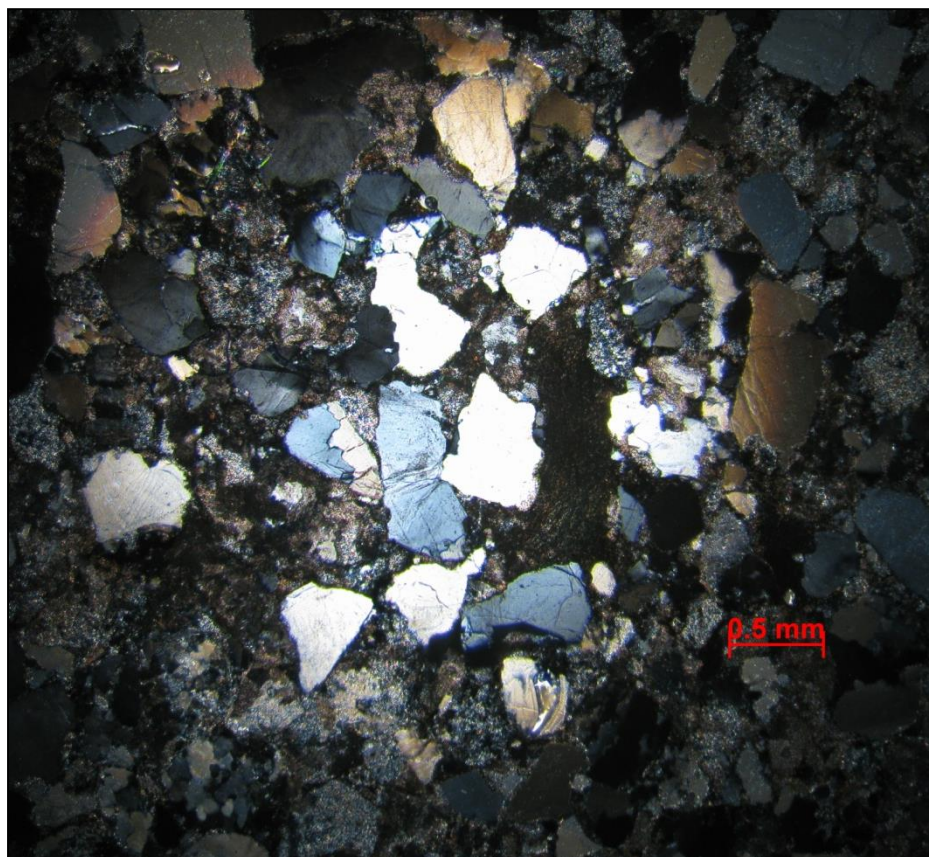
Con el análisis microscópico se corroboró la presencia de lutita y arenisca. La lutita está compuesta mayormente por cuarzo 30% y feldespato 24% promedio, mientras que la arcilla, las micas y la materia orgánica se presentan en abundancia promedio 23%, 20% y 3% respectivamente (fotografía 5.6).



Fotografía 5.6. Fotomicrografía de la lutita en la Formación Tepexic (Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalcruz de Libres, Puebla).

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)

La arenisca presenta el siguiente contenido mineralógico, cuarzo 40%, feldespato 20%, micas 15% y arcillas 5% (Fotografía 5.7).



Fotografía 5.7. Fotomicrografía con nicoles cruzados de la arenisca de la Formación Tepexic, donde se observan los componentes, tamaño y abundancia (Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalcruz de Libres, Puebla).

Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional

Para esta formación no se encontró información relacionada a las características geoquímicas en el sistema petrolero convencional, sin embargo, las lutitas tienen un alto contenido de COT, son carbonosas y contienen materia orgánica leñosa, por

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)

lo que son potencialmente buenas para formar yacimientos no convencionales de gas en lutita.

5.2.3. Formación Santiago

Descripción general de la Formación

Definida por Cantú-Chapa en 1969, con localidad tipo en las cercanías de la desembocadura del Arroyo Santiago. Se encuentra ampliamente distribuida en los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, Veracruz y Puebla.

Se compone de lutitas calcáreas de color gris oscuro con nódulos calcáreos, su base tiene predominación de lutitas negras a gris oscuro, muy fracturadas. El límite inferior es transicional y concordante con la Formación Tepexic, el límite superior es transicional y concordante con la Formación Tamán, excepto en Molango, Hidalgo, donde subyace discordantemente a la Formación Chipoco.

La Formación Santiago se depositó en condiciones marinas reductoras en facies de cuenca, del Jurásico Medio (Calloviano) al Jurásico Tardío.

Descripción megascópica y microscópica

Está compuesta por lutita calcárea de color café pardo a la intemperie y negro al fresco (Fotografía 5.8), con alto contenido de materia orgánica leñosa (Fotografía 5.9) y pirita diseminada, en algunas partes del afloramiento se observa chapopote; la lutita presenta laminación y marcas de carga (Fotografía 5.10).

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)

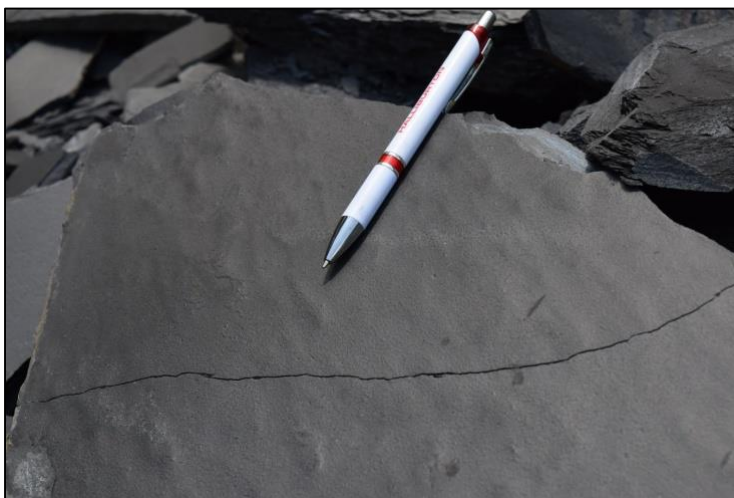


Fotografía 5.8. Se puede observar la laminación, la textura y la coloración negra de la roca, además de la coloración a la intemperie (parte inferior derecha de la fotografía) (Tlacuilopepec, Puebla).



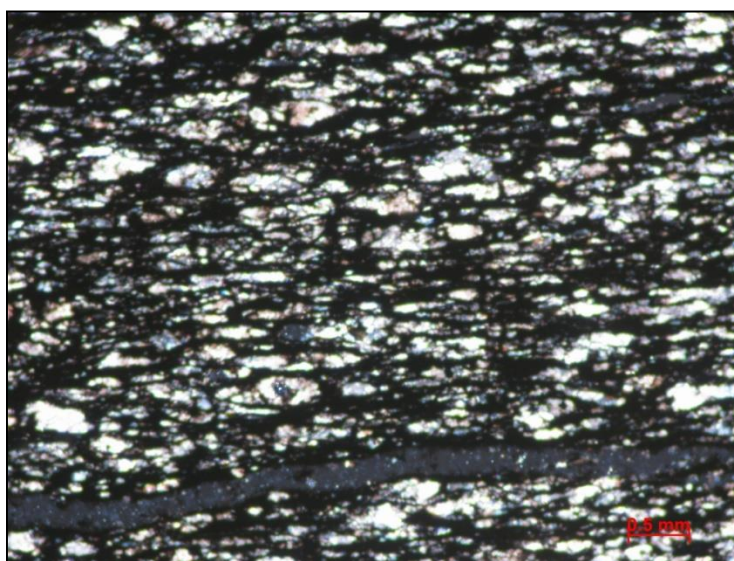
Fotografía 5.9. Se puede observar la materia orgánica acumulada y su distribución en la roca, además la coloración de ésta última (Tlacuilopepec, Puebla).

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceítíferas y gasíferas)



Fotografía 5.10. Presencia de marcas de carga y su tamaño en comparación con un objeto que funciona como escala (Tlacuilopez, Puebla).

Al realizar la observación en microscopio petrográfico se observa el siguiente contenido mineralógico: carbonato de calcio 50%, arcilla 34%, materia orgánica 12%, con 3% de cuarzo y 1% de minerales opacos, que corresponden principalmente con pirita ya que son visibles en muestra de mano (fotografía 5.11).



Fotografía 5.11. Fotomicrografía de la Formación Santiago, obsérvese el tamaño de grano (Tlacuilopez, Puebla).

Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional

Estudios realizados por PEMEX en la Cuenca de Tampico-Misantla muestran que el contenido de carbono orgánico total (COT) y de Hidrocarburos potenciales (S2) varía entre regular y excelente con valores de, 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g roca respectivamente. El kerógeno muestra índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) que varían entre 425 y 525°C. Estos valores son propios de un kerógeno original predominantemente de tipo II que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro. Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcilloso (Hopanos: C29<C30, C34>C35, alta relación Diasteranos/Esteranos), (Román Ramos, et al., 2013)

5.2.4. Formación Pimienta

Descripción general de la Formación

Definida por Heim en 1926, la localidad tipo se ubica 1 km al norte del poblado La Pimienta, al suroeste de Tamán, San Luis Potosí. Se encuentra distribuida en los estados de San Luis Potosí y Puebla, con excelentes afloramientos en las proximidades de la Presa Necaxa, Puebla.

Está constituida por calizas negras o blancas con estratificación delgada, rica en capas de pedernal y capas delgadas de bentonita en la cima. El contacto inferior de la formación es transicional y concordante con la Formación Tamán y el contacto superior es concordante y transicional con la Formación Tamaulipas Inferior. De manera general tiene un alcance Jurásico Tardío (Tithoniano)-Cretácico Temprano (Berriasiano/Valanginiano).

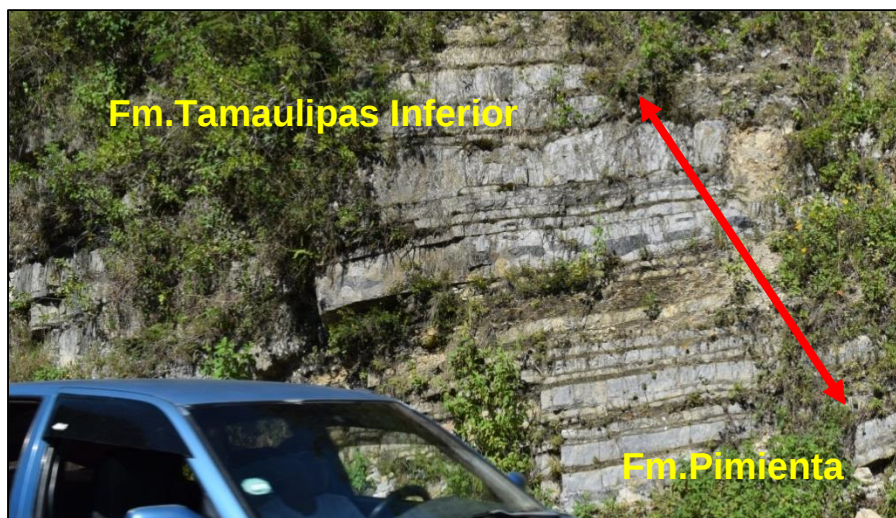
Aguilera (1972) sugiere un ambiente de depósito de plataforma sumergida inestable de aguas tranquilas y salinidad normal. La unidad refleja aporte de terrígenos y

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)

numerosos estratos de bentonita y pedernal negro, los cuales indican presencia de actividad volcánica contemporánea al occidente de la Sierra Madre Oriental.

Descripción megascópica

Durante la excursión de campo se puede observar a la Formación Pimienta en las estaciones 2 y 6. En la estación 2 es visible el contacto subyacente y transicional con la Formación Tamaulipas Inferior (fotografía 5.12). En el afloramiento de la estación 2, la Formación Pimienta está compuesta por estratos de caliza de espesor no mayor a 0.18 m intercalada con estratos de lutita y lentes de pedernal.



Fotografía 5.12. Contacto concordante y transicional entre la Formación Pimienta y la Formación Tamaulipas Inferior en el afloramiento de la estación 2 (Tlalcruz de Libres, Puebla).

En el afloramiento de la estación 6 se observa la cima de la Formación Pimienta compuesta por caliza wackestone, caliza arcillosa, lutita y lentes de pedernal (fotografía 5.13).

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)



Fotografía 5.13. Detalle de las texturas que presentan la lutita (en medio), caliza arcillosa (izquierda), caliza y pedernal de la Formación Pimienta (Sobre la carretera Federal México-Tuxpan, a un costado de la Presa Nuevo Necaxa, Puebla).

Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional

Los estudios realizados por PEMEX en la Provincia de Tampico-Misantla, indican que la Formación Pimienta tiene un COT que se encuentra entre 0.4 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 mg hc/g COT, con kerógeno tipo I y II. El IH varía entre 18 y 959, mientras que la Tmax se encuentra entre 412 y 476°C, la profundidad a la que se encuentra la formación varía desde los 1500-4100 m. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Hopanos: C29>>C30, C34<C35, regular relación Diasteranos/ Esteranos) (Román Ramos et al., 2013).

Esta unidad tiene una calidad intermedia como rocas generadoras-almacenadoras de aceite-gas, dentro de los yacimientos no convencionales.

5.2.5. Formación Agua Nueva

Descripción general de la Formación

Fue definida por Ice y McNulty en 1980, con localidad tipo en el Cañón de la Borrega, próximo al rancho Agua Nueva, en la Sierra de Tamaulipas. Es una formación ampliamente distribuida sobre el flanco occidental de la Sierra de El Abra; aflora ampliamente en frente y a lo largo de la Sierra Madre Oriental, en la Sierra de Tlmacazapa, en la Provincia de la Mesa Central y en la Sierra de Catorce, S.L.P.

Se compone de dos unidades, la primera como wackestone de color gris que presenta interestratificaciones de lutita calcárea en colores negro a ocre oliva; y la segunda como packestone laminado gris oscuro, en la cima la unidad se encuentra ligeramente bioturbada con interestratificaciones de lutita calcárea y lutita bituminosa, con delgados lentes de pedernal negro y estratos delgados de dolomía.

Sobreyace a la Formación Tamaulipas Superior y subyace a la Formación San Felipe. Su edad corresponde al Cenomaniano Superior-Turoniano temprano.

Debido al contenido litológico y faunístico, se interpreta que se acumuló en un ambiente marino anóxico en una plataforma externa a cuenca.

Descripción megascópica

En la excursión geológica de campo la Formación Agua Nueva tiene buenos afloramientos en las estaciones 7 y 8. En la estación 7 la Formación Agua Nueva es visible de forma individual y está representada con estratos bien definidos de color negro al fresco (fotografía 5.14) y color crema a la intemperie (fotografía 5.15), compuesta por caliza arcillosa, con alto contenido de materia orgánica y presencia de chapopote.

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)



Fotografía 5.14. Fotografía de muestra de mano de lutitas calcáreas de la Formación Agua Nueva, se observa el color al fresco y la estructura laminada (San Agustín, Puebla).



Fotografía 5.15. Panorámica de la Formación Agua Nueva, que se compone de estratos de lutitas calcáreas, con una dirección preferencial NW-SE y una inclinación al NE (San Agustín, Puebla).

En la estación 8, la Formación Tamaulipas Superior se encuentra en contacto concordante y subyacente a la Formación Agua Nueva, en donde se observa que el espesor de los estratos de la Formación Tamaulipas Superior disminuye; en la Formación Agua Nueva la litología presenta intercalaciones de lutitas y calizas arcillosas (fotografía 5.16).

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceitíferas y gasíferas)



Fotografía 5.16. Contacto concordante entre las Formaciones Agua Nueva y Tamaulipas Superior, el espesor de los estratos de la Formación Tamaulipas Superior disminuyen con un promedio de 0.11 m. la Formación Agua Nueva se observa con una tonalidad más oscura e intercalada con estratos de lutita (San Agustín, Puebla).

En esta misma estación, caminado sobre la carretera con dirección noreste hacia el poblado de San Agustín se observa a la Formación Agua Nueva muy intemperizada, que presenta un color café, con estratos apenas distinguibles, donde está compuesta principalmente por lutita y escasos lentes de pedernal con espesores que no sobrepasan los 0.10 m (fotografía 5.17).



Fotografía 5.15. Panorámica donde se observa a la Formación Agua Nueva que presenta una coloración café, por el alto grado de intemperismo y estratos de poco espesor (San Agustín, Puebla).

Principales características como rocas generadoras dentro del sistema petrolero convencional

Los estudios geoquímicos realizados por PEMEX en la Formación Agua Nueva se llevaron a cabo en la Cuenca de Burgos y la Provincia Tampico-Misantla, encontrándose que contiene kerógeno tipo II y COT 1-3% y kerógeno tipo II y COT de 0.5-8% respectivamente. La profundidad a la que se encuentra en la Cuenca de Burgos varía de los 1500-5000 m, mientras que en la Provincia de Tampico-Misantla la profundidad varía de los 1500-4100 m (Pemex, 2012); con amplios afloramientos en el sector este de la Sierra Madre Oriental.

5.3. Tabla síntesis de propiedades geoquímicas y litológicas de las secuencias estratigráficas con potencial de aceite y/o gas en lutitas.

A continuación se muestra la tabla 5.1 que resume las propiedades mineralógicas y geoquímicas de las formaciones con posible potencial generador-almacenador de aceite y gas en lutitas, dentro del área de estudio, con información de Pemex y análisis en muestra de mano y lámina delgada estudiadas en el laboratorio de petrografía de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

5. Análisis de las secuencias estratigráficas con potencial (lutitas aceítíferas y gasíferas)

Tabla 5.1. Principales propiedades mineralógicas y geoquímicas de las unidades estratigráficas con potencial de gas y/o aceite en lutitas, información tomada de Pemex (2013) y análisis de laboratorio de la FI UNAM (mineralogía)

Formación	Cuenca y/o provincia	Kerógeno	% COT	Mineralogía
Huayacocotla	Tampico-Misantla	II y III	0.1-4.6	Cuarzo 20% CaCO ₃ 3% Arcilla 70% MO 7%
Tepexic	Sin información	III	0.5-6.0	Cuarzo 30% Arcilla 23% Feldespato 24% Micas 20% MO 3% <i>Con base en análisis de muestra de mano</i>
Santiago	Tampico-Misantla	II	0.5-6.3	CaCO ₃ 50% Cuarzo 3% Arcilla 34% MO 12% Accesorios 1%
Pimienta	Tampico-Misantla	I y II	0.4-6.5	CaCO ₃ > 40% Arcillas > 20% MO > 5%
	Burgos	II y III	1-3.8	<i>Con base en análisis de muestra de mano</i>
Agua Nueva	Tampico-Misantla	II	0.5-8	CaCO ₃ >40% Arcillas > 20% MO > 5%
	Burgos	II	1-3	<i>Con base en análisis de muestra de mano</i>

*MO = Materia orgánica

CAPÍTULO 6

6. EXCURSIÓN GEOLÓGICA A LA SIERRA MADRE ORIENTAL, EN LA REGIÓN DE PAHUATLÁN-XICOTEPEC DE JUÁREZ ESTADO DE PUEBLA

6.1. Introducción

Una parte importante de la Geología es la observación y la interpretación fundamentada, habilidades que se desarrollan a través de la práctica de campo. La intención de esta excursión es la aplicación de los conocimientos de análisis de cuencas, Geología del Petróleo y otras disciplinas relacionadas en el estudio de los yacimientos no convencionales de gas y/o aceite.

La excursión geológica se llevará a cabo en dos días de acuerdo al itinerario establecido, en localidades próximas a las comunidades de Pahuatlán, Tlalcruz de Libres, Cuauneutla de la Paz, Xicotepec de Juárez, San Agustín, Nuevo Necaxa, Totolapa y Huauchinango en el Estado de Puebla.

El acceso al área de la excursión se logra por la autopista México-Tulancingo-Huauchinango de donde parte la carretera Federal No. 132 y dos kilómetros adelante se toma la carretera estatal 106 que pasa por las comunidades de Honey, Pahuatlan y Tlalcruz de libres, en el Estado de Puebla.

Para las localidades de San Agustín y Totolapa, el acceso es por camino pavimentado a partir de la carretera federal No 130, de donde existen desviaciones con carreteras estatales pavimentadas que permiten el acceso a los sitios de la excursión geológica.

La zona a visitar se ubica en la parte centro-oriental del territorio mexicano, en el Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras de la Sierra Madre Oriental, zona que expone un relieve topográfico mayor a los 2000 msnm.

En la región se tienen estructuras con deformación originadas por el evento denominado "Orogenia Laramide", cuya edad abarca desde el Cretácico al Cenozoico Temprano, posteriormente ocurrió otra fase de deformación que originó fallamiento lateral.

Aunque las secuencias conocidas en la región abarcan hasta el Paleozoico, la estratigrafía de la zona de la excursión geológica refleja la evolución geológica que ha ocurrido a partir del Triásico Superior, periodo en el cual la región estuvo emergida y las secuencias de basamento expuestas a la erosión, generándose el depósito de terrígenos en las zonas de topografía baja que constituyen conglomerados, areniscas y lutitas que dan origen a la Formación Huizachal. En el intervalo del Triásico-Jurásico ocurre un proceso de deformación con extensión e inicia la apertura del Océano Atlántico y Golfo de México, que originó altos y bajos estructurales debido al desarrollo de horst y grabens. En el Jurásico Inferior, una invasión marina que proveniente del Océano Pacífico cubre áreas de topografía baja y se origina la Cuenca de Huayacocotla (rift abortado), que al desarrollarse da lugar al depósito de la Formación Huayacocotla. Una nueva emersión del área en el Jurásico Medio, producto del levantamiento de la Cuenca de Huayacocotla, propició el desarrollo de sedimentos continentales (conglomerados, areniscas y lutitas) de la Formación Cahuasas. Posteriormente, a partir del Calloviano, dada una progresiva extensión del Golfo de México y el paulatino hundimiento de fosas y pilares, se propagó una transgresión marina en los grabens en cuyos ambientes de transición y someros ocurrió el depósito de carbonatos, terrígenos y evaporitas. Lo anterior se deduce del carácter calcáreo-arcilloso de las formaciones Tepexic, Santiago, Tamán y Pimienta con sus respectivos cambios de facies, lo que indica un cambio importante en el nivel del mar, ya que en la parte final del Jurásico la acumulación de sedimentos calcáreo-arcillosos ocurrió en ambientes marinos de mayor profundidad.

En el Cretácico, la transgresión continuó a escala continental, quedando cubiertos por agua todos los elementos topográficos positivos, por lo que se desarrollaron bancos, rampas, plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas, con lo que se depositaron los sedimentos de las formaciones Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior. Para el Cretácico Tardío la circulación del agua ya no estuvo restringida y además, por la subducción de la placa Farallón (paleo-pacífica) y el movimiento del bloque de Yucatán, se observa un incremento del material terrígeno al acumularse sedimentos calcáreo-arcillosos de las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez. En el final del Cretácico y el principio del Paleógeno la región estuvo sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide, la cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia

mesozoica, resultando la estructura de la Sierra Madre Oriental así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México.

Los últimos eventos se registran en el Cenozoico, en el que ocurre vulcanismo que da origen a domos, derrames de lava y rocas piroclásticas; también ocurre una fase deformación que origina fallamiento lateral.

6.2. Objetivos

Los participantes realizarán trabajo geológico de campo relacionado al análisis de cuencas enfocado a la evaluación de secuencias sedimentarias con potencial de contener gas y/o aceite no convencionales. Aplicarán sus conocimientos para reconocer los rasgos litológicos, petrológicos, estratigráficos y estructurales de la secuencia sedimentaria que aflora en la región, con el fin de caracterizar los ambientes sedimentarios, caracterizándolos como roca generadora y almacenadora del sistema no convencional correspondiente con gas y/o aceite en lutitas.

6.3. Método de trabajo

Se trabajará de manera colaborativa en equipos de tres personas, quienes realizarán para cada estación las siguientes actividades como mínimo:

- a) Cada afloramiento se ubicará en los mapas topográficos y geológicos correspondientes.
- b) Se elaborará un croquis del afloramiento para mostrar la descripción general, haciendo énfasis en el aspecto y la calidad de las rocas que afloran, así mismo se debe poner la orientación y dimensiones del mismo. Es importante incluir observaciones en el croquis.
- c) Realizar una hipótesis acerca de la naturaleza de las unidades y su relación con los yacimientos petroleros no convencionales.
- d) Se describirá el afloramiento para establecer la superposición de unidades, relación de corte, tipo de límites entre unidades, reconocimiento de unidades, edades relativas y medición de espesores (total, expuesto o estructural).

- e) Se debe realizar el reconocimiento y descripción de las estructuras presentes en el afloramiento como pliegues, fallas, vetillas, fracturas, etc.
- f) Se debe describir la o las relaciones estratigráficas cuando se tenga más de una unidad estratigráfica (contactos concordantes, discordantes).
- g) Se tomarán muestras de roca representativas y orientadas, las cuales deben estar referenciadas al croquis y rotuladas claramente.
- h) Realizara la descripción megascópica de la misma y realizar la clasificación de campo.
- i) Se realizará la discusión sobre los resultados obtenidos.
- j) Se elaborarán las conclusiones.

6.4. Equipo de trabajo

Martillo de geólogo, cincel, navaja, lupa 10x o 20x, libreta de campo, brújula Brunton, transportador de campo, flexómetro, botas, morral para muestras, impermeable, carpeta de pasta dura, papel milimétrico tamaño carta, lápices, colores, gotero con ácido clorhídrico diluido al 10%, mochila de campo, sombrero, bolsas de plástico para muestras, cintillos para amarrar las bolsas, marcador indeleble y cámara fotográfica.

6.5. Itinerario

Primer Día:

7:00 hrs.	Salida: Metro Ciudad Universitaria
09:30-10:20 hrs	Estación 1: Pahuatlán, Puebla (Formación Huayacocotla)
10:20-10:40 hrs	Traslado hacia Tlalacruz de Libres, Puebla
10:40-12:00 hrs	Estación 2: Tlalacruz de Libres, Puebla (Transición entre las formaciones Pimienta y la parte basal de Tamaulipas Inferior)
12:00-12:10 hrs	Traslado hacia Tlalacruz de Libres, Puebla
12:10-14:30 hrs	Estación 3: Entre los poblados de Cuauneutla y Tlalacruz de Libres, Puebla (Formación Tepexic)
14:30-15:45 hrs	Traslado hacia Tlacuilotepec, Puebla
15:45-16:45 hrs	Estación 4: Tlacuilotepec, Puebla (Formación Santiago)
16:45-17:15 hrs	Traslado hacia Xicotepec de Juárez, Puebla
17:30 hrs	Llegada: Hotel "Mi Ranchito" de Xicotepec de Juárez, Puebla.

Segundo Día:

7:00-8:00 hrs.	Desayuno en el Hotel "Mi Ranchito"
8:00-9:30 hrs.	Traslado hacia Totolapa, Puebla
9:30-11:00 hrs.	Estación 5: Central Hidroeléctrica de Tezcapa, Puebla (Formación Tepexic)
11:00-12:00 hrs.	Traslado hacia la Presa Nuevo Necaxa, Puebla
12:00-13:00 hrs.	Estación 6: Sobre la carretera Federal México-Tuxpan, a un costado de la Presa Nuevo Necaxa, Puebla (Cima de la Formación Pimienta)
13:00-13:20 hrs.	Traslado hacia San Agustín, Puebla
13:20-15:00 hrs.	Estación 7: San Agustín, Puebla (Formación Agua Nueva)
15:00-15:10 hrs.	Traslado hacia estación 8, San Agustín, Puebla
15:10-17:00 hrs.	Estación 8: San Agustín, Puebla (Transición entre las formaciones Tamaulipas Superior y Agua Nueva)
17:00-17:30 hrs.	Traslado hacia Xicotepec de Juárez, Puebla
17:30-18:30 hrs.	Estación 9: Xicotepec de Juárez, Puebla (Formación Tamaulipas Inferior)
18:30-20:30 hrs.	Traslado de la ciudad de México, D. F.
20:30 hrs.	Llegada: Metro Ciudad Universitaria Fin de la excursión Geológica

6.6. Estaciones programadas

6.6.1. Estación 1

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 588 909; N: 2 242 651)

Tiempo de estancia: 50 minutos

Formación: Huayacocotla

Localidad: Pahuatlán, Puebla

Descripción general de la unidad estratigráfica

Definida por Imlay et al. (1948). La localidad tipo se encuentra aflorando a lo largo del Río Vinazco y otras localidades del frente occidental de la Sierra Madre Oriental; también ha sido cortada por pozos petroleros de la Provincia Tampico-Misantla, en las proximidades de Huayacocotla, Veracruz y en Huauchinango, Puebla.

Consiste de lutitas oscuras con intercalaciones de areniscas y conglomerados, además de algunos lentes de caliza; también, tiene un pequeño contenido de carbón hacia la cima, con restos fósiles de plantas, amonitas y pelecípodos. Los contactos inferiores y superiores son discordantes con las formaciones Huizachal y Cahuasas respectivamente.

Su depósito ocurrió en una cuenca de tipo rift durante el Jurásico temprano (Sinemuriano – Pliensbachiano), edad que se ha determinado por la presencia de amonites y pelecípodos. Su ambiente es marino somero de baja energía en zonas cercanas al continente.

Descripción del afloramiento

La formación aflora en el sector noroeste del poblado de Pahuatlán, Puebla, sobre los cortes de la carretera estatal 106, en una zona cubierta por vegetación (fotografía 6.1), tiene un color a la intemperie café claro con gris y al fresco gris oscuro. Se compone de una lutita laminada, en la que se presentan dos litofacies, la primera consta de cristales de cuarzo, soportados por una matriz arcillosa y la segunda, es una facies en la que predomina la matriz arcillosa sobre los granos de

cuarzo. Los estratos tienen un rumbo y echado de $170^{\circ}/15^{\circ}$ y $113^{\circ}/29^{\circ}$, con un espesor máximo y mínimo de 0.08 y 0.48 m respectivamente (fotografía 6.2). en el afloramiento es posible ver restos de plantas, fósiles amonites y pelecípodos (fotografía 6.3).



Fotografía 6.1. Panorámica del afloramiento en donde se aprecia la Formación Huayacocotla (Pahuatlán, Puebla).



Fotografía 6.2. Afloramiento a un costado de la ruta 106, Formación Huayacocotla, estratos inclinados hacia el noreste (Pahuatlán, Puebla).



Fotografía 6.3. Muestra de roca fresca, con fósiles Amonites (izq.) muestra de roca a la intemperie en donde se observa laminación (der.)

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceítíferas y gasíferas

En el afloramiento es visible el contenido fósil de amonites y pelecípodos. En lámina delgada es posible observar a detalle la mineralogía de la roca, compuesta por Cuarzo 20%, CaCO_3 3%, Arcilla 70% y Materia Orgánica (MO) 7%; mientras que en estudios realizados por PEMEX en la Provincia Tampoco-Misantla, se ha calculado que el contenido de Carbono Orgánico Total (COT) de la Formación Huayacocotla varía entre 0.1 y 4.6% con potencial generador de pobre a excelente con una mezcla de kerógenos II/III precursores tanto de gas y aceite. Los estudios ópticos de la materia orgánica muestran un predominio de materia orgánica leñosa sobre la amorfa (Román Ramos et al., 2013).

Todas las características mencionadas anteriormente nos permiten considerar a la Formación Huayacocotla con posible potencial generador-almacenador de lutitas aceítíferas y gasíferas, lo que es evidente en las rocas del afloramiento de esta estación

6.6.2. Estación 2

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 592 575; N: 2 245 157)

Tiempo de estancia: 1h 20 minutos

Formación: Pimienta y Tamaulipas Inferior

Localidad: Tlalcruz de Libres, Puebla

Descripción general de la unidad estratigráfica

Formación Pimienta

Definida por Heim en 1926. Con localidad tipo ubicada a 1 km al norte del poblado La Pimienta, al suroeste de Tamán, San Luis Potosí. Aflora en varias localidades de la Sierra Madre Oriental en los estados de San Luis Potosí, Puebla e Hidalgo.

En la cima está constituida por calizas de color negro, gris y blanco con estratificación delgada, rica en capas de pedernal, con intercalaciones de capas de lutitas y capas delgadas de bentonita. El contacto inferior de la formación es transicional y concordante con la Formación Tamán y el contacto superior es concordante y transicional con la Formación Tamaulipas Inferior. De manera general tiene un alcance Jurásico Tardío (Tithoniano)-Cretácico Temprano (Berriasiano/Valanginiano).

Aguilera (1972) sugiere un ambiente de depósito de plataforma sumergida inestable de aguas tranquilas y salinidad normal. La unidad refleja aporte de terrígenos y numerosos estratos de bentonita y pedernal negro, los cuales indican presencia de actividad volcánica contemporánea en el occidente de México.

Formación Tamaulipas Inferior

Definida por Stephenson en 1922. Se encuentra aflorando al sur de la Península de Tamaulipas y en el frente oriente de la Sierra Madre Oriental; en subsuelo se ha reportado en las Cuencas de Burgos, Veracruz, y Zongolica y en la Provincia de Tampico-Misantla.

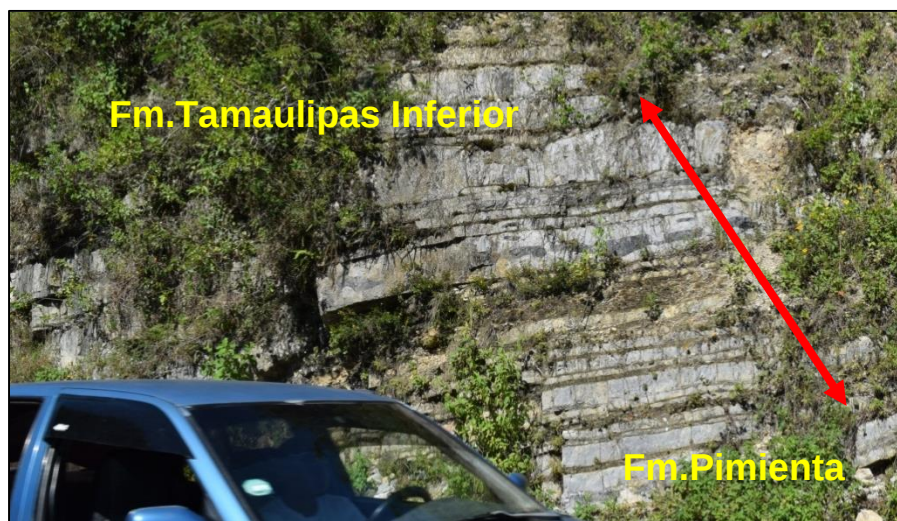
Consiste de caliza de textura fina, color crema grisáceo y crema amarillento en capas medianas y gruesas, con estilolitas paralelas a los planos de estratificación. Sobreyace transicional y concordantemente a la Formación Pimienta y Tamaulipas, subyace concordante al Horizonte Otates y a la Formación La Peña. De manera general se le asigna una edad Cretácico Inferior.

Se tienen reportados foraminíferos, gasterópodos, tintínidos y nanocónidos, lo que permite asignarle un ambiente de depósito marino somero de alta energía.

Descripción del afloramiento

Se observa la transición entre las formaciones Pimienta y Tamaulipas Inferior, ambas con un color gris y café claro a la intemperie (fotografía 6.4). La Formación Pimienta tiene color gris oscuro al fresco. En el contacto una caliza intercalada con lutita y lentes de pedernal (fotografía 6.5). Los estratos presentan un rumbo y echado de $108^{\circ}/31^{\circ}$, $94^{\circ}/26^{\circ}$ y $126^{\circ}/35^{\circ}$. Los lentes de pedernal tienen un espesor de 0.035 a 0.045 m, y la caliza con 0.07 a 0.18 m.

En la base de la Formación Tamaulipas Inferior las calizas presentan un color al fresco gris oscuro. Se compone de caliza wackestone a packestone, con presencia de fósiles foraminíferos soportados en una matriz micrítica, cuyos estratos de caliza son de mayor espesor que los de la Formación Pimienta; se intercalan con lentes de pedernal y escasos estratos de lutita remanentes de la transición entre ambas formaciones (fotografía 6.6). Los estratos tienen un espesor de 0.10 a 0.38 m.



Fotografía 6.4. Contacto concordante y transicional entre la Formación Pimienta y la Formación Tamaulipas Inferior (Tlalcruz de Libres, Puebla).



Fotografía 6.5. Formación Pimienta, estratos de caliza intercalados con lutita (Tlalacruz de Libres, Puebla).



Fotografía 6.6. Base de la Formación Tamaulipas Inferior, estratos de caliza (Tlalacruz de Libres, Puebla).

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas

En este afloramiento es posible observar a las formaciones en contacto concordante y transicional, ya que la Formación Pimienta se formó en un ambiente de depósito de plataforma sumergida y la Formación Tamaulipas Inferior de plataforma somera, el contacto nos indica la transición de la plataforma sumergida hacia la plataforma somera, por lo cual en este punto la Formación Pimienta presenta una litología de caliza arcillosa intercalada con lutita y el contenido de materia orgánica no es apreciable a simple vista, por lo tanto en esta estación debido al cambio de facies no se considera de interés a la Formación Pimienta como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas, sin embargo al analizar únicamente la fracción más arcillosa, esta si presenta características de rocas generadoras-almacenadoras de aceite y/o gas en lutitas; lo que no se cumple es lo referente al volumen de roca requerido, ya que predomina la fracción calcárea sobre la arcillosa

6.6.3. Estación 3

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 592 682; N: 2 246 697)

Tiempo de estancia: 1h 20 minutos

Formación: Tepexic

Localidad: Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalacruz de Libres, Puebla.

Descripción general de la unidad estratigráfica

Definida por Imlay en 1952. La localidad tipo se ubica en el puente de Mampostería de Acazapa, al norte del Estado de Puebla. Se encuentra ampliamente distribuida en el centro-este de México, en los estados de Puebla e Hidalgo principalmente.

Está formada por calizas arcillosas de color gris a gris oscuro, de grano grueso, con abundantes granos de cuarzo, además, presenta calcarenita de color gris oscuro hasta casi gris negruzco. El límite inferior es concordante con la Formación

Huizachal, mientras que de manera discordante se encuentra sobre las formaciones Cahuastas, Huayacocotla y Huehuetepic; el límite superior generalmente es concordante con la Formación Santiago, sin embargo, en algunas áreas esta unidad subyace a las formaciones Tamán y Chipoco.

La formación es de edad Jurásico Medio (Batoniano Tardío-Calloviano Medio). Los depósitos marinos de transgresión y la fauna encontrada de pelecípodos y amonites señalan que el depósito fue en las cercanías de la costa, o en las partes algo más profundas del litoral; las fracciones más arcillosas se acumularon en lagunas costeras.

Descripción del afloramiento

La Formación aflora a un costado de la carretera estatal 106, entre los poblados Tlalcruz de Libres y Cuauneutla de la Paz (fotografía 6.7). El color a la intemperie es café rojizo, al fresco es gris negruzco a negro; se compone de lutitas intercaladas con areniscas y limolitas (fotografía 6.8). A simple vista la lutita presenta alto contenido de materia orgánica leñosa, mientras que la arenisca presenta abundante contenido de cuarzo y en menor cantidad de moscovita y minerales metamórficos. Se aprecia un dominio de arenisca de 70% con respecto a la lutita y limolita. En el afloramiento se observa el cambio de facies con estratos de arenisca más gruesos, con espesores que varían de 0.08 a 0.8 m, lo cual es indicativo de una mayor cercanía a la costa (fotografía 6.8). El rumbo y echado de los estratos es de $134^{\circ}/22^{\circ}$ y $122^{\circ}/30^{\circ}$. La arenisca presenta marcas de corriente y estratificación cruzada.

Los espesores de arenisca varían de 0.03 a 0.17 m, se tomaron datos estructurales de los dos anticlinales presentes en el afloramiento (fotografía 6.9) pliegue 1: $348^{\circ}/82^{\circ}$ y $157^{\circ}/44^{\circ}$; pliegue 2: $140^{\circ}/43^{\circ}$ y $128^{\circ}/47^{\circ}$.



Fotografía 6.7. Panorámica del afloramiento de la Formación Tepexic (Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalcruz de Libres, Puebla).

6. Excursión geológica a la sierra madre oriental, en la región de Pahuatlán-Xicotepec de Juárez Estado de Puebla.



Fotografía 6.8. Cambio de facies de plataforma somera compuesta por lutita, arenisca y limolita (izq.) a plataforma somera cercana a la costa compuesta mayormente por arenisca de la Formación Tepexic (der.) (Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalcruz de Libres, Puebla).



Fotografía 6.9. Los anticlinales presentes en el afloramiento en la fracción arcillosa de la Formación Tepexic (Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalcruz de Libres, Puebla).

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceítíferas y gasíferas

La Formación Tepexic posee una granulometría que comprende desde arenas, limos y arcillas, con coloraciones oscuras y apreciable contenido de materia orgánica leñosa. En lámina delgada es posible observar la mineralogía de la roca, compuesta por Cuarzo 30%, Arcilla 23%, Feldespato 24%, Micas 20% y MO 3%. La mineralogía presente en la lámina delgada y las características observadas en campo, nos hace inferir un posible potencial generador-almacenador de lutitas gasíferas, sin embargo, es necesaria información geoquímica para establecer con mayor certidumbre su potencial con consideraciones cuantitativas; de forma cualitativa las rocas del afloramiento presentan excelentes características para constituir yacimientos no convencionales de gas en lutitas.

6.6.4. Estación 4

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 603 331; N: 2 245 353)

Tiempo de estancia: 1 hora

Formación: Santiago

Localidad: Entre los poblado de Tlapehuala y San Agustín de Atlihuacán, Puebla.

Descripción general de la unidad estratigráfica

Definida por Cantú-Chapa en 1969, cuya localidad tipo se encuentra en las proximidades de la desembocadura del Arroyo Santiago. Se encuentra distribuida en los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, Veracruz y Puebla.

Consta de lutitas calcáreas de color gris oscuro con nódulos calcáreos, la base de la formación está representada por lutitas negras a gris oscuro, muy fracturadas. El límite inferior es transicional y concordante con la Formación Tepexic, el límite superior es transicional y concordante con la Formación Tamán, excepto en

Molango, Hidalgo, donde subyace discordantemente a la Formación Chipoco. Su edad corresponde al Jurásico Medio (Calloviano) al inicio de Jurásico Tardío.

Por sus litofacies se interpreta que su acumulación ocurrió en un ambiente de depósito en condiciones marinas reductoras en facies de cuenca.

Descripción del afloramiento

La unidad estratigráfica aflora a un costado de la carretera estatal 106, entre los poblados de Tlapehuala y San Agustín de Atlihuacán, Puebla (fotografía 6.10). Se compone de lutitas calcáreas de color café rojizo a la intemperie (fotografía 6.11) y negro al fresco, con alto contenido de materia orgánica leñosa (fotografía 6.12), pirita diseminada, calcita y cuarzo, en algunas partes se observa chapopote, presenta laminación y marcas de carga (fotografía 6.13).



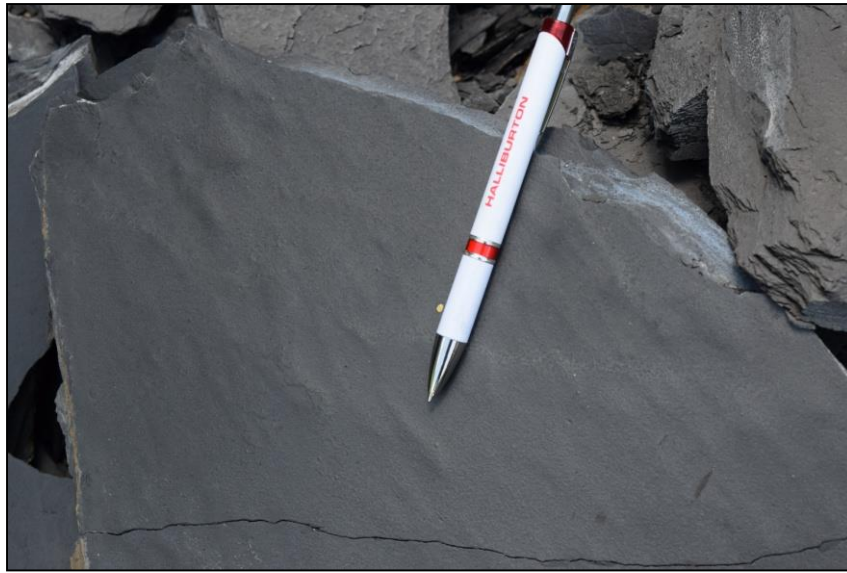
Fotografía 6.10. Afloramiento de lutitas calcáreas de la Formación Santiago (Tlacuilotepec, Puebla).



Fotografía 6.11. Lutita calcárea de la Formación Santiago, intemperizada, producto de la oxidación de minerales ferromagnesianos (Tlacuilotepec, Puebla).



Fotografía 6.12. Lutita calcárea de la Formación Santiago con presencia de materia orgánica leñosa (Tlacuilotepec, Puebla).



Fotografía 6.13. Lutita calcárea de la Formación Santiago con marcas de carga (Tlacuilotepec, Puebla).

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceitíferas y gasíferas

En los afloramientos estudiados en campo es apreciable a simple vista y al tacto el contenido de materia orgánica, ya que tiñe de negro al contacto por el contenido de carbón, además es posible ver los restos de materia orgánica leñosa (fotografía 6.12). Análisis de lámina delgada arrojan la siguiente mineralogía: CaCO_3 50%, Cuarzo 3%, Arcilla 34%, MO 12% y Minerales Accesorios 1%. (Estudios realizados por Pemex en la Provincia de Tampico-Misantla muestran que el contenido de carbono orgánico total (COT) y de Hidrocarburos potenciales (S2) varía entre regular y excelente, 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g roca respectivamente. El kerógeno muestra índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) que varían entre 425 y 525°C. Estos valores son propios de un kerógeno original predominantemente de tipo II que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro. Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcilloso (Hopanos: $\text{C}_{29} < \text{C}_{30}$, $\text{C}_{34} > \text{C}_{35}$, alta relación Diasteranos/ Esteranos).

Con las características descritas anteriormente se puede concluir que la Formación Santiago en los afloramientos estudiados tiene un buen potencial generador-almacenador de gas dentro de las lutitas calcáreas.

6.6.5. Estación 5

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 598, 030 m N; 2, 233, 410 m)

Tiempo de estancia: 1h 30 minutos

Formación: Tepexic

Localidad: Totolapa, Puebla

Descripción general de la unidad estratigráfica

Imlay (1952) hizo la primera mención de la formación describiéndola como calizas oscuras del Río Necoxtla. Posteriormente Erben (1956 a, b), propone de manera informal el nombre de calcarenita Tepexic. Su localidad tipo se encuentra en el puente de Mampostería de Acazapa, al norte del Estado de Puebla. Se encuentra ampliamente distribuida en el centro-este de México, en los estados de Puebla e Hidalgo principalmente. En Puebla tiene buenos afloramientos en las proximidades de los poblados de Necaxa, Tepexic y Ometepetl (Cantú-Chapa, 1971).

Erben (1956a) describe a la formación como una unidad de calizas arcillosas de color gris a gris oscuro, de grano grueso, con abundantes granos de cuarzo, además, presenta calcarenitas de color gris oscuro hasta casi gris negruzco; la base de la secuencia está conformada mayormente por calizas conglomeráticas.

El límite inferior es concordante con la Formación Huizachal (Erben, 1956a), mientras que el límite superior generalmente es concordante con la Formación Santiago (Cantú-Chapa, 1971; PEMEX, 1988; Ochoa-Camarillo, 1996; Ochoa-Camarillo et al., 1998; López-Palomino et al., 2005).

La formación es de edad del Jurásico Medio, (Batoniano tardío-Calloviano medio), Suter (1990) menciona que el depósito de esta unidad inició en una transgresión marina y que se depositó sobre una zona litoral (Servicio Geológico Mexicano, 2012).

Descripción del afloramiento

La formación aflora cerca de la estación hidroeléctrica Texcapa, que se encuentra en la población de Totolapa, Puebla, en las márgenes del Río Totolapa. Se compone de rocas de color a la intemperie café claro con gris, y al fresco varía de gris oscuro a negro; está compuesta por calizas arcillosas con abundante carbón (fotografías 6.14, 6.15, 6.16). La localidad presenta litologías que indican un cambio de facies de laguna a la barra en los paleolitorales del Jurásico Medio. En la barra se tiene un grainstone oolítico y en la laguna una caliza arcillosa y lutitas calcáreas. La lutita calcárea es rica en materia orgánica por lo que adquiere una coloración oscura, tiene laminación y dureza media. Contiene gran cantidad de cuarzo (>50%), una matriz lítica (35%), y un mínimo contenido de carbonato de calcio (<5%).

Los rumbos y echados en los estratos de caliza son $174^{\circ}/39.5^{\circ}$, $152^{\circ}/24.5^{\circ}$, y en la caliza arcillosa $161^{\circ}/20^{\circ}$, $167^{\circ}/40^{\circ}$. El relieve es de sierras con pendientes del orden de 44° .



Fotografía 6.14. Detalle de la lutita calcárea con alto contenido de materia orgánica con presencia de vetillas de calcita (Totolapa, Puebla).



Fotografía 6.15. Lutita calcárea de color gris oscuro con laminaciones y abundante materia orgánica (Totolapa, Puebla).



Fotografía 6.16. Laminación en lutitas calcáreas ricas en materia orgánica de la Formación Tepexic (Río Totolapa, Puebla).

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceítíferas y gasíferas

En el afloramiento es visible el alto contenido de materia orgánica al presentar un color gris oscuro y negro. Del análisis de la muestra en lámina delgada se encontró que el contenido de arcilla presenta una mayoría del 70%, mientras que el cuarzo tiene 20% y el carbonato de calcio apenas un 3%. Presenta potencial como lutita gasífera aceítífera debido al contenido de materia orgánica, sin embargo no dispone de información geoquímica para ésta unidad estratigráfica de otras provincias petroleras, por lo que su potencial se concluye considerando las características observadas en el afloramiento y en muestra de mano.

Delimitando la unidad estratigráfica se tiene una falla lateral derecha con las siguientes características generales:

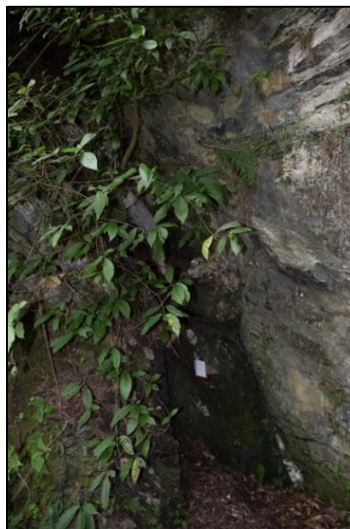
Ubicación: UTM (E: 598 068m; N: 2 233 195 m)

Localidad: Totolapa, Puebla

Descripción:

Brecha de falla lateral derecha con un espesor de 80 a 110 cm (fotografía 6.17), que desplaza los bloques de diferentes litofacies de la Formación Tepexic.

Datos del plano de falla 118°, 75°.



Fotografía 6.17. Vista de la falla lateral donde se puede apreciar la brecha de falla y su espesor (Río Totolapa, Puebla).

6.6.6. Estación 6

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 604523 m; N: 2236358 m)

Tiempo de estancia: 1 hora

Formación: Cima de la Formación Pimienta

Localidad Camino a Nuevo Necaxa

Descripción general de la unidad estratigráfica

Heim (1926) propone que esta unidad sea nombrada capas Pimienta, que corresponde a un nombre informal; posteriormente en 1940 la designa como series Pimienta, cuya localidad tipo se encuentra a 1km al norte del poblado La Pimienta, al suroeste de Tamán, San Luis Potosí (Suter, 1990).

La unidad contiene calizas micríticas arcillosas cuyos espesores varían 20 a 30 cm, que se alternan con capas de lutita gris de 15 a 25 cm de espesor, con lentes de pedernal y capas delgadas de bentonita en la cima de la sucesión. Se encuentran también calizas arcillosas, gris oscuras ligeramente piritizadas con interestratificación fina de lutita negra bentonita y lentes de pedernal; también contiene estratos de mudstone con poca arcilla y lentes de pedernal y mudstone recristalizado. Cantú-Chapa (1971, 1984) mencionan que el contacto inferior de la formación es transicional y concordante con la Formación Tamán y el contacto superior es concordante y transicional con la Formación Tamaulipas Inferior.

De manera general tiene un alcance Jurásico Tardío (Tithoniano)-Cretácico Temprano. El ambiente en el que fue depositada la secuencia corresponde con una plataforma sumergida de aguas tranquilas.

Descripción del afloramiento

La formación aflora a un costado de la Presa de Nuevo Necaxa, Puebla; al fresco el color de la caliza es gris claro, mientras que la lutita es color negro y la caliza arcillosa es de color gris oscuro; la caliza arcillosa es de color gris oscuro al fresco y café claro cuando está intemperizada (fotografías 6.18, 6.19 y 6.20).

La formación en el afloramiento se compone de una intercalación entre lutita, caliza arcillosa y caliza wackestone con lentes de pedernal; La roca arcillosa contiene materia orgánica.

Los datos estructurales obtenidos tienen orientación $320^{\circ}/81^{\circ}$, $328^{\circ}/80^{\circ}$, $324^{\circ}/85^{\circ}$, y el espesor de estratos en las calizas varían entre 18 cm a 40 cm, en la caliza arcillosa de 6 cm a los 19 cm, en la lutita entre 10 cm y 12 cm y en el pedernal de 5.5 cm a 11 cm.

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceítíferas y gasíferas

En el afloramiento es visible el alto contenido de materia orgánica de apariencia leñosa en la secuencia calcáreo-arcillosa; no se tienen láminas delgadas, pero en muestra de mano el carbonato de calcio está presente tanto en la fracción calcárea como en la arcillosa. Estudios realizados por PEMEX en la Provincia de Tampico-Misantla muestran que la Formación Pimienta tiene un COT que se encuentra entre 0.4 y 6.5% con kerógeno tipo I y II. Lo que la vuelve potencialmente generadora de aceite y gas (Román Ramos et al., 2013).



Fotografía 6.18. Detalle de los estratos que presentan la lutita (en medio), caliza arcillosa (izquierda), caliza y pedernal a la cima de la Formación Pimienta (Nuevo Necaxa, Puebla).



Fotografía 6.19. Caliza arcillosa (derecha) en contacto con caliza limpia (izquierda) de la cima de la Formación Pimienta. Se observa que también la coloración de ambas litologías es diferente (Presa de Nuevo Necaxa, Puebla).



Fotografía 6.20. Vista panorámica del afloramiento de la Formación Pimienta. Cabe destacar que debido a la vegetación no es posible apreciar en su totalidad los pliegues y estructuras existentes, sin embargo si se pueden distinguir pliegues y fallas inversas (Nuevo Necaxa, Puebla).

6.6.7. Estación 7

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 604 427 m; N: 2 238 803 m)

Tiempo de estancia: 1h 40 minutos

Formación: Agua Nueva

Localidad: San Agustín, Puebla

Descripción general de la unidad estratigráfica

Formación Agua Nueva

Definida por Ice y McNulty en 1980. La localidad tipo se encuentra aflorando en el Cañón de la Borrega, próximo al rancho Agua Nueva, en la Sierra de Tamaulipas. Afloran también con una amplia distribución en el flanco occidental de la Sierra de El Abra, y al frente y a lo largo de la Sierra Madre Oriental, en la Sierra de Tlamacazapa, en la Provincia de la Mesa Central y en la Sierra de Catorce.

Se compone de dos miembros, el primero corresponde con Wackestone de color gris que presenta interestratificaciones de lutitas calcáreas en colores negro a ocre oliva; y el segundo como packestone laminado gris oscuro; en la cima la unidad se encuentra ligeramente bioturbada con interestratificaciones de lutitas calcáreas y lutitas bituminosas, con delgados lentes de pedernal negro y estratos delgados de dolomía.

Sobreyace concordante a la Formación Tamaulipas Superior y subyace también concordantemente a la Formación San Felipe. Con edad del Cenomaniano Superior-Turoniano Temprano.

Por su contenido litológico y faunístico su ambiente de depósito se ha definido como uno que va de plataforma externa a cuenca, en una zona de circulación restringida.

Descripción del afloramiento

La formación aflora hacia el noreste de la comunidad de San Agustín, Puebla, en el caso de las calizas arcillosas presenta un color claro a crema a la intemperie, mientras que al fresco su color tiende al negro. El afloramiento está compuesto de

calizas arcillosas y lutitas calcáreas con alto contenido de materia orgánica leñosa y presencia de chapopote. Algunas estructuras encontradas son las de estratificación regular y laminación (fotografías 6.21, 6.22 y 6.23) y los datos estructurales de estratificación corresponden con $143^{\circ}/33^{\circ}$, $141^{\circ}/32^{\circ}$, $137^{\circ}/35^{\circ}$, $138^{\circ}/42^{\circ}$, $142^{\circ}/40^{\circ}$, con espesores de estratos que van de los 16 a los 42 cm.

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceítíferas y gasíferas

En el afloramiento es visible el contenido de materia orgánica de apariencia leñosa en la roca que posee un color gris oscuro y negro; no se tienen muestras de lámina delgada y en muestra de mano el carbonato de calcio es la fracción dominante. Los estudios geoquímicos realizados por PEMEX en la Formación Agua Nueva que llevaron a cabo en la Cuencas de Burgos y en la Provincia Tampico-Misantla, determinan kerógeno tipo II y COT 1-3% y kerógeno tipo II y COT de 0.5-8% respectivamente. (PEMEX, 2012) lo que la convierte en una unidad estratigráfica con potencial generador de aceite y gas por lo que constituye una excelente roca generadora-almacenadora de yacimientos no convencionales.



Fotografía 6.21. Detalle de la intercalación de lutita con calizas arcillosas de la Formación Agua Nueva cercano al contacto con la formación Tamaulipas, donde se pueden observar estratos que tienen un ancho menor al encontrado en otras áreas próximas. (San Agustín, Puebla).



Fotografía 6.22. Estratos de calizas arcillosas y lutitas calcáreas de la Formación Agua Nueva, con coloraciones marrones a crema por intemperismo y negras al fresco, con un alto contenido de materia orgánica (San Agustín, Puebla).



Fotografía 6.23. Panorámica donde se puede observar la extensión del afloramiento de calizas de la Formación Agua Nueva con lájas muy continuas (San Agustín, Puebla).

6.6.8. Estación 8

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 604 900; N: 2 239 066)

Tiempo de estancia: 1h 50 minutos

Ubicación: Formación: Contacto entre la Formación Agua Nueva y la Formación Tamaulipas Superior

Localidad: San Agustín, Puebla

Descripción general de las unidades estratigráficas

Formación Agua Nueva

Se compone de calizas arcillosas de color gris que presenta interestratificaciones de lutitas calcáreas en colores negro a ocre oliva; También se tiene algunos estratos de wackestone y packestone laminado de color gris oscuro, en la cima la unidad se encuentra ligeramente bioturbada con interestratificaciones de lutita calcárea y lutita bituminosa, con delgados lentes de pedernal negro y estratos delgados de dolomía. Se considera un ambiente de depósito marino somero con circulación restringida.

Descripción del afloramiento

Formación Tamaulipas Superior

Esta estación se aprecia aflorando al noreste de la comunidad de San Agustín, Puebla, donde también se aprecia el contacto concordante entre la Formación Agua Nueva sobreyaciendo a la Formación Tamaulipas Superior, la que se compone calizas color café claro a la intemperie, mientras que el color al fresco es gris claro a oscuro (fotografías 6.24 y 6.25).

Presenta caliza en estratos gruesos que conforme se acerca al contacto con la Formación Agua Nueva los estratos de caliza comienzan a adelgazarse y empieza los estratos de calizas arcillosas y lutitas calcáreas (fotografías 6.25 y 6.26). Como estructuras características se tiene a la estratificación y laminación; por disolución presenta karsticidad. Los datos estructurales de un anticlinal en la Formación

Tamaulipas Superior corresponden con el flanco Norte con $304^{\circ}/57^{\circ}$ y $298^{\circ}/67^{\circ}$ y del flanco sur con $116^{\circ}/43^{\circ}$ y $111^{\circ}/42^{\circ}$.

El espesor de los estratos que va en la calizas de 8 a 47 cm y en los lentes de pedernal 2.5 a 19 cm.

El espesor de estratos en el contacto con la Formación Agua Nueva en la caliza va de los 0.03 a 0.2 m y en la lutita de los 0.005 a 0.03 m.

La caliza arcillosa presenta una gran cantidad de oolita, alcanzando el 40% de abundancia.



Fotografía 6.24. Contacto entre las Formaciones Tamaulipas Superior, (izquierda) y Agua Nueva (derecha), obsérvese el color de la caliza, y espesor de los estratos, además de las intercalaciones de lutita (San Agustín, Puebla).



Fotografía 6.25. Detalle de la Formación Tamaulipas Superior, en la cual se puede apreciar la caliza laminada (arriba), una intercalación de lutita (en medio), además de la presencia de disolución (blanco, abajo), (San Agustín, Puebla).



Fotografía 6.26. Detalle de la laminación en la Formación Tamaulipas Superior, donde se puede apreciar el color de la caliza (San Agustín, Puebla).

Formación Agua Nueva

En el contacto con la Formación Tamaulipas Superior se observa caliza arcillosa intercalada con lutita calcárea que conforme nos alejamos del contacto va teniendo una transición a una litología con mayor abundancia de estratos de lutita (fotografía 6.27) los que tienen un espesor de 2 a 5.5 cm y del pedernal 5 a 10 cm; además presenta un relieve con pendiente de 32° aproximadamente.



Fotografía 27. Panorámica del afloramiento donde se aprecia el contacto entre las formaciones Tamaulipas superior y Agua Nueva (San Agustín, Puebla).

Potencial de la unidad estratigráfica como yacimiento no convencional asociado a lutitas aceítíferas y gasíferas

En el afloramiento es visible el contenido de materia orgánica de apariencia leñosa en las rocas de la Formación Agua Nueva, la que presenta un color gris oscuro; además de que los estudios geoquímicos realizados por PEMEX en la Formación Agua Nueva que llevaron a cabo en la Cuencas de Burgos y en la Provincia Tampico-Misantla, determinan la presencia de kerógeno tipo II y COT 1-3% y kerógeno tipo II y COT de 0.5-8% respectivamente, (PEMEX, 2012), lo que la convierte en una secuencia estratigráfica con potencial generador-almacenador de aceite y gas en yacimientos no convencionales.

6.6.9. Estación 9

Ubicación: Coordenadas UTM (E: 609 070; N: 2 243 480)

Tiempo de estancia: 1 hora

Formación: Tamaulipas Inferior

Localidad: Xicotepec de Juárez, Puebla

Descripción general de la unidad estratigráfica

Definida por Carrillo en 1965, aunque fue reportada originalmente por Belt (1925), aflora en una extensa zona de la Sierra de Tamaulipas, y presenta una amplia distribución en la porción sur de la Península de Tamaulipas y en el frente oriental de la Sierra Madre Oriental.

Se describe como calizas de color gris, compacta y de grano fino, bien estratificadas, con abundante presencia de nódulos y lentes de pedernal de color negro a blanco. En la parte inferior la caliza es blanca cremosa, el pedernal es ausente y el que se logra encontrar es de color blanco.

Esta formación sobreyace transicional y concordantemente a la Formación Pimienta y Taraises. Subyace concordante al Horizonte Otates y a la Formación La Peña (Santamaría – Orozco et al., 1990). Su edad corresponde al Berriasiano - Aptiano Inferior.

El depósito de la formación ocurrió en un ambiente marino somero de alta energía.

Descripción del afloramiento

La unidad estratigráfica aflora en el noreste de la localidad de Xicotepec de Juárez, Puebla, donde la roca presenta un color a la intemperie gris crema mientras que su color fresco es gris oscuro; se compone de una caliza intercalada con delgadas capas de lutita y lentes de pedernal (Fotografías 6.28 y 6.29). La caliza presenta estratos de mayor espesor y presenta laminación por cambio textural de componentes aloquímicos; Los espesores en la lutita son de 0.015 a 0.04 m, de

0.18 a 0.65 m en la caliza y en pedernal de 0.01 a 0.04 m. Los estratos presentan los siguientes rumbos y echados, $270^{\circ}/20^{\circ}$, $287^{\circ}/20^{\circ}$ y $82^{\circ}/19^{\circ}$.

Se tienen algunos estratos gruesos con intraclastos y oolitas que corresponden con litofacies de grainstone, rebasando el 50% de abundancia de aloquímicos.

Mientras que la lutita que existe en intercalaciones tiñe de negro al tacto debido al alto porcentaje de materia orgánica, aunque por los delgados espesores que presenta no tienen un volumen significativo para considerarse como potenciales generadoras-almacenadoras en yacimientos no convencionales.



Fotografía 6.28. Estructura de laminación presente en los estratos de la Formación Tamaulipas Inferior. Se aprecian estructuras por actividad biológica (Xicotepec de Juárez, Puebla).



Fotografía 6.29. Textura de grainstone en los estratos gruesos de la Formación Tamaulipas Inferior, donde se aprecia laminación causada por cambios texturales (Xicotepec de Juárez, Puebla).

CAPÍTULO 7

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones

Con base en la información obtenida en este estudio de tesis, se establecieron las siguientes conclusiones.

- Se considera un recurso no convencional aquella reserva de hidrocarburos que por sus características de viscosidad y/o permeabilidad requieren el uso de tecnología que permita modificar alguna de ellas para que su explotación sea económicamente rentable.
- México tiene un excelente potencial para el desarrollo de hidrocarburos en lutitas aceítíferas y gasíferas a lo largo de la Planicie Costera del Golfo de México y en las Provincias del Norte del país, sin embargo es necesaria la inversión para la exploración y subsecuente explotación de este tipo de yacimientos.
- PEMEX ha identificado oportunidad de recursos en lutitas gasíferas en las provincias de Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Tampico-Misantla, y las Cuencas de Burgos y Veracruz asociadas a edades paleozoicas y mesozoicas. La Cuenca con mayor número de recurso técnicamente recuperable es Burgos con 343 MMMpc.
- PEMEX ha identificado oportunidad de recursos en lutitas aceítíferas en las Cuencas de Burgos, Tampico-Tuxpán y Veracruz. La Cuenca con mayor número de recurso técnicamente recuperable es Burgos con 6.34 MMM de barriles y la de menor cantidad es Veracruz con 0.28 MMM de barriles.
- Un yacimiento no convencional asociado a lutitas se refiere principalmente al tamaño de grano (partículas con un tamaño menor a 1/256 mm), por lo que su composición mineralógica puede incluir arcillas, sílice y carbonato de calcio.

- Lutitas aceítíferas (shale oil): son yacimientos no convencionales, los cuales alojan dentro de sus poros hidrocarburos líquidos y para su explotación es necesaria la perforación de pozos horizontales con etapas de fracturamiento.
- Lutitas gasíferas (shale gas): son yacimientos no convencionales, los cuales alojan gas en fase libre dentro de los poros de la roca y gas adsorbido en la superficie del kerógeno cuya cantidad depende de la presión del yacimiento.
- Aceite en lutitas (oil shale): son yacimientos no convencionales, los cuales contienen materia orgánica en forma de kerógeno. Su explotación se puede realizar mediante pozos o minería a cielo abierto, en el primer caso se necesita un calentamiento previo a la extracción, y en el segundo, el calentamiento se realiza posterior al minado para extraer los hidrocarburos líquidos.
- Gas en lutitas (gas shale): Es un yacimiento no convencional que de la misma manera que el aceite en lutitas, requiere un proceso de calentamiento que lo lleve a un grado de madurez ideal, para poder ser extraído en un proceso posterior.
- Las características importantes para considerar con potencial a este tipo de yacimientos son:
 - COT con un rango que puede variar desde 0.5 % (considerado con potencial pobre) hasta mayor a 3% (considerado con potencial muy rico).
 - Deben encontrarse a una profundidad somera para que la producción sea rentable, tomando en cuenta la infraestructura de la que se dispone, aproximadamente entre 1000 y 3000 m de profundidad.
 - Deben poseer un espesor mínimo para que su explotación sea redituable, algunos autores consideran que 15 m es suficiente, sin embargo, en México los espesores varían de 50 a 400 m (Lutita Eagle Ford).
 - La explotación de estos recursos implica inducir fracturas para poder recuperar el hidrocarburo, por lo tanto la roca de interés debe ser altamente fracturable y para lograrlo su mineralogía debe estar constituida por lo menos con 50% de cuarzo o CaCO_3 .
- Para una mejor interpretación, los resultados arrojados por los registros geofísicos tienen que analizarse de forma complementaria. Para el análisis de este tipo de yacimientos no convencionales los más utilizados son los radioactivos, sínicos y los de resistividad de los cuales a continuación se mencionan las tendencias de las curvas de forma individual.
 - Registro de Resistividad: Muestra altas resistividades debido a la baja saturación de agua. Generalmente el agua existente es agua irreducible.

- Registro de Rayos Gamma y Espectroscopia de Rayos Gamma: se observan altos valores debido a la presencia de uranio asociado con la materia orgánica.
 - Registro de Densidad: Bajas densidades debido a la baja densidad de grano de la materia orgánica.
 - Registro de Neutrón: Altos valores en el registro debido a la presencia del hidrógeno ligado al agua irreducible, MO, minerales arcillosos, aceite y gas.
 - El registro sísmico muestra un tiempo de tránsito lento.
 - Registro de Neutrón-Densidad: Para formaciones ricas en sílice provee información útil para reconocer intervalos ricos en gas.
- Las formaciones analizadas en el área de estudio que se consideran con potencial para yacimientos no convencionales asociados a lutitas aceíticas y gasíferas en orden de importancia y con base en los resultados obtenidos en este estudio de tesis y con información complementaria de PEMEX, son las siguientes:
 - Santiago con posible potencial productor de aceite y gas.
 - Agua Nueva con posible potencial productor de aceite y gas
 - Pimienta con posible potencial productor de gas y aceite.
 - Huayacocotla con posible potencial productor de gas.
 - Tepexic con posible potencial productor de gas.

De las formaciones Huayacocotla y Tepexic, no se puede hacer una conclusión formal, ya que la Formación Tepexic carece de información geoquímica disponible para uso público y la Formación Huayacocotla presenta resultados poco favorables en lámina delgada, sin embargo la información geoquímica resulta alentadora en la Cuenca Tampico-Misantla.

- Debido a la importancia del diplomado impartido por la facultad de Ingeniería, el área de estudio resulta ideal como sitio en el que se realice la salida de campo, ya que cumple con características básicas como cercanía a la capital, pueblos vecinos a las estaciones y fácil acceso por distintas vías de comunicación. Además, debido a la buena exposición de los afloramientos, características como contenido de materia orgánica, litologías, cambios de facies y contactos entre formaciones, son relativamente sencillos de observar, favoreciendo un mejor desarrollo del conocimiento; y teniendo en cuenta la cercanía entre estaciones, el traslado resulta

más rápido y seguro, aprovechando así al máximo el tiempo de estancia en las estaciones.

7.2. Recomendaciones

Para complementar este estudio de tesis y tener mayor certeza al asignarle un potencial a estas formaciones es necesario realizar análisis geoquímicos, petrofísicos y petrológicos complementarios.

- En general para todas secuencias estratigráficas realizar los siguientes estudios aumentaría el conocimiento de las mismas para su evaluación:
 - Volumen de gas adsorbido y libre
 - Gravedad API
 - Porosidad total
 - Saturación de agua
 - Permeabilidad
 - Análisis con microscopio electrónico de barrido
 - Propiedades geomecánicas
- En particular:
 - Para las formaciones Pimienta y Agua Nueva se recomienda hacer láminas delgadas para ampliar la descripción litológica
 - Para la Formación Tepexic es necesaria la adquisición de información geoquímica.
- El potencial que PEMEX ha evaluado en las formaciones Santiago, Pimienta, Agua Nueva y Huayacocotla se conoce por la infraestructura presente en los campos que ya son explotados de yacimientos convencionales, pero ofrecen información útil para su posible consideración como yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas dentro de esas mismas cuencas petroleras analizadas.
- El potencial encontrado en el área de estudio de esta tesis se puede asociar principalmente a la explotación de yacimientos no convencionales de oil shale y gas shale por medio de minería a cielo abierto, por lo cual es recomendado realizar los análisis complementarios para establecer la viabilidad de un proyecto de esta magnitud.

BIBLIOGRAFÍA

AAPG, A. A. P. G. Carbonate Platforms. Memoir 56. Edited by J. A. Simó, Robert W. Scott and Jean-Pierre Masse. p. 51-59.

Aguilar, R:A., (1984) Integración geológica-geoquímica para determinar posibles áreas de generación de hidrocarburos en la zona centro-oriental de la zona norte: México, D.F., División de Estudios de Posgrado en la Facultad de Ingeniería, UNAM, tesis de maestría 229 p.

Aguilera, H.E., (1972). Ambientes de Depósito de las Formaciones del Jurásico Superior en la Región Tampico-Tuxpan: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 24(1-3), 129-163.

Alexander Tom, B. J., Boyer Chuck, Clarck Bill, Waters George, Jochen Valerie, L. Calvez Joel, Lewis Rick, K. Miller Camron, Theler John, Toelle Brian E. (2011). Shale Gas Revolution. Oilfield Review Autumn 23.

Angeles-Villeda, M. E., Hinojosa-Espinosa, J. J., López-Oliva, J. G., Valdés-González, A., Livas-Vera, M., (2005). Estratigrafía y microfacies de la parte sur del cañón La Boca, Santiago, Nuevo León, México: Revista Mexicana de la Ciencias Geológicas, 22(2), 272-281.

Arche A. (2010) Sedimentología, Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Madrid, España.

Arriaga-Martínez V. H., (1997). "Análisis del sistema petrolero Sierra Madre Oriental, en el sector sureste de la hoja Filomeno Mata (F14-D84)". México D. F., Facultad de Ingeniería, UNAM. Tesis de licenciatura, 63 p.

Barboza-Gudiño, J. R., Hoppe, M., Gómez-Anguiano, M., Martínez-Macías, P. R., (2004). Aportaciones para la interpretación estratigráfica y estructural de la porción noroccidental de la Sierra de Catorce, San Luis Potosí, México de las Ciencias Geológicas, 22(2), 271-281.

Basáñez, L. M. A., R. Fernández T., and C. Rosales, D., (1992). Cretaceous Platform of Valles-San Luis Potosí Northeastern Central México. Cretaceous

Belt, B. C., (1925). "Stratigraphy of the Tampico District of Mexico", Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., v.9, 1, p. 136-144.

Bello, M. R., 1978. Estudio Estratigráfico de Rocas Sedimentarias en 13 Pozos Localizados en la Porción Meridional de la Faja de Oro. Tesis Profesional. Facultad de Ingeniería, UNAM. 85 págs., 10 láms. y dos secciones.

Boyer, C. (2006). "Producción de gás desde su origen." Oilfield Review: 36-49.

Burckhardt, C., (1930). Etude Synthétique sur le Mesozoique Mexican, Mem. Soc. Paleont. Suisse, Vol. 49-50.

Cander, H. (2012). "What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability."

Cantú-Chapa, A., (1969). Estratigrafía del Jurásico Medio-Superior del Subsuelo de Poza Rica, Ver. (área de Soledad-Miquetla): Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 1(1), 3-9.

Cantú-Chapa, A., (1971). La Serie Huasteca (Jurásico Medio-Superior) del Centro-Este de México: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 3(2), 17-40.

Cantú-Chapa, A., (1984). El Jurásico Superior de Tamán, San Luis Potosí, Este de México, en Perrillat, M.C. (ed.): Memoria Tercer Congreso Latinoamericano de Paleontología, México, D.F., Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México, 207-215.

Carrillo Bravo J., (1961). Geología del Anticlinorio Huizachal – Peregrina al NW de Ciudad Victoria, Tamps. *Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol.* Vol. XIII, p.1-98.

Carrillo Bravo J. (1965). Estudio geológico de una parte del Anticlinorio de Huayacocotla. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. México D.F. Vol XVII, p. 73-96.

Carrillo Bravo J., (1965). Estudio geológico de una parte del Anticlinorio de Huayacocotla: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 17(5-6), 73-96.

Carrillo Bravo J., (1971) La Plataforma de Valles San Luis Potosí: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 23 (1-6), 1-102.

Castro, M. J. T. y Martínez, R. E., (1977). Estudio del Cretácico de la Franja Tamaulipas y Tamabra al SW de la Faja de Oro entre los ríos Nautla y Cazones, in Atolón de la Faja de Oro. Etapa estratigráfica y diagenética (B). Inst. Mex. Petrol. Subdir. Tec. de Explor., Informe inédito, 68 p.

Choquette, P.W. and L.C. Pray, (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: AAPG Bulletin, v. 54/2, p. 207-244.

Colorado Oil & Gas Association. (2013). The Basics, Oil Shale vs. Shale Oil. Colorado Oil & Gas Association. Denver, CO.

Dumble, E.T., (1915). Tertiary deposits of northeastern México: Proc. California Acad. Science, 4ta serie, 5(6), 163-193.

Dyni, J. R. (2006) Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits. U. S. Geological Survey 49

Dyni, J. R. (2006). "Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits." USGS, Scientific Investigations Report 2005-5294.

Eguiluz de Antuñano S., Aranda García M., Randall Marrett (2000). Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. México. 53: 1-26.

Erben, H.K, (1956) El Jurásico Medio y el Calloviano de México, en XX Congreso Geológico Internacional: México, D.F., monografía, 140 p.

Ferrari-Pedraglio L., Mugihiko Eguchi T. T., Orozco-Esquivel Ma. T., Petrone C. M., Jacobo-Albarrán J., López-Martínez J. (2005). "Geology, geochronology and tectonic setting of late Cenozoic volcanism along the southwestern Gulf of Mexico: The Eastern Alkaline Province revisited." *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 146: 23.

Flores, L.R., (1974) Datos sobre la bioestratigrafía de Jurásico Inferior y Medio del subsuelo de la región de Tampico, Tamaulipas, *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo*, 6(3), 6-15.

Glorioso J. C., Aquiles Rattia, Repsol (2012), "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas". Society of Petroleum Engineers. Vienna, Austria. 38 p.

Gómez-Rivera, O., 1975. Registros de Pozo. Parte 1 Teoría e interpretación. México D. F., 447 p.

Gómez Tuena A., Orozco-Esquivel Ma. T., Luca Ferrari. (2005). Petrogénesis ígnea de la Faja Volcánica Transmexicana. *BOLETÍN DE LA SOCIEDAD GEOLÓGICA MEXICANA*. Querétaro, Qro.: 227-283.

González García R. y Holguin Quiñones N., 1991. Rocas generadoras de México, PEMEX, 30 p.

González-León C. M., Roldan-Quintana. J., Rodríguez E. P. (1992). Deformaciones Sevier y Laramide: Su presencia en Sonora. *Boletín del Departamento de Geología de la Universidad de Sonora*. Sonora, Sonora, Universidad de Sonora. 9.

Gutierrez G. U., (1984). "Informe Geológico Final del Prospecto acaxochitlan" IGPR-236. Petróleos Mexicanos. Inédito.

Halliburton (2010). "Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos."

Hartel, T. H., B. C. Richards, et al. "Wabamun, Bakken Equivalent Exshaw and Banff Formations in Core, Cuttings and Outcrops from Southern Alberta."

Heriberto Ramo Rodriguez, D. Z. C., Tomás Ramírez Maldonado (2008). Registros Geofísicos en México. Villahermosa, Tabasco, Schlumberger Offshore Services.

Heim, A., (1926). Notes on the Jurassic of Tamazunchale (Sierra Madre Oriental, México): *Eclogae Geologica Helvetiae*, 20(1), 84-87.

Heim, A., (1940). The Front Ranges of Sierra Madre Oriental, Mexico, from Ciudad Victoria to Tamazunchale: *Eclogae Geologica Helvetiae*, 33, 315-352.

Hermoso De La Torre, C., Martínez-Pérez, J., (1972). Medición detallada de formaciones del Jurásico Superior en el frente de la Sierra Madre Oriental: *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, 24(1-3), 45-63.

Holditch, S. (2006). "Tight Gas Sands." *Journal of Petroleum Technology*.

Ice, R.G, McNulty, C.L., (1980). Foraminifers and calcispheres from the Cuesta del Cura and Lower Agua Nueva (?) formations (Cretaceous) in east central Mexico: Gulf Coast Association of Geologic Societies.

Imlay, R.W., Cepeda, E., Álvarez, M., Díaz, T., (1948). Stratigraphic relations of certain Jurassic Formations in eastern México: *Bulletin of 1 Association of Petroleum Geologist*, 32(9), 1750-1761.

Imlay, R.W., (1952). Correlation of the Jurassic formations of the North America, exclusive of Canada: *Geological Society of America Bulletin*, 63, 953-992.

International, A. R. (2013). "EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment." *Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*.

Jeffreys, G., (1910). Reporte Geológico de la American Gulf Oil Company. Reporte no publicado, in Muir, 1936.

Jianliang, J., L. Zhaojun, et al. (2012). "Quantitative evaluation of oil shale based on well log and 3-D seismic technique in the Songliao Basin, Northeast China." *Oil Shale* 29(2): 128-150.

K.K. Chong, W. V. G. (2010). "A completions Guide Book to Shale-Play Development: A review of Successful Approaches Towards Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades." CSUG/SPE 133874.

Leeder M., (1999). "Sedimentology and Sedimentary Basins, from Turbulence to Tectonics ". Blackwell Science.

Longoria, J. F., 1975. Estratigrafía de la Sierra Comancheana del Noreste de México. *Inst. de Geol. U. N. A. M.. Bol. Soc. Geol. Mex.*, Vol. 36, p. 31-59.

López-Ramos, E., 1979, *Geología de México*, Tomo II, 2da. Edición, México, D.F., 454 p.

López-Rubio, J. L. y Meneses-López, S., 1967. Informe final de Geología del área Río Laxaxalpa - Tezuitlán - Mizantla, estados de Puebla y Veracruz; PRGC-3201. *Petróleos Mexicanos*. Inédito.

López-Palomino, I., 2002, Análisis bioestratigráfico basado en fauna de Amonites del Oxfordiano (Jurásico Superior) en la región de Tamán, San Luís Potosí: México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, tesis maestría, 174 p.

López-Palomino, I., Villaseñor, A.B., Olóriz, F., 2006, Primer registro del género *Vinalesphinctes* (Ammonitina) en el Oxfordiano de México: significación bioestratigráfica y consideraciones paleobiogeográficas en el Jurásico Superior de América: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 23(2), 162-183.

Macías, E.C., Olvera, L.R, Castro, F.K, 2005, Caracterización de una nueva localidad fosilífera del Jurásico Inferior con crinoides y amonites en el centro-oriente de Mexico (Temapá, Hidalgo): *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 22(1), 97-114.

Manjarreaz-Hernández, P. P., Hernández-De la Fuente, R. A., 1989, Informe geológico final "Prospecto Cardel", México: México, D. F., Petroleos Mexicanos, informe inédito, 193 pp.

Martínez R., E. y R. Bello M., 1977. Estudio del Cretácico de la Franja Tamaulipas y Tamabra al norte-poniente de la Faja de Oro entre el río Cazonnes y el estero La Laja. en: Atolón de la Faja de Oro. Etapa estratigráfica y diagenética (C). Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Tecnología de Exploración. Informe Técnico, proyecto C-1014.

Martínez-Contreras J. F., 1998, "Características del sistema petrolero Sierra Madre Oriental en la porción suroeste de la hoja Filomeno Mata." México D. F., Facultad de Ingeniería, UNAM. Tesis de licenciatura, 68 p.

Mora Villa, M. (2012). Caracterización Petrofísica No-Convencional en Yacimientos de Lutitas Gasíferas. Tecnología en Yacimientos No-Convencionales.

Muir, J. M., 1936. Geology of the Tampico Region. Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull., Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 280 p.

Nelson, S.A., Lighthart, A., (1997). Field excursion to the Sierra Las Navajas, Hidalgo, Mexico—a Pleistocene peralkaline rhyolite complex with a large debris avalanche deposit. II Convención sobre la Evolución Geológica de México y Recursos Asociados. Field-trip guide. UNAM. Instituto de Geología, pp. 89– 96.

Ochoa-Camarillo, H.R., Buitrón, B.E., Silva-Pineda, A., (1998). Contribución al conocimiento de la bioestratigrafía, paleoecología y tectónica del Jurásico (Anticlinorio de Huayacocotla) en la Región de Molango, Hidalgo, México: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 15(1), 57-63.

Ontiveros-Tarango, G., (1973). Estudio estratigráfico de la porción noroccidental de la Cuenca Morelos-Guerrero: Boletín de la Asociación mexicana de Geólogos Petroleros, 15(4-6), 190-234.

Palmer, R.H., (1927). Geology of eastern Hidalgo and adjacent parts of Vera Cruz, Mexico: American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 11(12), 1173-1220.

Passey, Q. R., K. Bohacs, et al. (2010). "From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir—geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs." Beijing, China, June 8.

Pierre Allix, Alan Burnham, Tom Fowler, Michael Herron, Robert Kleinberg Bill Symington. (2011). "Extracción del petróleo contenido en las lutitas". Oilfield Review. Schlumberger. 12 p.

Pedrazini, C., Basáñez-Loyola, M.A., (1978). Sedimentación del Jurásico Medio-Superior en el Anticlinorio de Huayacocotla-Cuenca de Chicontepec, estados de Hidalgo y Veracruz, México: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 10(3), 6-24.

PEMEX, Petróleos Mexicanos, (1988). Estratigrafía de la República Mexicana: Mesozoico, Subdirección de Producción Primaria, Coordinación Ejecutiva de Exploración, 229 p.

PEMEX, Petróleos Mexicanos, (1988b). Estratigrafía de la República Mexicana: Mesozoico, Subdirección de Producción Primaria, Coordinación Ejecutiva de Exploración, Informe inédito, 229 p.

PEMEX, Petróleos Mexicanos, 1988b , Estratigrafía de la República Mexicana: Mesozoico, Subdirección de Producción Primaria, Coordinación Ejecutiva de Exploración, Informe inédito, 229 p. Rodríguez, C. H., 1972. Medición de secciones Estratigráficas en la Porción Central y Oriental de la Cuenca del Centro de México, "Prospecto Zacatecas – San Luis Potosí". IG-551. PEMEX: México. Informe inédito.

PEMEX, 2012. Aceite y Gas en lutitas avances en la evaluación de su potencial en México. México, 54 p.

Pessagno, E.A., Jr., Longoria, J.F., MacLeod, N., Six, W.M., (1987). Studies of North American Jurassic Radiolaria: Part. I. Upper Jurassic (Kimmeridgian-Upper Tithonian) Pantanellidae from the Taman Formation, East-Central Mexico: Tectonostratigraphic, Chronostratigraphic, and Phylogenetic implications, Cushman Foundation for Foraminiferal Research, Special Publication 23, 1-51.

Silva López P. (2012). Estrategia de Shale Oil / Gas en México, PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

Pereyra-Díaz D. y J. A. A. Pérez-Sesma (2010). Hidrología, 85-122 pp. En: Griselda Benitez Badillo y Carlos Welsh Rodríguez (Coordinación del Tomo I). Tomo I. "Patrimonio Natural". En: Enrique Florescano Mayet y Juan Ortiz Escamilla (Coordinación general). "Atlas del Patrimonio Natural, Histórico y Cultural de Veracruz". Editor Comisión del Estado de Veracruz para la Conmemoración de la Independencia Nacional y de la Revolución Mexicana.; ISBN: Tomo I 978-607-95131-6-0; ISBN: Obra completa 978-607-95131-5-3.

Ramos-Rodriguez H., Zinat-Conte D., Ramírez-Maldonado T., (2008). Registros Geofísicos en México. Villahermosa, Tabasco, Schlumberger Offshore Services.

Rick Lewis, D. I., Marc Percy (2004) New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs

Rodríguez, C. H., (1972). Medición de secciones Estratigráficas en la Porción Central y Oriental de la Cuenca del Centro de México, "Prospecto Zacatecas – San Luis Potosí". IG-551. PEMEX: México. Informe inédito.

Román Ramos J., Lara Rodríguez J., Patiño Ruiz J., Clara Valdés L., Mata Jurado M., Mora Oropeza G., Miranda Canseco E., Hernández Romano U., Navarro Baca F., Gómez Rodríguez D., (2013). "Provincia Petrolera Tampico-Misantla", Pemex Exploración y Producción Subdirección de Exploración. México, p.48.

Romo Ramírez, J., Zárate-López, J., García-Ortiz, M., (2010). Informde de la carta geológico-minera Cd. Victoria, F14-A29, escala 1:50, 000, estado de Tamaulipas: Pachuca, Hidalgo, informe técnico, 91 pp.

Salvador, A., (1991). Triassic-Jurassic in Salvador, A., (ed.) The Gulf of Mexico Basin: Boulder, Colorado, Geological Society of América, The Geologic of North America, v. J., 131-180.

Santamaría Orozco, D., Arenas, P. R. y Escamilla, H., (1990). Normalización de la Nomenclatura Estratigráfica en las Cuencas Mesozoicas de México (Etapa I: Zona Norte. Cretácico). Inst. Mex. Petr. Proyecto CAO-3052. 140 p. Inédito.

Santamaría Orozco D., Ortuño, A. F., Adatte, T., Ortiz U. A., Riba, R. A., Franco, N. S., (1991). Evolución Geodinámica de la Cuenca de Sabinas y sus implicaciones petroleras, Estado de Coahuila, México: México, D. F., Instituto Mexicano del Petróleo, Tomo 1, informe inédito, 210 pp.

Schlumberger, (1958). Introducción al método Schlumberger de perfilaje de pozos: Schlumberger well surveying corporation, v. 8. 177 p.

Seibertz, E., Buitrón, B.E., (1988). La localidad tipo de la Formación Silitla, San Luis Potosí (Cretácico Superior Basal), Universidad Nacional Autónoma de México, Revista del Instituto de Geología, 7(1), 116-118.

Selley, R. C. (1992). Applied Sedimentology. London, United Kingdom, Academic Press.

Selley, R. C. (1998). Elements of Petroleum Geology. San Diego, California, Academic Press.

SERTESA, (1982). Estudio de Geología Superficial de Detalle Geológico. "Prospecto Nahola": Estados de Tamaulipas, Nuevo León y San Luis Potosí. IG-641. PEMEX. Inédito.

Silva-Pineda, A., González-Gallardo, S., (1988). Algunas Bennettiales (Cycadophyta) y coníferas (Coniferophyta) del Jurásico Medio del área de Cualac, Guerrero: Revista del Instituto de Geología, 7(2), 244-248.

Silva-Pineda, A., Buitrón-Sánchez, B.E., (1999). Mesozoic redbed floras in east-central Mexico and their stratigraphic relationships with marine beds, in Bartolini, C., Wilson, J.L., Lawton, T.F. (eds.), Mesozoic sedimentary and tectonic history of North-Central Mexico: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Special Paper 340, 151-160.

Sohl, N.F., E. Martínez, P. Salmerón-Ureña, F. Soto-Jaramillo, 1991, Upper Cretaceous, The Geology of North America, vol. J, The Gulf of Mexico Basin, The Geological Society of North America, p. 205-242.

Sondhi, N. (2011). Petrophysical Characterization of Eagle Ford Shale. Science Norman, Oklahoma, University of Oklahoma. Master: 197.

Stephenson, L. W., (1922). "Some Upper Cretaceous Shells of the Rudistid Group from Tamaulipas, Mexico:" Proc. U. S. Nat. Hist. Mus., 61, Art. 1, No. 2422.

Subdirección Técnica de Exploración, (2013). Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Pemex Exploración y Producción: 15.

Suter, M., (1980). Tectonics of the external part of the Sierra Madre Oriental foreland thrust-and-fold between Xilitla and the Moctezuma River (Hidalgo and San Luis Potosí states): Revista del Instituto De Geología, Universidad Nacional Autónoma de México, 4(1), 19-31.

Suter, M., (1990). Geología de la hoja Tamazunchale, Estado de Hidalgo, Querétaro y San Luis Potosí, Escala 1: 100,000: Universidad Nacional Autónoma de México, Revista del Instituto de Geología, (22), 55 p.

Tucker, M. E. (2001). Sedimentary Petrology. Singapore, Hong Kong, Blackwell Publishing 500 p.

Vázquez Perez, Á. (2014). Recursos no convencionales "shale gas" del play Cretácico Eagle Ford. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. México D.F., UNAM. Licenciatura: 100.

Villaseñor, A.B., Olóriz, F., González-Arreola, C., (2000). Registro del género *Hybonoticeras* (Ammonoidea) en el Jurásico Superior de la Formación Tamán en la región de Mazatepec, Puebla (resumen), en Segunda Reunión Nacional de Ciencias de la Tierra, Puerto Vallarta, Jalisco, México, Unión Geofísica Mexicana 20(3), p. 300.

Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., and Gardner, L.W. 1956. Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media. *Geophysics* 21 (1): 41–70.

Zozaya, S. M., 1971. Informe Final "Prospecto Querétaro – Tula". IGPR-70. PEMEX: Informe inédito.

Bibliografía de internet

Enciclopedia de Los Municipios y Delegaciones de México, Estado de Puebla. De <http://www.inafed.gob.mx/>

INEGI. Anuario Estadístico del estado de Puebla.

INEGI. Síntesis Geográfica del estado de Puebla

INEGI. Continuo Nacional Topográfico S. II escala 1:250 000.

INEGI. Conjunto Geológico E14 escala 1:1 000 000.

INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México. Producto Interno Bruto por Entidad Federativa, 2005-2009.

INEGI. Provincias y Subprovincias Fisiográficas de México

INEGI. Anuario Estadístico del estado de Veracruz.

<http://www.inegi.org.mx/>

Servicio Geológico Mexicano. (2012). "Léxico Estratigráfico de México. De http://www.sgm.gob.mx/Lexico_Es/default.html.

Servicio Geológico Mexicano (2004). "Carta Geológico Mineral, Pahuatlán F14-D73, Hidalgo, Puebla y Veracruz." De <http://mapasims.sgm.gob.mx/CartasDisponibles/>.

AAPG, A. A. P. G. (2015). "Energy Minerals Division." from http://emd.aapg.org/technical_areas/index.

APÉNDICE

Análisis de muestras de lámina delgada y muestra de mano

Clave de muestra: E1				
Ubicación	Pahuatlán, Puebla (UTM E: 588 909; N: 2 242 651)			
Formación	Huayacocotla			
Análisis microscópico Litofacies 1				
Componente	Cuarzo	Calcita (matriz)	Materia Orgánica	Arcila
Forma	Subedral	Anedral	-	-
Abundancia %	20	3	7	70%
Análisis microscópico Litofacies 2				
Componente	Cuarzo	Carbonato de Calcio	Materia Orgánica	Arcila
Forma	Subedral	Micrítica		
Abundancia %	10	3	10	77
Fósiles	Amonites y Pelecípodos			
Ambiente de depósito	Marino somero			
Clasificación	Lutita			
Descripción	En la fotografía E1.1 se observa la coloración gris oscuro a negro de la lutita al fresco y en escala fósiles de amonite con un diámetro de 2 cm. En la fotografía E1.2 es visible la coloración de la lutita a la intemperie es marrón, y se observa un fósil de pelecípodo con longitud de 9 cm, ambos en muestra de mano. La litofacies 1 presenta cristales de cuarzo color gris soportados por una matriz micrítica de coloración marrón. La litofacies 2 presenta estructura laminada y mayor abundancia de materia orgánica (Fotografía E1.3).			

Fotografías

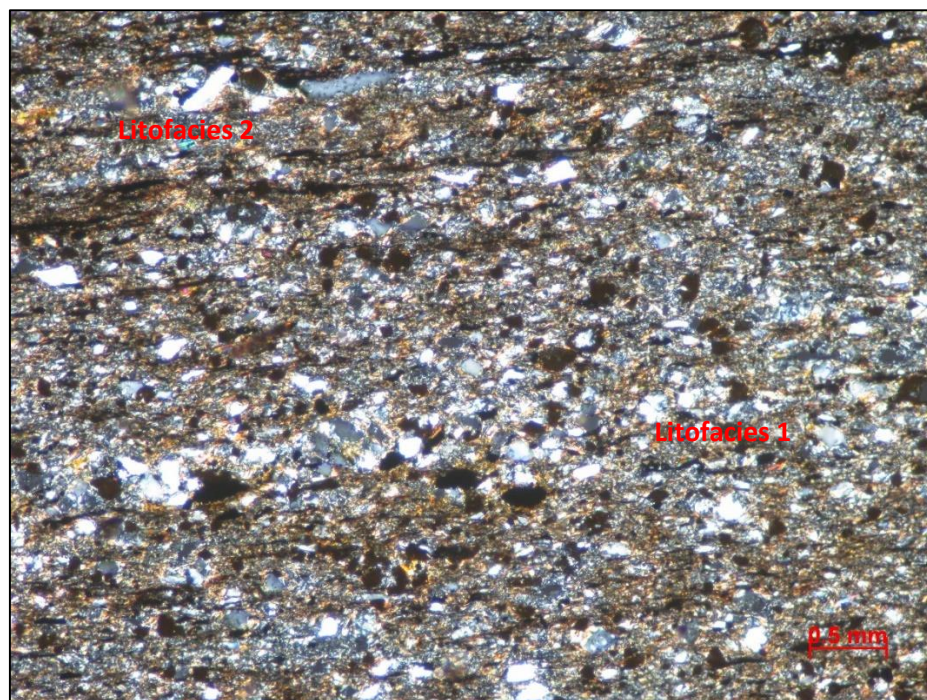
Fotografía E1.1



Fotografía E1.2



Fotografia E1.3



Clave de muestra: E2				
Ubicación	Tlalacruz de Libres, Puebla. (UTM E: 592 575; N: 2 245 157)			
Formación:	Transición entre las formaciones Pimienta y Tamaulipas Inferior			
Análisis macroscópico				
Color	Gris Oscuro			
Tamaño de grano	Muy fino			
Matriz o cementante	Calcáreo			
Textura	Masiva			
Estructuras sedimentarias	No visibles			
NOTAS	Presenta fracturas con relleno de calcita			
Análisis microscópico				
Componente	Calcita	Calcita	Fósiles	Arcillas
Forma	Subedral	Matriz	-	-
Abundancia %	5	80	5	10
Fósiles	Foraminífero Globigerina sp.			
Ambiente de depósito	Plataforma somera			
Clasificación	Caliza Wackestone			
Descripción	En la fotografía E2.1 se presenta una muestra de mano de la Formación Pimienta en su parte transicional hacia la Formación Tamaulipas Inferior la cual presenta color gris oscuro al fresco y en cuyas láminas delgadas (fotografías E2.2 y E2.3) se puede observar la presencia de fósiles de foraminíferos de la Superfamilia Globigerinoidea dentro de la matriz micrítica de CaCo ₃ y fracturas rellenas de cristales de calcita.			

Fotografías

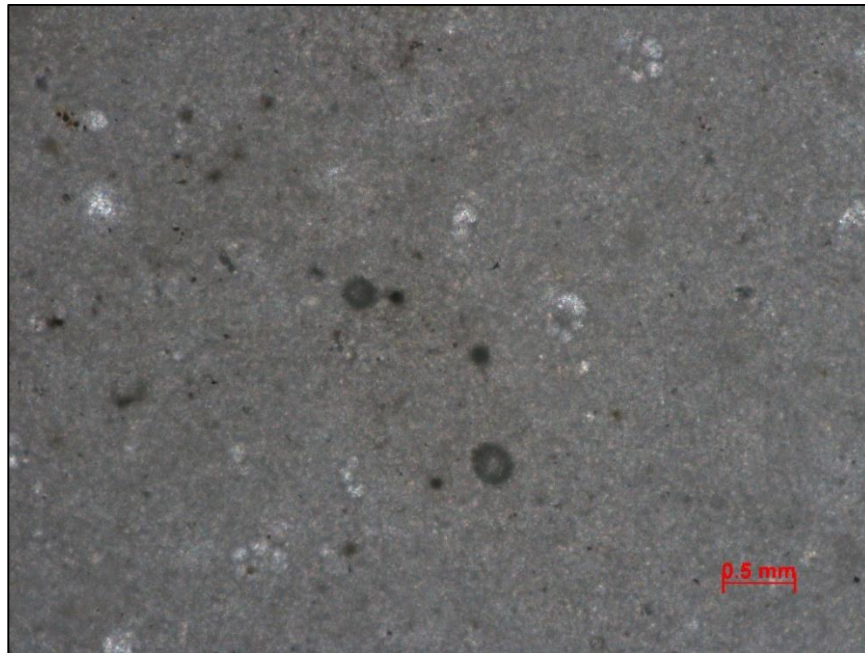
Fotografía E2.1



Fotografía E2.2



Fotografía E2.3



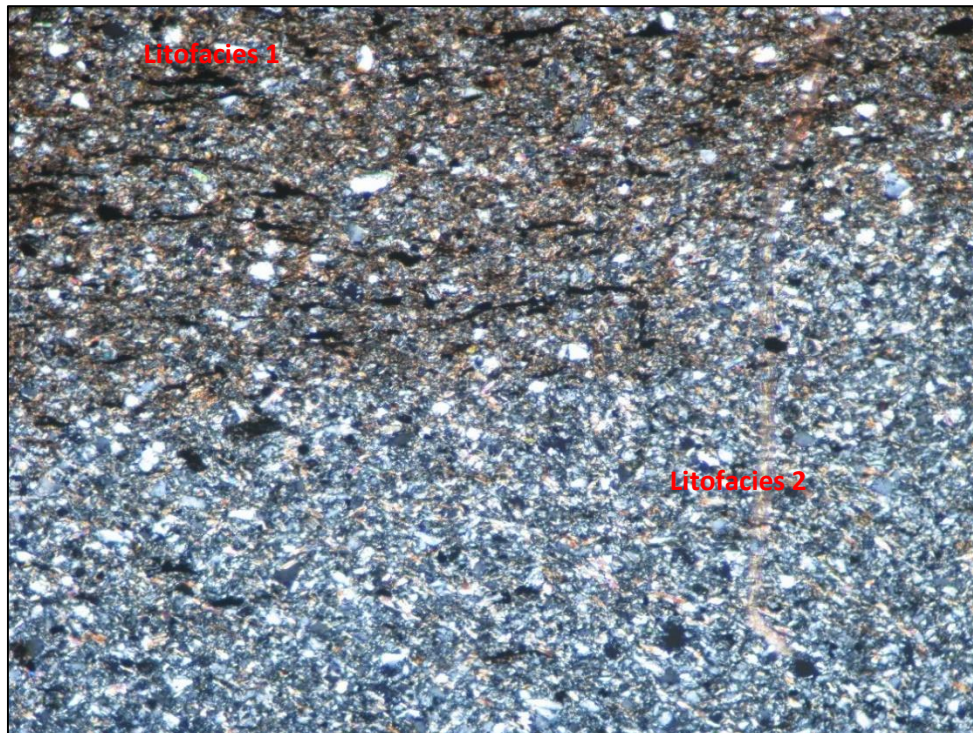
Clave de muestra: E3A					
Ubicación	Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalcruz de Libres, Puebla (UTM E: 592 682; N: 2 246 697)				
Formación:	Tepexic				
Análisis macroscópico					
Color	Gris oscuro				
Tamaño de grano	Muy fino (limos arcilloso)				
Matriz o cementante	Arcillosa (matriz soportada)				
Textura	granular				
Estructuras sedimentarias	estratificación				
NOTAS	Presenta alteración por intemperismo, de colores marrones lo que puede indicar presencia de ferromagnesianos.				
Análisis microscópico Litofacies 1					
Componente	Cuarzo	Micas	Materia orgánica	Arcilla	Feldespato
Forma	Subedral	Anedral	-	-	Subedral
Abundancia %	20	20	4	40	16
Análisis microscópico Litofacies 2					
Componente	Cuarzo	Feldespato	Micas	Materia orgánica	Arcilla
Forma	Subedral	Subedral	Anedral	-	-
Abundancia %	40	33	20	2	5
Fósiles	-				
Ambiente de depósito	Plataforma marina clástica				
Clasificación	Lutita				
Descripción	En la fotografía E3A.1 se observa la muestra de mano de la Formación Tepexic, la cual presenta una coloración gris oscuro a negro, con presencia de materia orgánica leñosa alargada. En la fotografía E3A.2 se observa la mineralogía de las dos litofacies presentes, la primera con un tamaño de grano menor y con mayor contenido de arcilla, en comparación a la litofacies dos en la cual predominan los cristales de cuarzo y feldespato.				

Fotografías

Fotografía E3A.1



Fotografía E3A.2



Clave de muestra: E3B				
Ubicación	Entre los poblados de Cuauneutla de la Paz y Tlalcruz de Libres, Puebla (UTM E: 592 682; N: 2 246 697)			
Formación:	Tepexic			
Análisis macroscópico				
Color	Gris Claro			
Tamaño de grano	Arena media a gruesa			
Matriz o cementante	SiO ₂			
Textura	Granular			
Estructuras sedimentarias	Estratificación cruzada			
NOTAS	Los componentes de la roca se encuentran granosoportados, al entrar en contacto con HCl se observa una pobre efervescencia.			
Análisis microscópico				
Componente	Cuarzo	Feldespato	Arcilla	Micas
Forma	subhedral	Anhedral	-	anhedral
Abundancia %	40	20	5	15
Fósiles	-			
Ambiente de depósito	Plataforma marina clástica próxima al litoral			
Clasificación	Cuarzoarenita			
Descripción	En la fotografía E3B.1, se presenta la muestra de mano a la intemperie de la formación Tepexic, la cual por alteración de minerales ferromagnesianos presenta colores pardos marrones. En las fotografías E3B.2 y E3B.3, es visible con detalle la mineralogía de la secuencia estratigráfica, la primera es con luz transmitida y la segunda con nicoles cruzados. Nótese que el tamaño de grano es mayor comparado con la fotografía E3A.2 de la muestra anterior, esto indica un cambio de energía en el ambiente de depósito.			

Fotografías

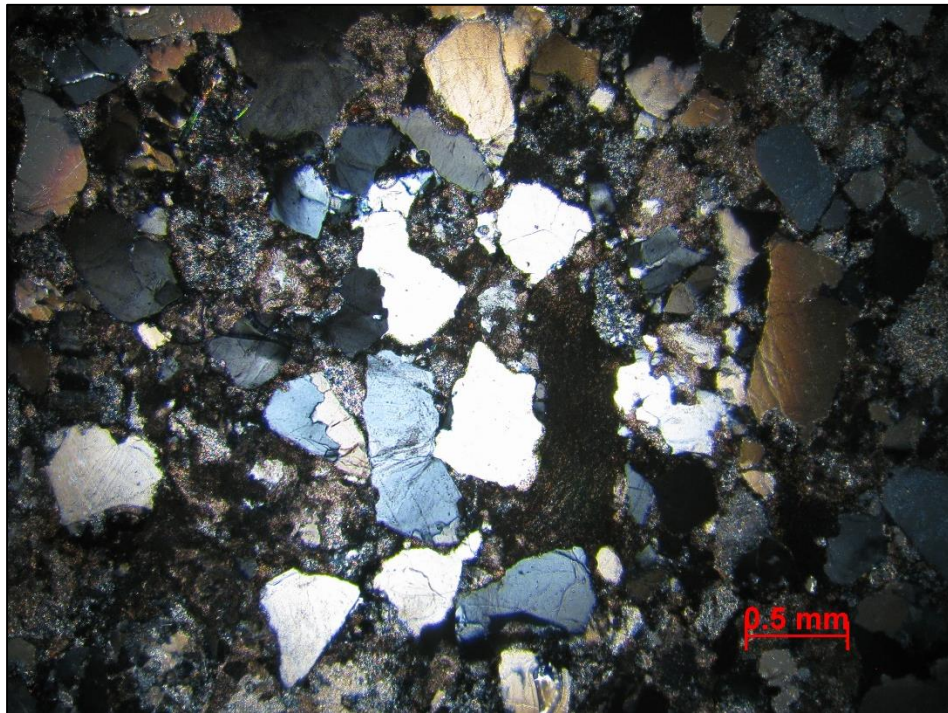
Fotografía E3B.1



Fotografía E3B.2



Fotografía E3B.3



Clave de muestra: E4					
Ubicación	Tlacuilotepec, Puebla (UTME: 603 331; N: 2 245 353)				
Formación:	Santiago				
Análisis macroscópico					
Color	Gris oscuro (negro)				
Tamaño de grano	Muy fino (limo-arcilloso)				
Matriz o cementante	CaCO ₃				
Estructuras sedimentarias	Presenta laminación y lajamiento				
NOTAS	Alto contenido en materia orgánica, tiñe de negro al tacto				
Análisis microscópico					
Componente	Carbonato de calcio	Cuarzo	Materia orgánica	Pirita	Arcilla
Forma	Anhedral	Subhedral	-	Anhedral	-
Abundancia %	50	3	12	1	34
Fósiles	-				
Ambiente de depósito	Plataforma o laguna costera				
Clasificación	Caliza arcillosa				
Descripción	En la fotografía E4.1 se observa una muestra de mano de la Formación Santiago, la cual presenta una coloración gris oscuro a negro al fresco. En la muestra se aprecia la estructura en lajas y la alteración por minerales ferromagnesianos en color marrón. Nótese la presencia de materia orgánica cuya abundancia provoca que la roca tiña al tacto (fotografía E4.2). En la fotografía E4.3 se observa a detalle la mineralogía de la roca con nicoles cruzados, en donde el carbonato de calcio predomina sobre la arcilla y el cuarzo. Los minerales se presentan alargados en dirección paralela a la laminación (producto del peso de la columna litostática). En la parte inferior de la fotografía se observa una fractura rellena de calcita que cruza de izquierda a derecha.				

Fotografías

Fotografía E4.1



Fotografía E4.2



Fotografia E4.3



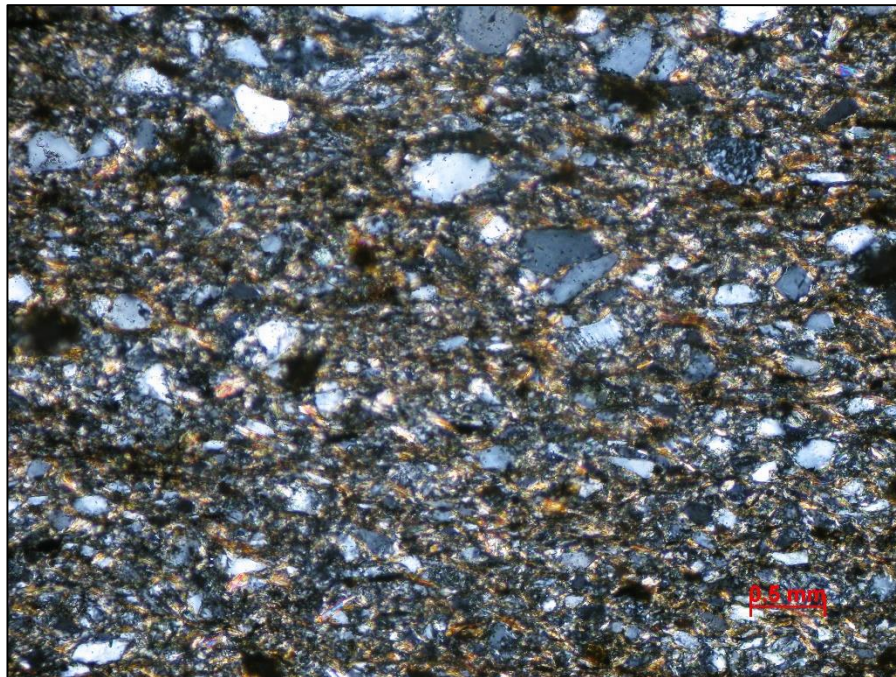
Clave de muestra: E5					
Ubicación	Hidroeléctrica Tezcapa, Puebla (UTM E: 598 030; N: 2 233 410)				
Formación:	Tepexic				
Análisis macroscópico					
Color	Gris claro Oscuro				
Tamaño de grano	Fino (limo-arcilloso)				
Matriz o cementante	Matriz				
Estructuras sedimentarias	Laminación y probable laminación cruzada				
NOTAS	Presenta laminación y se desprenden lascas, se observa oxidación				
Análisis microscópico					
Componente	Cuarzo	Feldespatos	Micas	Materia orgánica	Arcillas
Forma	Subhedral	Subhedral	Anhedral	-	-
Abundancia %	52	22	5	3	18
Fósiles	-				
Ambiente de depósito	Plataforma clástica somera				
Clasificación	Lutita				
Descripción	En la fotografía E5.1 se presenta una imagen de acercamiento de la lutita Tepexic, la cual presenta una coloración gris oscuro. Se observan fracturas rellenas de carbonato de calcio y la estructura en lascas. En la fotografía E5.2 se observa a detalle la composición mineralógica de la roca, en la cual predominan los minerales de cuarzo y feldespato sobre las arcillas y en menor proporción las micas.				

Fotografías

Fotografía E5.1



Fotografía E5.2



Clave de muestra: E6	
Ubicación	Costado de la Presa Nuevo Necaxa, Puebla (UTM E: 604523; N: 2236358)
Formación:	Pimienta
Análisis macroscópico	
Color	Gris claro
Tamaño de grano	fino
Matriz o cementante	CaCO ₃
Estructuras sedimentarias	Estratificación
NOTAS	Abundante efervescencia con ácido clorhídrico indica gran porcentaje de carbonato de calcio
Fósiles	
Ambiente de depósito	Plataforma carbonatada
Clasificación	Caliza wackestone
Descripción	En la fotografía E5.1 se observa una muestra de mano de la caliza wackestone de la Formación Pimienta, de color gris claro al fresco y marrón a la intemperie. Nota: En este afloramiento se encontraron tres tipos de litologías intercaladas: caliza wackestone, caliza arcillosa y lutita
Fotografías	
<i>Fotografía E5.1</i> 	

Clave de muestra: E7	
Ubicación	San Agustín, Puebla (UTM E: 604427; N: 2238801)
Formación:	Agua nueva
Análisis macroscópico	
Color	Gris oscuro
Tamaño de grano	Fino (limo arcilloso)
Matriz o cementante	CaCO ₃
Estructuras sedimentarias	Laminación
NOTAS	Minerales metálicos visibles con lupa Efervescencia indica presencia de Carbonato de Calcio.
Fósiles	-
Ambiente de depósito	Plataforma externa a cuenca
Clasificación	Caliza arcillosa
Descripción	En la fotografía E7.1 se observa una muestra de mano de la Formación Agua Nueva, con una coloración gris claro a oscuro al fresco, presenta laminación y pequeñas áreas alteradas de color marrón claro.
Fotografías	
<i>Fotografía E7.1</i> 	

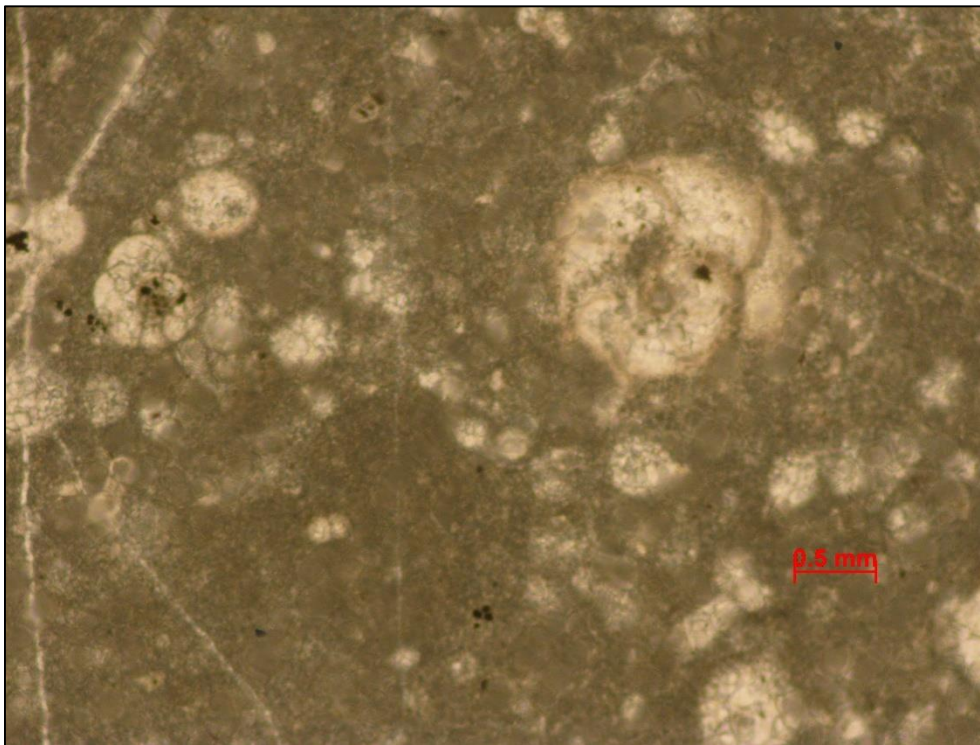
Clave de muestra: E8				
Ubicación	San Agustín, Puebla (UTM E: 604 900; N: 2 239 066)			
Formación:	Tamaulipas Superior			
Análisis macroscópico				
Color	Gris claro			
Tamaño de grano	Fino (limo-arcilla)			
Matriz o cementante	Carbonato de Calcio			
Estructuras sedimentarias	Estratificación y laminación			
NOTAS	Presenta zonas de alteración con coloraciones blancas a rojizas			
Análisis microscópico				
Componente	Calcita	Calcita (matriz)		
Forma	Oolitas	-		
Abundancia %	40	60		
Fósiles	Foraminíferos			
Ambiente de depósito	Marino somero de baja energía			
Clasificación	Caliza Wackestone			
NOTAS	En la fotografía E8.1 se observa que las rocas de la Formación Tamaulipas Superior presentan fracturamiento en varias direcciones, algunas fracturas son paralelas y muy constantes, además se observa también la laminación presente y los colores gris claro al fresco y marrón claro a la intemperie. En las fotografías E8.2 y E8.3 se observa el contenido fosilífero, de foraminíferos planctónicos uniseriales y con testas de enrollamiento trocospiral, restos de moluscos y radiolarios, además de fracturas rellenas por calcita.			

Fotografías

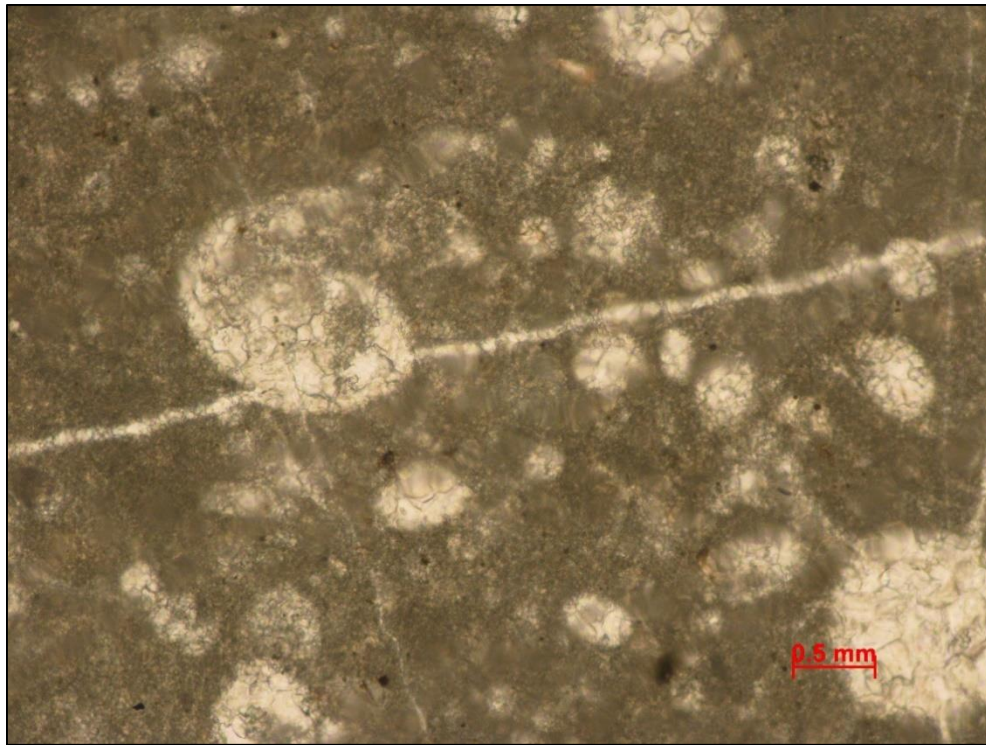
Fotografía E8.1



Fotografía E8.2



Fotografia E8.3



Clave de muestra: E9					
Ubicación	Xicotepec de Juárez, Puebla (UTM E: 609 070; N: 2 243 480)				
Formación:	Tamaulipas Inferior				
Análisis macroscópico					
Color	Gris oscuro				
Tamaño de grano	Litofacies 1 Arena media a gruesa Litofacies 2 Arena fina a muy fina				
Matriz o cementante	Matriz: lodo carbonatado / Cementante: calcáreo				
Estructuras sedimentarias	Gradación				
NOTAS	Se aprecian dos litofacies, la primera con tamaño de grano de arena media y la segunda con un tamaño de arena fina en la cual aumenta la matriz y los componentes disminuyen. El color en la litofacies 2 es más oscuro.				
Análisis microscópico litofacies 1					
Componente	Cuarzo	Calcita	Feldespatos	Oolitas	Intraclastos
Forma	Subhedral	Anhedral	Anhedral	-	Alargados
Abundancia	5	10	15	50	20
Fósiles					
Análisis microscópico litofacies 2					
Componente	Cuarzo	Carbonato de calcio	feldespatos	Oolitas	
Forma	subhedral	anhedral	anhedral	-	
Abundancia %	5	15	5	75	
Fósiles	-				
Ambiente de depósito	Marino somero de alta energía				
Clasificación	Litofacies 1 Grainstone oolítico/Esparita oolítica Litofacies 2 Grainstone oolítico/Micrita oolítica				
Descripción	En la fotografía E9.1 se observa una muestra de mano de la Formación Tamaulipas Inferior donde se observa la coloración gris oscuro de la roca al fresco y color marrón cremoso a amarillento a la intemperie y sin presencia de laminación. En la fotografía E9.2 se observa la roca en lámina delgada, donde se encontró la presencia de dos facies, en ambas dominan las oolitas. La litofacies 1 se diferencia por un tamaño mayor de componentes olíticos sobre una matriz esparítica. La litofacies 2 es menor en tamaño de oolitas sobre una matriz micrítica.				

Fotografías

Fotografía E9.1



Fotografía E9.2

