



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA GEOMETRÍA Y
PROCEDENCIA DE LAS ARENISCAS DEL PALEOCENO-
EOCENO EN EL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC, CAMPOS
FURBERO-PRESIDENTE ALEMÁN-REMOLINO”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA:

DONOVAN CRISTÓBAL GALICIA LEÓN

DIRECTOR DE TESIS

M. EN C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO DF.

2014

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA GEOMETRÍA Y PROCEDENCIA DE LAS ARENISCAS DEL PALEOCENO-EOCENO EN EL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC, CAMPOS FURBERO-PRESIDENTE ALEMÁN-REMOLINO.

RESUMEN-----	4
ABSTRACT-----	6
I. GENERALIDADES-----	8
I.1. Introducción-----	9
I.2. Objetivos-----	11
I.3. Localización del área de estudio-----	12
I.4. Importancia económico-petrolera del Paleocanal de Chicontepec-----	15
II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL-----	18
II.1. Evolución tectónico-sedimentaria del Paleocanal de Chicontepec-----	19
II.2. Estratigrafía-----	26
II.3. Sistema Petrolero-----	45
III. METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA EL ANÁLISIS DE LA GEOMETRÍA Y PROCEDENCIA DE ARENISCAS-----	60
III.1. Documentación del marco geológico regional-----	61
III.2. Obtención y análisis de la información-----	63
III.3. Integración de la información-----	82
III.4. Resultados y productos finales-----	85
IV. RESULTADOS: ANÁLISIS DE LA PROCEDENCIA Y DISTRIBUCIÓN DE LAS ARENISCAS PALEOGENAS PRODUCTORAS DEL ÁREA FURBERO-PRESIDENTE ALEMÁN-REMOLINO-----	86
IV.1. Caracterización de facies sedimentarias-----	87
IV.2. Geometría de los cuerpos arenosos-----	93
IV.3. Procedencia de las areniscas en el área Furbero-Presidente Alemán-Remolino-----	99
IV.4. Impacto en el valor económico de los campos-----	103
CONCLUSIONES-----	106
RECOMENDACIONES-----	107
BIBLIOGRAFÍA-----	108

AGRADECIMIENTOS

Al **M. en C. Noé Santillán Piña** por sus enseñanzas, consejos y sobre todo por su invaluable ayuda al momento de la realización de este trabajo.

A los **sinodales**, que ofrecieron sus puntos de vista con respecto a este trabajo y que contribuyeron a la mejor presentación del mismo.

Al **Ing. Manuel Morales Leal**, al **M. en C. Jorge Antonio Velazco Segura** y al resto del personal de la APATG, quienes me permitieron expandir mis conocimientos dentro de sus instalaciones y que tuvieron un gran aporte a este trabajo.

A mis **profesores de carrera**, por su guía y paciencia al momento de compartir sus conocimientos y experiencia a lo largo de mi formación universitaria.

A mis padres **José Guadalupe Galicia Barrios** y **Mercedes León Castillo**, a mi hermano **Dylan Edgardo Galicia León** y a las mascotas que he tenido la fortuna de conocer. Gracias por haberme dado una familia con todo lo que eso significa. Sé que siempre estarán conmigo.

A mis amigos durante la carrera **Francisco “Chuvy”, Hatziry, Ángeles** y demás compañeros con los que compartí buenas experiencias dentro y fuera del aula.

A **Mónica Corona Trujillo** por su cariño, apoyo y comprensión.

RESUMEN

La metodología utilizada para obtener un análisis de la geometría y procedencia de facies sedimentarias que caracterizan a las areniscas de la zona sureste del Paleocanal de Chicontepec, se apoya de diferentes estudios previos e interpretaciones para lograr estos objetivos.

El Paleocanal de Chicontepec es un complejo geológico ubicado en la Planicie Costera del Golfo de México, generado por la erosión submarina de corrientes de turbidez concentradas en una zona estrecha emplazada entre el frente de la Sierra Madre Oriental y la plataforma calcárea de Tuxpan. Los eventos de erosión alternaron con el emplazamiento de sistemas turbidíticos marinos profundos a lo largo del canal, alimentados por el aporte de sedimentos derivados de la erosión de las rocas carbonatadas mesozoicas, rocas ígneas intrusivas félsicas y rocas metamórficas transportadas por sistemas fluviales.

Con la metodología aquí expuesta, la cual se divide en cuatro etapas principales, se establecen las relaciones genéticas de los componentes de las areniscas, asociando su composición mineralógica a las fuentes de aporte, su distancia, mecanismo de transporte y la distribución de su emplazamiento final. La metodología utiliza información de afloramientos tales como secciones con muestreo de detalle, análisis de secuencias, descripción de ambientes e información de pozos (descripción petrológica y petrográfica de núcleos, datos de laboratorio sobre propiedades petrofísicas y registros geofísicos). La información sísmica es muy útil para definir la geometría de los cuerpos y su asociación con ambientes y facies.

En el sector Furbero-Presidente Alemán-Remolino las areniscas del Paleoceno-Eoceno se definen en base a la clasificación de Folk (1974) como litarenitas con un dominio de líticas de carbonato de alrededor de 50-65%, cuarzo 35-40% y el porcentaje de volumen restante corresponde a la matriz arcillosa. La intercalación de secuencias de areniscas y lutitas, permite que éstas últimas actúen como roca sello para los yacimientos del paleocanal.

En base a la dirección de las paleocorrientes con predominio hacia el sureste y a la ligera mayoría de líticas carbonatados sobre los granos de cuarzo, se infiere que las fuentes de aporte de los sedimentos de las areniscas fueron las calizas cretácicas de la Sierra Madre Oriental, así como los cuerpos ígneos intrusivos y terrenos metamórficos expuestos en la zona central de México.

La importancia geológica y económica de estas secuencias de areniscas productoras es que se extienden en los tres campos en una amplia zona de 723 km² y las reservas totales estimadas son del orden de 1,208 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), que representan un poco más del 7% de los 17,096.6 MMbpce de reservas totales que contiene el Paleocanal de Chicontepec (PEMEX, 2012).

ABSTRACT

The methodology which is utilized to obtain an analysis of the geometry and provenance of sedimentary facies that characterize the sandstones of the southeast part of the Paleochannel of Chicontepec is supported by different and previous studies and interpretations to achieve these objectives.

The Paleochannel of Chicontepec is a geological structure located in the Coastal Plain of the Gulf of Mexico, generated by submarine erosion of turbidity currents concentrated in a narrow zone located between the front of the Sierra Madre Oriental and the Carbonated Rimmed Tuxpan Platform. Erosion events alternated with the setting of deep marine turbidity systems along the channel, fed by sediment derived from erosion of mesozoic carbonate rocks, felsic intrusive igneous rocks and metamorphic rocks transported by river systems.

With this methodology, which is divided into four main stages, the genetic relationships of the components of the sandstones are established, linking its mineralogical composition to input sources, their distance, transport mechanism and the distribution of its final setting. The methodology consists of outcrop information of detailed sampled sections, rock sequence analysis, description of sedimentary environments and well information obtained in the study zone (petrological and petrographic core description, laboratory data on well logs and petrophysical properties). Seismic information is very useful to define the geometry of rock bodies and their association with sedimentary environments and their respective facies.

In the Furbero-Presidente Alemán-Remolino sector (FPAR), the Paleocene-Eocene sandstones are defined based on the classification of Folk (1974) as litharenites with a dominant 50-65% of calcareous particles, 35-40% detrital quartz, and the rest volume percentage corresponds to silt-argillaceous matrix. The intercalation of sandstone and shale sequences allows the latter to act as a seal for the reservoirs of the paleochannel.

Based on the direction of the paleocurrents with predominance to the southeast and on the slight majority of carbonate lithics over the quartz grains, it is inferred that the sources of sediments of the sandstones were the cretaceous limestones of the Sierra Madre Oriental, as well as the intrusive igneous bodies and metamorphic terrains exposed in central Mexico.

The geological and economic importance of these productive sandstone sequences is that they have a large extension of 723 km² through the three fields and that the total estimated reserves are around 1,208 million barrels of Oil Equivalent (MMboe), representing just over 7% of the 16,753 MMboe of total reserves that the Paleochannel of Chicontepec contains (PEMEX, 2012).

I.- GENERALIDADES

I.1. Introducción

La Metodología es un sistema que ayuda a darle seguimiento a los procesos consecutivos de ejecución de manera eficiente y eficaz para alcanzar los resultados deseados; es decir, que tiene como objetivo proporcionar una serie de pasos lógicamente estructurados y relacionados entre sí de forma secuencial durante todo el desarrollo (Cortés e Iglesias, 2004). Desde el punto de vista científico, una Metodología orienta los procesos a seguir en las actividades intelectuales (Formación del Conocimiento).

La geología como ciencia que es y debido a la gran variedad de disciplinas que posee, es capaz de generar una gran cantidad de información que puede ser recopilada de distintas maneras durante la observación y la experimentación, así como con su interpretación y relación que guarda con otros campos de las Ciencias de la Tierra. Un correcto estudio de esta ciencia no sería posible sin el seguimiento de una metodología bien estructurada para cada trabajo específico requerido. El presente trabajo está enfocado a documentar una metodología ya establecida específicamente en la geología petrolera. Cabe mencionar que la industria petrolera es la actividad económica más importante de México, ya que aporta aproximadamente un 30% de los ingresos al país. La zona de estudio corresponde al sector sureste del Paleocanal de Chicontepec, formado a partir de eventos de erosión submarina en el que actuaron corrientes de densidad que rellenaron al paleocanal durante el Paleoceno y Eoceno con importantes espesores de sedimentos arenosos y limo-arcillosos; se localiza en la parte centro-oriente de la República Mexicana, en la Planicie Costera del Golfo de México, y actualmente se estima que contiene las reservas más grandes de campos productores terrestres en México.

A partir de 2006 el nombre oficial que PEMEX-PEP ha dado a los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos en Chicontepec es proyecto “Aceite Terciario del Golfo” (ATG). Este proyecto requirió que la zona geográfica en la que se localiza el paleocanal y que en ese momento incluía 29 campos productores y cientos de yacimientos, fuera subdividida administrativamente en ocho sectores de acuerdo a su nivel de desarrollo (A. Proyectos de Desarrollo, Laboratorios de Campo y Desarrollo Tecnológico; B. Proyectos de Caracterización y Laboratorios de Campo; C. Proyecto de Caracterización Inicial y Delimitación de Yacimientos) y que abarcan los distintos campos de producción: Sector 1 Sitio-Tenexculla (B); Sector 2 Soledad-Coyotes (A); Sector 3 Amatiltlan-Agua Nacida (B); Sector 4 Miquetla-Miahuapan (C); Sector 5 Coyol-Humapa (B); Sector 6 Agua Fría-Coapechaca (A); Sector 7 Corralillo-Tajín (A) y Sector 8 Furbero-Presidente Alemán-Remolino (A). Siendo este último sobre el cual se centra éste trabajo.

Debido a la complejidad geológica del Sector 8 y a los problemas que este presenta para la extracción de hidrocarburos del área de Chicontepec, se requiere de una planeación bien estructurada para obtener la mejor producción posible. Esto supone la obtención de información veraz, como datos sísmicos, informes de pozo, obtención de núcleos, y también requiere de estudios posteriores como elaboración y descripción de láminas delgadas, métodos geoquímicos útiles para determinar procedencia, definición de facies sedimentarias, etc. Es por eso que en este trabajo se documentará la metodología a seguir para obtener, analizar e integrar la información necesaria para poder determinar la geometría y procedencia de los paquetes arenosos del Sector 8; procedimientos que se

verán ejemplificados con datos reales obtenidos de los campos Furbero, Presidente Alemán y Remolino.

I.2. Objetivos

- Describir el proceso que agrupa las principales disciplinas relacionadas en el análisis sedimentológico de la procedencia y distribución de las partículas que conforman las areniscas productoras del sector Furbero-Presidente Alemán-Remolino (FPAR) del Paleocanal de Chicontepec.
- Conocer los diferentes elementos y datos que son analizados en el APATG (registros geofísicos, sísmica 3D, núcleos, petrografía, secciones estructurales, etc.), y que contribuyen a una determinación más asertiva de la geometría y procedencia del depósito.
- Establecer una metodología que integre y correlacione la información geológica y geofísica recolectada en campo y procesada en laboratorio, que permita obtener de manera ordenada el origen y procedencia de la secuencia sedimentaria, así como la geometría de los intervalos de interés.

I.3. Localización del área de estudio

El Paleocanal de Chicontepec fisiográficamente se localiza en la Planicie Costera del Golfo de México. Hacia su porción occidental limita con las primeras estribaciones de la Sierra Madre Oriental. Geológicamente representa una subcuenca de la Provincia Tampico-Misantla, delimitada hacia su porción occidental por la Faja de Pliegues y Cabalgaduras de la Sierra Madre Oriental y en el sector oriental por la plataforma calcárea cretácica de Tuxpan. Al norte limita con el Paleocanal Paleógeno de Bejuco-La Laja y al sur con el Alto de Plan de Las Hayas (Figura 1.1).

El Paleocanal de Chicontepec es de forma oval, alargada en sentido NW-SE y con aproximadamente 3,300 Km² de extensión territorial (PEMEX, 2008).

El área Furbero-Presidente Alemán-Remolino (FPAR) tiene una superficie de 723 km², sobre la cual se ubican los poblados de Ignacio Manuel Altamirano, Agua Dulce, Huytepec, Coxquihui y Papantla. Este sector se ubica en la porción sureste del Paleocanal de Chicontepec, dentro del Estado de Veracruz y comprende los Municipios de Coatzintla, Espinal, Papantla de Olarte, Gutiérrez Zamora, Tecolutla y Martínez de la Torre (Figura 1.1).

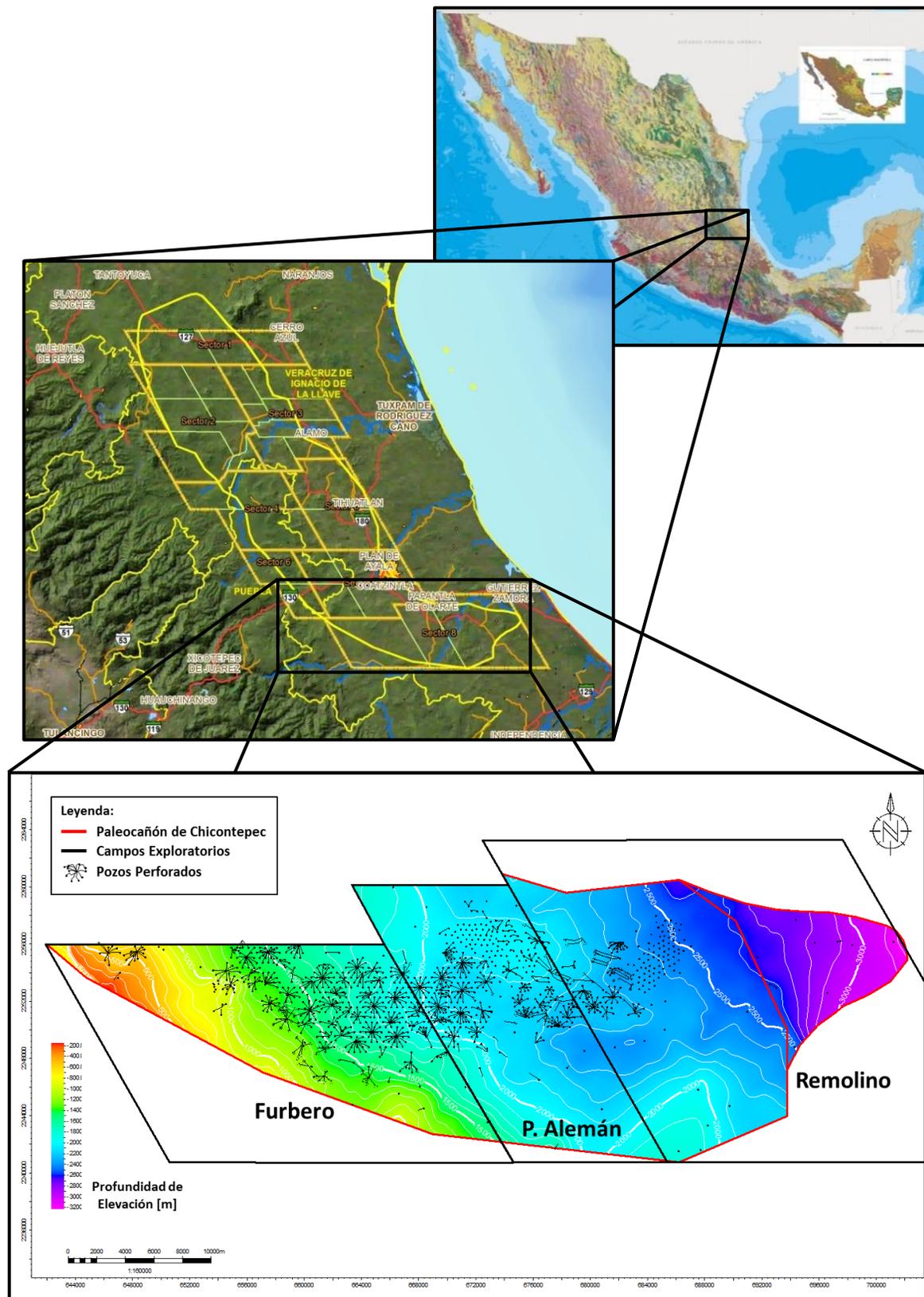


Figura 1.1. Localización del área de estudio: campos Furbero, Presidente Alemán y Remolino, ubicados en el sector sureste del Paleocanal de Chicontepec (Modificada de PEMEX, 2013).

En la figura 1.2 se muestran las coordenadas de los tres campos del Sector 8; la primera columna de coordenadas delimita cada campo en su totalidad, mientras que la segunda delimita únicamente el área del Paleocanal de Chicontepec que está dentro de ellos (PEMEX, 2013).

POLIGONO CAMPO FURBERO		
X	Y	Z
641921.22	2255973.76	0.00
650589.70	2240731.00	0.00
674626.90	2240719.00	0.00
665592.80	2255983.00	0.00
AREA= 3.63848E+8 m2		

POLIGONO FURBERO / PROYECTO ATG		
X	Y	Z
644747.67	2253658.20	0.00
657141.02	2247014.79	0.00
668986.09	2242709.27	0.00
673771.84	2242164.55	0.00
665592.80	2255983.00	0.00
642008.32	2255973.79	0.00
AREA= 2.13113E+8 m2		

POLIGONO CAMPO PRESIDENTE ALEMÁN		
X	Y	Z
674642.72	2240732.43	0.00
685393.60	2240729.00	0.00
674269.10	2260132.00	0.00
663336.00	2260132.00	0.00
665592.80	2255983.00	0.00
AREA= 2.11895E+8 m2		

POLIGONO PRESIDENTE ALEMÁN / PROYECTO ATG		
X	Y	Z
685323.68	2240850.57	0.00
674269.10	2260132.00	0.00
663336.00	2260132.00	0.00
665592.80	2255983.00	0.00
673772.06	2242164.09	0.00
AREA= 2.03703E+8 m2		

POLIGONO CAMPO REMOLINO		
X	Y	Z
710662.14	2240730.00	0.00
697641.10	2263281.00	0.00
672471.20	2263240.00	0.00
674269.10	2260132.00	0.00
685392.30	2240730.00	0.00
AREA= 5.68326E+8 m2		

POLIGONO REMOLINO / PROYECTO ATG		
X	Y	Z
693753.37	2243965.84	0.00
693760.67	2247197.96	0.00
693751.83	2250072.24	0.00
690165.87	2257615.76	0.00
686202.25	2260483.33	0.00
678326.40	2259577.72	0.00
673826.21	2260896.27	0.00
674269.10	2260132.00	0.00
685323.64	2240849.73	0.00
686214.41	2240748.12	0.00
AREA= 2.30475E+8 m2		

Figura 1.2. Coordenadas de los vértices de los polígonos que conforman los campos y las áreas del sector Furbero-Presidente Alemán-Remolino (PEMEX, 2013).

I.4. Importancia económico-petrolera del Paleocanal de Chicontepec

El Paleocanal de Chicontepec contiene un volumen original “in situ” del orden de 147,211 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y reservas totales de 17,096.6 MMbpce (Figura 1.3). La extracción de estas reservas tomará varias décadas, de ahí la importancia estratégica de estos recursos (CNH, 2010).

	Crudo MMBL	Gas MMMPC	SUMA MMBPCE	%
Volumen Original	136,783	54,222	147,211	100%
Suma reservas = 3P	11,554	28,822.7	17,096.6	11.61%
<i>Reserva Posible (sin probable ni probada)</i>	<i>5,545.8</i>	<i>15,129</i>	<i>8,455</i>	<i>5.74%</i>
<i>Reserva Probable (sin probada)</i>	<i>5,507.2</i>	<i>12,861.9</i>	<i>7,982</i>	<i>5.42%</i>
<i>Reserva Probada</i>	<i>501.0</i>	<i>824.6</i>	<i>659.6</i>	<i>0.45%</i>
Producción acumulada	160.1	269.8	212	0.14%

Figura 1.3. Recursos y reservas del ATG reportados por PEMEX al 1° de enero de 2009 (CNH, 2010).

El valor económico implicado en los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec es importante, pero beneficiar esos volúmenes de reservas estimadas conlleva una serie de retos en aspectos tecnológicos y ambientales.

En cuanto a los retos tecnológicos, la extracción de estos volúmenes de hidrocarburos requiere del mejoramiento del conocimiento geológico para continuar abatiendo el riesgo; del avance de la tecnología de adquisición y procesamiento de datos sísmicos que deriven en el incremento de la resolución y en la evolución de los modelos geológicos a medida que se vaya incorporando mayor información. Debido a que se trata de yacimientos de baja permeabilidad que necesitan fracturamiento inducido para obtener flujo comercial estabilizado, el incremento de los gastos iniciales y los volúmenes

acumulados por pozo dependerá de la evolución y mejoramiento de la tecnología de fracturamiento hidráulico.

Por lo que concierne a los desafíos ambientales, la explotación de los mantos petrolíferos del Paleocanal de Chicontepec implica un importante impacto superficial por la construcción de macroperas o cuadros de maniobras cuyas dimensiones varían de 15,000 a 20,000 m², aproximadamente dos hectáreas por macropera (Vázquez *et al*, 2010). Es evidente que la deforestación no está únicamente asociada con actividades de la industria petrolera. Por razones de sustentabilidad y por ley, la industria petrolera implementa estrategias para revertir esos problemas ambientales a través de la reforestación intensiva en las zonas de macroperas, áreas de derecho de vía y áreas de ocupación superficial para instalaciones. La industria petrolera está obligada a sujetarse a la normatividad en materia ambiental, la cual es regulada a través de las autoridades estatales y federales, mismas que han impulsado la delimitación de áreas que conserven los recursos naturales.

Los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec se extienden en una superficie aproximada de 4,243 km², en la cual están delimitados 29 campos. Este alcance amerita que las intensas actividades y obras de exploración y extracción de hidrocarburos se realicen bajo licencia social. El concepto de licencia social para operar se inició en la industria minera y consiste en contar con la aprobación continua de la comunidad local y otros grupos regionales para que una empresa realice sus actividades en campo abierto con exposición al riesgo industrial y ambiental (Thomson y Boutilier, 2011; Joyce y Thomson, 2000).

Existe una tendencia mundial de las empresas que realizan actividades de exploración y explotación petrolera de identificarse como empresas socialmente responsables, que garanticen mantener la licencia social y trabajar bajo la orientación preventiva de acciones en materia de desarrollo sustentable y que beneficien a las zonas en donde se realicen obras de índole petrolera. Aunado a lo anterior, la importancia económica-petrolera que por sus volúmenes técnicamente extraíbles reviste el paleocanal de Chicontepec, eventualmente contribuirá a acrecentar los beneficios que la industria petrolera rendirá a México en los próximos años.

II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

II.1 Evolución tectónico-sedimentaria del Paleocanal de Chicontepec

La Cuenca de Chicontepec es una cuenca de antepaís (foreland) rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Temprano. El carácter de cuenca de esta región se debe a la subsidencia basamental del área comprendida por el Archipiélago de Tamaulipas, provocada por los esfuerzos que plegaron y fallaron la Sierra Madre Oriental a inicios del Paleógeno (Santillán, 2009).

Los sedimentos de la Formación Chicontepec, constituidos por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas, procedentes de los orógenos occidentales, se depositaron mediante una serie de abanicos submarinos. Los sedimentos de abanico del Paleoceno Temprano fueron erosionados en casi toda la cuenca durante el Eoceno Temprano. Existe una gran discordancia regional en el límite del Eoceno Temprano que corresponde a lo que se conoce como Paleocanal de Chicontepec. Los cuerpos arenosos que alojan petróleo en la cuenca de Chicontepec están presentes debajo de esta discordancia en la parte norte y central, a su vez, encontrándose sobre la discordancia en la parte suroriental (Cheatwood y Guzmán, 2002).

El Paleocanal de Chicontepec está localizado en la parte sur de la Provincia Tampico-Misantla, por lo que son parte el mismo modelo de evolución tectónica, el cual es presentado a continuación (PEMEX, 2008):

Del Triásico Temprano al Jurásico Medio (Figura 2.1) se presenta el proceso de rift asociado a la apertura del Golfo de México. El Triásico está representado por un potente espesor de lechos rojos de origen continental, constituido por areniscas, limolitas y

conglomerados con clastos de rocas extrusivas basálticas y riolíticas. A principios del Jurásico Temprano este gran depósito de material clástico comienza a ser transgredido por el mar y en el Jurásico Medio se generaron movimientos relativos de los bloques de basamento existentes, que provocaron la retirada de los mares, restituyendo en el centro y oriente del país las condiciones continentales.

A partir del Jurásico Tardío se presenta un amplio margen pasivo que se relaciona con el establecimiento del Golfo de México. Este margen pasivo contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y finaliza con la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas (Formación El Abra y Formación Tamabra) durante el Cretácico Medio (Figura 2.2). En el Oxfordiano se inició el depósito de arcillas y limos negros con nódulos calcáreos y con presencia de amonitas de la Formación Santiago, bajo condiciones de aguas profundas y de circulación restringida. En el Kimmeridgiano, la trasgresión marina cubrió los altos topográficos, favoreciendo en las áreas más prominentes, el depósito de los sedimentos calcáreos de aguas someras que dieron lugar a las formaciones San Andrés, Olvido y San Pedro (facies lagunares). En las depresiones se depositaron sedimentos calcáreo-arcillosos de las formaciones Tamán y Chipoco, conteniendo radiolarios y amonitas, así como sedimentos turbidíticos derivados de los bancos carbonatados, respectivamente. Al final del Jurásico, en el Tithoniano, se depositaron sedimentos negros calcáreo-arcillosos con nódulos, lentes, bandas de pedernal negro y bentonitas gris oscuro que constituyen a la Formación Pimienta.

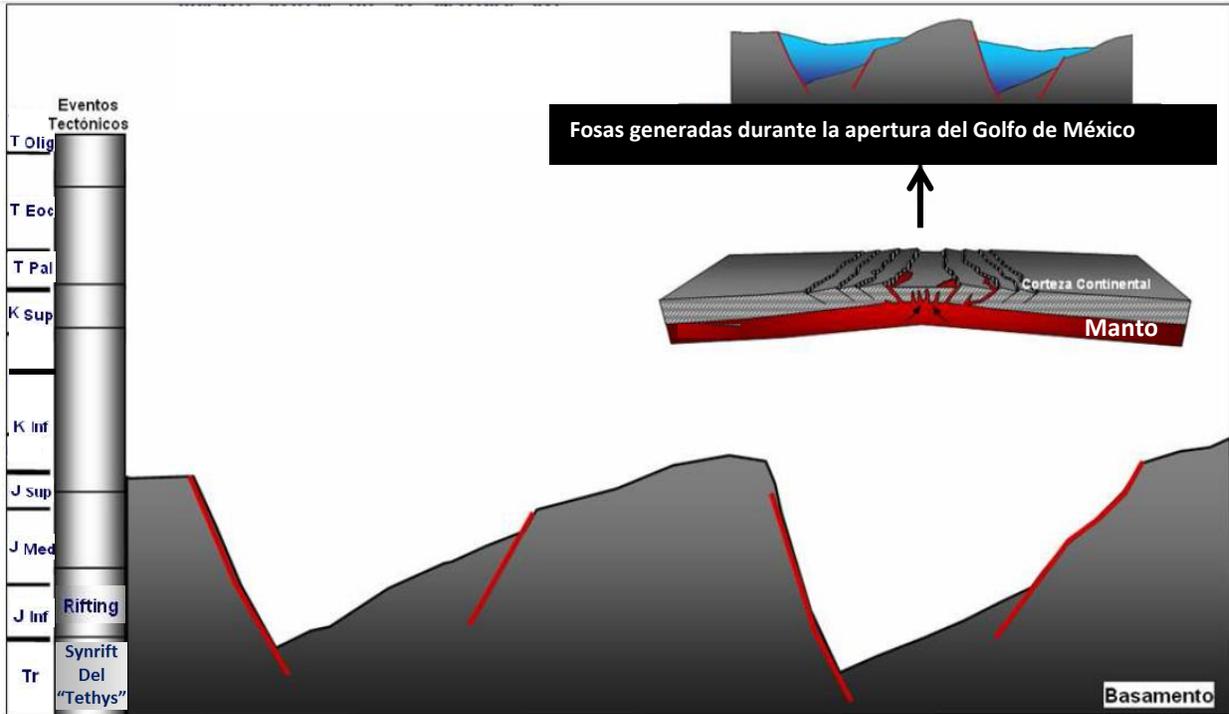


Figura 2.1. Triásico-Jurásico Medio. Margen activa, rift de apertura del Golfo de México (Modificado de PEMEX, 2008).

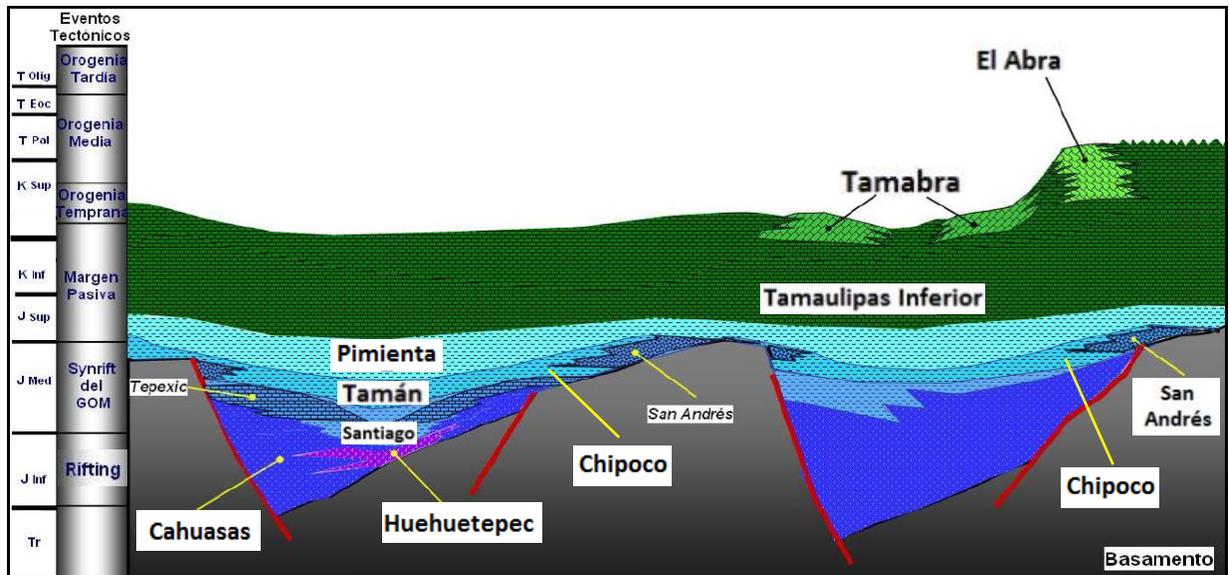


Figura 2.2. Jurásico Medio-Cretácico Inferior. Relleno sedimentario de las fosas, cubiertas posteriormente por extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales asociados (Modificado de PEMEX, 2008).

Fue durante el Cretácico Tardío (Figura 2.3) donde la sedimentación del margen pasivo se terminó por el inicio de los efectos de la Orogenia Laramide en la Sierra Madre Oriental, que posteriormente plegó y falló a las formaciones mesozoicas y del Paleógeno, lo cual permitió la generación de la antefosa de Chicontepec durante el Paleoceno Temprano, así como el depósito de una gran cantidad de sedimentos areno-arcillosos de tipo turbidídico en la parte occidental de la cuenca.

En el Paleoceno Tardío se dieron los sistemas de abanicos submarinos (Figura 2.3) cuyo espesor en sus partes proximales alcanza más de 1,500 m, disminuyendo paulatinamente de espesor hacia el este y sureste. Los abanicos que tenían una dirección del oeste hacia el este, fueron interrumpidos por un alto en el fondo marino constituido por el borde poniente de la plataforma de la Faja de Oro que se encuentra basculada hacia el sureste. Las corrientes de turbidez alimentadoras al chocar sobre dicha barrera, desplazaron los sedimentos por corrientes marinas de fondo con dirección noroeste-sureste (NW-SE), generadas por el levantamiento diferencial de la Sierra Madre Oriental.

Durante el Eoceno Temprano se depositaron arenas y arcillas formando un conjunto de lóbulos sobrepuestos en un ambiente nerítico externo a batial superior, y cuya área de descarga principal se encuentra hacia el oeste. En el Eoceno Medio sucedieron procesos de tipo regresivo que depositaron sedimentos arcillo-arenosos, que constituyeron a la Formación Guayabal. Después, en el Eoceno Tardío se depositaron en la cuenca arcillas que dieron origen a la Formación Chapopote y arenas y conglomerados de la Formación Tantoyuca, cuyas características evidencian que se formaron en sistemas deltáicos como los paleodeltas Cazones y Tecolutla.

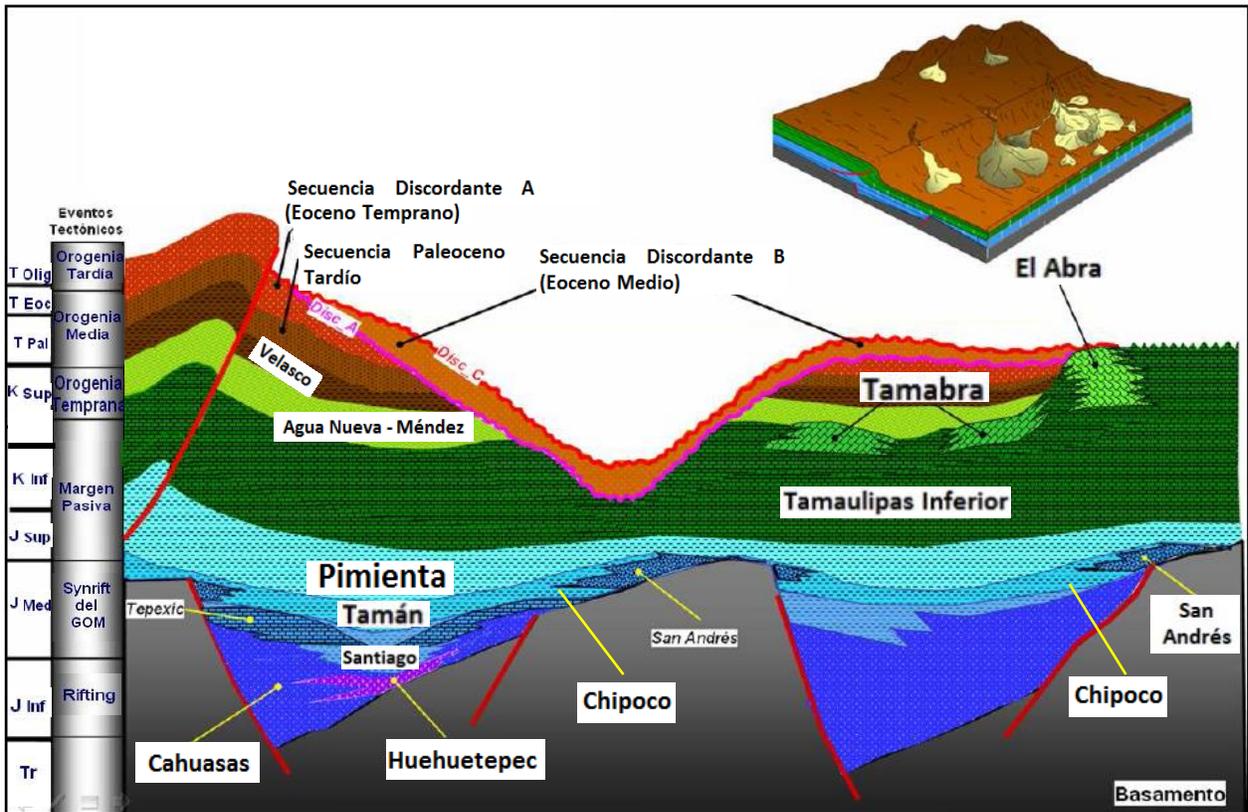


Figura 2.3. Cretácido tardío: efecto de la Orogenia Laramide sobre las formaciones mesozoicas y paleógenas. Paleoceno-Eoceno tardío: depósitos turbidíticos de aguas profundas (Modificado de PEMEX, 2008).

A partir del Oligoceno Temprano, el levantamiento regional de la porción occidental de la cuenca, ocasionó que la sedimentación continuara solo en las áreas distales, como parte de la subsidencia continua del margen pasivo del Golfo de México (Figura 2.4). Este levantamiento fue causado por la combinación de descarga isostática del cinturón plegado de la Sierra Madre y un gran abombamiento térmico por la extensa actividad volcánica del Terciario tardío en la parte central de México. Las unidades en esta etapa están representadas por:

Oligoceno-Mioceno. Se presenta con alto porcentaje de capas arenosas a distintas profundidades, debido a que antiguos sistemas hidrográficos aportaron gran cantidad de sedimentos a la cuenca a través del tiempo. Se depositaron barras de arenas en las

antiguas líneas de costa, conformando un proceso regresivo. Es común la presencia de canales fluviales identificados a partir de los registros eléctricos de pozos.

Plioceno-Pleistoceno. Las rocas del Plioceno se representan en algunas partes por depósitos cineríticos, rocas basálticas y abundante material de aluvión; se ha identificado en estas últimas, una gran trasgresión que aún persiste, especialmente en las cuencas de los grandes ríos y parte de la actual línea de costa. En las recientes perforaciones marinas se han documentado grandes espesores plio-pleistocénicos, a escasos 200 [m] de distancia de la costa actual.

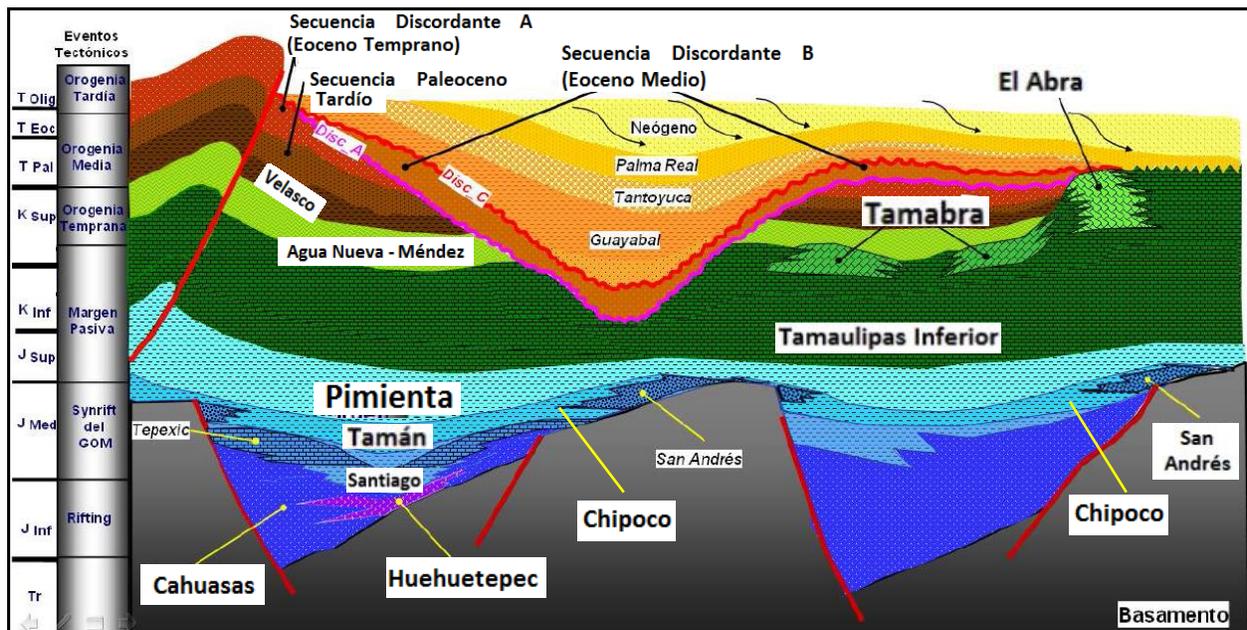


Figura 2.4. Oligoceno Temprano-Pleistoceno. Depósitos progradantes y apreciación del marco tectónico actual de la Provincia Tampico-Misantla (Modificado de PEMEX, 2008).

Dentro de la Provincia Tampico-Misantla, de manera generalizada, se presentan cuatro estilos de deformación (Vázquez, 2008):

- El primero de intensidad moderada, se observa en la porción norte de la Provincia, entre el Río Pánuco y la Sierra de Tamaulipas; constituido por anticlinales

alargados simétricos, asociados a la deformación típica del Arco de Tamaulipas. En la región de Ébano-Panuco estos plegamientos se encuentran cortados por numerosas fracturas y fallas normales de poco desplazamiento, paralelas o transversales a los ejes estructurales principales.

- El segundo tipo de deformación se encuentra en la porción media oriental (zona estable), consiste en homoclinales suaves que comprende la planicie costera del Golfo de México.
- El tercer estilo estructural es de intensidad fuerte, con plegamientos asimétricos, recostados y fallas inversas imbricadas; se localiza en el frente de la Sierra Madre Oriental y afecta a las secuencias sedimentarias del Paleógeno Inferior y más antiguos que rellenaron las cuencas de Chicontepec, Magiscatzin y la zona que ocupa actualmente el sector este de la Sierra Madre Oriental.
- El cuarto estilo estructural está presente a lo largo de la plataforma continental, el cual corresponde a eventos más jóvenes de la cuenca y está asociado a la etapa de extensión del Golfo de México, caracterizada por estructuras asociadas a fallas de crecimiento con bloques caídos al oriente, formando en algunos casos estructuras “rollover” con sus características fallas lístricas.

Es de esta manera, que la estructura de la Provincia Tampico-Misantla fue controlada por los eventos tectónicos que han ocurrido sobre ella en diferentes eventos geológicos.

II.2 Estratigrafía

La columna estratigráfica abarca desde el Jurásico Inferior hasta el Reciente. La Formación Chicontepec está limitada en su base por una discordancia regional, que conforma la base del Paleocanal delimitando y separando la secuencia de areniscas con intercalaciones lutíticas de la sección de lutitas calcáreas de la Formación Velasco, y con rocas calcáreas en la parte noroeste y este del campo Furbero del Cretácico Inferior y Jurásico. La cima es discordante de manera similar con las lutitas de la Formación Guayabal, la cual constituye el sello de la sección de hidrocarburos subyacente (PEMEX, 2012). La roca almacén se caracteriza por depósitos turbidíticos areno-arcillosos del Paleoceno Superior-Eoceno Medio delimitados igualmente por discordancias, como lo muestra la Figura 2.5.

Esta secuencia sedimentaria está compuesta por 25 formaciones geológicas, de las cuales 14 son mesozoicas y las 11 restantes son cenozoicas. Se han llegado a asignar espesores de hasta 7 Km para esta cubierta sedimentaria de rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico y terrígenos del Cenozoico (Vázquez, 2008).

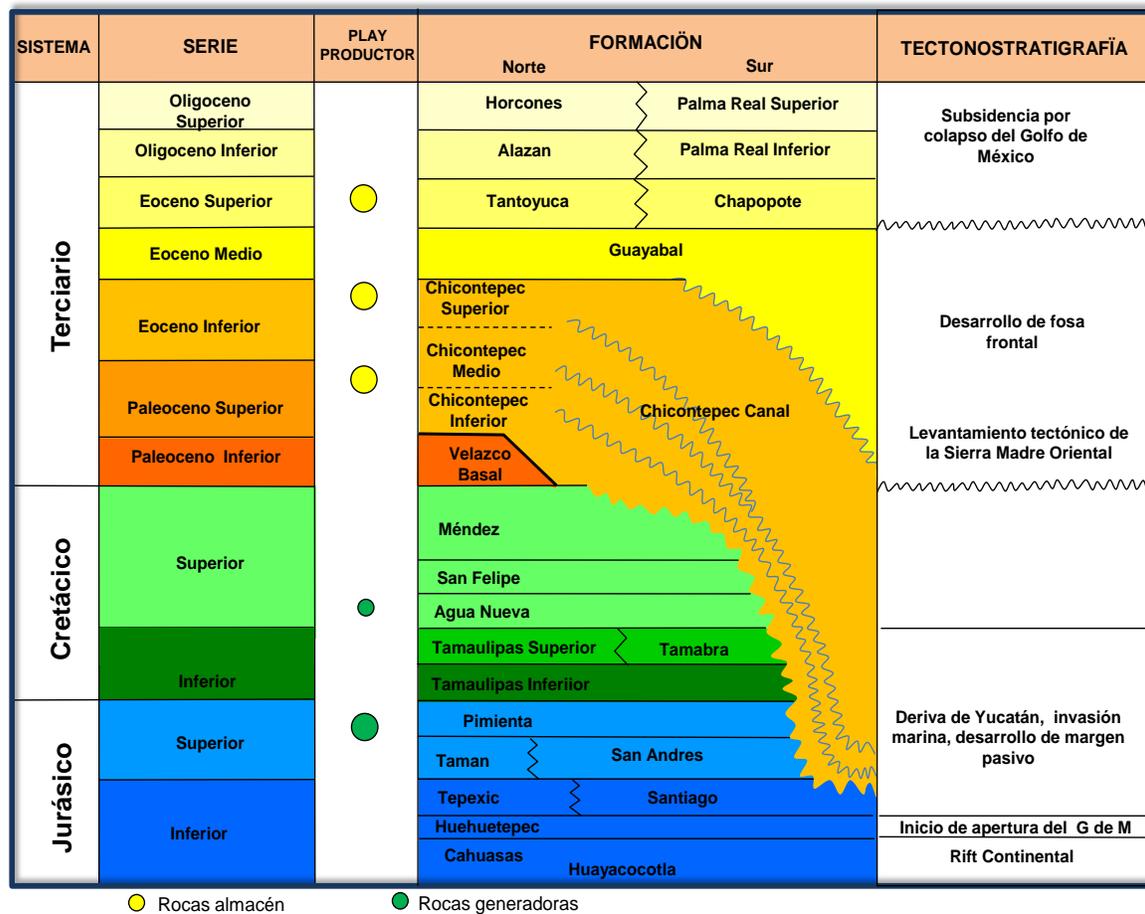


Figura 2.5. Columna geológica de la Cuenca de Chicontepec (Modificada de PEMEX, 2012).

II.a. Mesozoico

II.a.1. Jurásico

II.a.1.1 Formación Huayacocotla. Imlay (*et al*, 1948) menciona que esta formación consiste de un conglomerado en la base, seguidos de areniscas, sobre los que descansa una sección de calizas arenosas con pelecípodos, los que a su vez subyacen a una sección de lutitas y areniscas gris claro verdoso, oscuro y negro, en partes carbonosas, con restos de plantas, amonitas y pelecípodos. El contenido fósil aquí presente es muy variado. La presencia de amonitas y pelecípodos, sugiere condiciones de depósito marinas someras

sin barreras, de baja energía, en un ambiente de plataforma clástica cercana al continente. El espesor de esta formación varía entre 500 y 1000 m.

Por su gran contenido de materia orgánica principalmente leñosa, se le considera como roca generadora, sin embargo también califica como roca sello debido a los horizontes arcillosos que presenta.

II.a.1.2 Formación Cahuwasas. De acuerdo a Carrillo (1980), esta formación consiste en “una secuencia continental de lutitas, limolitas, areniscas y conglomerados rojos que infrayacen preferentemente al Jurásico Superior marino”. Frecuentemente presenta estratificación cruzada y gradada. También se ha reportado a esta formación como formada por arcosas, constituidas por fragmentos subarredondados de feldespatos y cuarzo blanco lechoso, traslúcido, café rojizo y naranja, alternando con areniscas de color café rojizo y verde de grano fino, con algunas intercalaciones de lutitas café rojizo de aspecto arenoso.

El espesor promedio de esta formación es de 300 [m], de ambientes sedimentario continental con depósitos de pie de monte, abanicos aluviales y planicies de inundación, caracterizados por los depósitos de conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas. Por sus horizontes lenticulares conglomeráticos, se considera que esta unidad puede funcionar como almacenadora.

II.a.1.3 Formación Huehuetepic. Definida por González (1970). Se compone de una secuencia de evaporitas con intercalaciones de lutitas, limolitas rojas, cuerpos de mudstone, packstone, grainstone y ocasionalmente areniscas calcáreas. De la base a la cima se pueden diferenciar horizontes de grauvacas líticas, seguidas de grainstone,

wackestone y mudstone. Las calizas presentan coloración parda y gris verdoso que alternan con lutitas y limolitas rojas; culmina la secuencia con cuerpos de anhidrita y sal.

Se han reportado espesores desde 50 [m] hasta 273 [m]. Es probable que su depósito ocurriera en uno de los canales ancestrales de la invasión marina proveniente del Pacífico, por lo que los sedimentos de esta formación se depositaron en facies "sabkha". Se le considera una roca sello por sus horizontes arcillosos y evaporíticos.

II.a.1.4 Formación Tepexic. Esta unidad está compuesta de packstone y grainstone café a gris oscuro, de oolitas y fragmentos de cuarzo, así como bioclásticos y granos carbonatados de algas y de gasterópodos, así como de amonitas. La unidad está constituida por estratos de 20 a 60 [cm] de espesor. También existen intercalaciones de calizas arcillosas y calizas arenosas con fragmentos de cuarzo. Contiene algunos horizontes de lutitas carbonosas con influencia calcárea de color negro y nódulos calcáreos de color gris. Los estratos de lutitas tienen espesores de 3 a 6 [cm]. El espesor máximo reportado de esta unidad es de 220 [m] (Vázquez, 2008).

Su litología indica condiciones marinas de alta a media energía en condiciones topográficas irregulares durante su depósito. Esta unidad refleja también un incremento en la transgresión marina del Jurásico tardío y el desarrollo de depósitos de plataforma sobre los terrígenos de tipo continental.

II.a.1.5 Formación Santiago. Unidad comprendida por lutitas con nódulos calcáreos hasta lutitas interestratificadas con calizas, también presenta capas finas de lutita calcárea, micrita arcillosa fosilífera, micritas limo-arcillosas grumosas; presenta peletoides con materia carbonosa con pirita. Intercalados de manera aislada tiene algunos

estratos de calizas de color gris oscuro en espesores de 40 [cm] a 1.20 [m], intercaladas con lutitas carbonosas, con tonos grises al fresco y café debido a erosión. Por las características litológicas y de contenido fósil, se considera que su origen es marino somero, de energía baja a moderada en una plataforma con depresiones, en una zona próxima al borde del talud. Se le considera como potencial roca almacenadora en sus calizas bioquímicas, así como también rocas generadoras y sello por sus horizontes arcillo-calcáreos (Vázquez, 2008).

II.a.1.6 Formación Tamán. Esta formación se compone de una secuencia de calizas tabulares, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutita negra. Incluye también una alternancia de lutitas calcáreas de color negro, carbonosas, con caliza arcillosa de color gris oscuro, en espesores de estratos de 40 a 50 [cm]; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 [cm], con tonos rojizos debido a intemperismo. Se considera una unidad de gran espesor ya que puede llegar hasta los 700 [m] en las paleodepresiones, no obstante, sus espesores decrecen significativamente hacia las partes altas del paleorelieve. Se interpreta que se acumuló en un ambiente de depósito correspondiente al de las márgenes de una plataforma. Se le considera una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos (Vázquez, 2008).

II.a.1.7 Formación San Andrés. PEMEX (2008) reporta a esta formación como constituida por grainstone de oolitas, bioclásticos y ocasionales miliólidos; de color gris crema y crema blanquizco, con fragmentos de algas, corales y gasterópodos. Presenta fracturas selladas por calcita y esporádicas líneas estilolíticas, así como gradación y disposición en capas gruesas.

Esta formación se desarrolló en un ambiente marino de plataforma somera, de aguas cálidas y transparentes en constante oxigenación y salinidad estable, propiciándose en las zonas de alta energía condiciones ideales para el desarrollo de organismos secretores de carbonato de calcio tales como: algas, corales, moluscos, gasterópodos, equinodermos, etc. El conjunto de estos organismos formaron bancos arrecifales, en los cuales gran parte de los esqueletos, mediante la acción del oleaje fueron fragmentados y transportados a corta distancia donde se depositaron en forma de calcarenitas de bioclásticos, o bien constituyeron los núcleos de oolitas y pseudoolitas. Debido a estas condiciones, la Formación San Andrés es una excelente roca almacenadora.

II.a.1.8 Formación Pimienta. Formada por una secuencia de calizas de color negro, café claro y gris oscuro en capas delgadas con intercalaciones de bandas de pedernal negro. Está constituida por mudstone color gris oscuro a gris claro, compacto, en capas delgadas de 20 a 40 [cm] de espesor, con intercalaciones de mudstone arcilloso color gris oscuro, en capas de 10 a 15 [cm]. Su espesor varía de 50 a 350 [m] en el área de la Provincia Tampico-Misantla. Estos sedimentos se depositaron en un ambiente de cuenca, reductor, relativamente profundo, con aporte de terrígenos y materia orgánica (Vázquez, 2008).

II.a.2. Cretácico

II.a.2.1 Formación Tamaulipas Inferior. PEMEX (2008) describe que esta formación está constituida litológicamente por mudstone gris oscuro a negro, compacto, ligeramente arcilloso, en capas de 20 a 60 [cm] de espesor, con lentes y bandas de

pedernal negro e intercalaciones de lutitas negras en su parte inferior; mudstone gris claro a pardo claro en capas de 10 a 40 [cm], con intercalaciones de lutitas bentoníticas color gris verdoso en su parte media y en la parte superior por mudstone café claro a crema en capas de 20 a 30 [cm] de espesor. Su espesor varía de 300 a 500 [m] en la región. Su depósito se llevó a cabo en un ambiente marino profundo de cuenca. Se consideran importantes rocas almacenadoras, sin embargo la mayor producción de hidrocarburos es en fracturas en campos del distrito de Poza Rica (Vázquez, 2008).

II.a.2.2 Formación Tamaulipas Superior. PEMEX (2008) menciona que litológicamente esta formación está constituida por mudstone y wackestone gris y pardo oscuro. Sus capas varían de delgadas a medias, presenta bandas de pedernal negro y pardo oscuro; su espesor es de aproximadamente 400 [m]. Se considera que se depositó en un ambiente de plataforma externa relativamente profunda, de baja energía, con moderado aporte de material terrígeno. Se le considera roca almacenadora dado su porosidad secundaria por fracturamiento, en especial en la zona de Ébano y Pánuco (Vázquez, 2008).

II.a.2.3 Formación Tamabra. De edad Albiano-Cenomaniano. Está constituida por rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas). Se compone de fragmentos de calizas derivadas de organismos arrecifales, moluscos y rudistas; consisten de conglomerados intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Esta formación se divide en dos miembros en el Campo Poza Rica, el miembro superior (zona de calcarenitas biógenas) y el miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías). La presencia de arcillas

como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de su depósito, ocurrido al pie del talud continental; se le encuentra bordeando a la Paleo Plataforma de Tuxpan (Vázquez, 2008).

Hacia el poniente de la cuenca, la formación se acuña, observándose sedimentos en forma brechoide y compacta. El espesor promedio de esta secuencia varía de 150 a 200 [m] para la zona de Poza Rica, aunque también se reportan espesores en otras localidades que van de 300 a 1500 [m]. El ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia depósitos de arrecife y mar abierto. Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas con muy buena porosidad, se le considera roca almacenadora y es productora en el Campo Poza Rica.

II.a.2.4 Formación Agua Nueva. PEMEX (2008) expone que esta unidad está constituida por mudstone y wackestone gris claro a gris verdoso arcilloso en capas delgadas a medianas, con nódulos de pedernal negro y gris humo, de 10 a 40 [cm] de espesor con intercalaciones de lutitas calcáreas laminares. El espesor de esta formación es de 20 a 30 [m]. Su edad es Turoniano, aunque en algunas secciones esta edad varía a Cenomaniano Superior-Turoniano. El ambiente de depósito corresponde a facies de mar abierto con profundidad moderada, poca oxigenación y escasa energía, con ligero aporte de terrígenos, correspondiente a un depósito de tipo transgresivo.

Tiene las tres posibilidades dentro del sistema petrolero: roca generadora, debido a su contenido de materia orgánica; roca almacenadora gracias a su porosidad y permeabilidad secundaria, ya que presenta fracturamiento donde predominan los carbonatos; y roca sello por sus horizontes arcillosos (Vázquez, 2008).

II.a.2.5 Formación San Felipe. La litología dominante en esta formación es mudstone y wackstone, bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal. Hay intercalación con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso. Incluyen una alternancia de wackstone y lutitas de color gris verdoso que intemperiza a pardo, en estratos de 10 a 40 [cm] de espesor; contiene intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 [cm] de espesor. El grosor total de la unidad va de 50 a 330 [m] (Vázquez, 2008).

Es de edad Coniaciano-Santoniano. El ambiente de depósito de esta formación es de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del occidente que se encontraba en plena actividad. Se le clasifica como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal, así como roca sello por los horizontes bentoníticos que tienen baja porosidad.

II.a.2.6 Formación Méndez. La litología de esta formación en la Provincia Tampico-Misantla se compone de una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso, que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluyen calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas. El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 [m] hasta 1000 [m] aproximadamente (Vázquez, 2008).

Su edad es Campaniano-Maastrichtiano y el ambiente sedimentario es el mar abierto de aguas tranquilas, representado por facies de relleno de cuenca con aporte de terrígenos y cenizas volcánicas. Se le considera como roca almacenadora por su litología en horizontes brechoides y también roca sello por sus horizontes limosos y arcillosos.

II.b. Cenozoico

II.b.1. Terciario

II.b.1.1 Formación Velazco Basal. Esta unidad presenta lutitas calcáreas rojas y verdes de aguas profundas. El espesor máximo de esta biozona es de 90 [m]. Se le asigna una edad del Paleoceno Inferior. Se le considera roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (PEMEX, 2008).

II.b.1.2 Grupo Chicontepec. Se ha dividido a este grupo en tres biozonas que, para fines petroleros, se les otorgó categoría de formación y se conocen como Chicontepec Inferior, Medio y Superior. Consisten en una alternancia de areniscas arcillosas bien cementadas y lutitas calcáreas color gris oscuro, con algunos horizontes conglomeráticos lenticulares a la base, constituidos por fragmentos de 1 a 3 [cm] de pedernal y fragmentos de calizas de plataforma del Albiano-Cenomaniano (Vázquez, 2008).

Tiene un espesor promedio de 300 [m], aunque se han encontrado en el depocentro de la Cuenca de Chicontepec espesores de más de 1500 [m]. El grupo Chicontepec es una secuencia terrígena depositada en aguas poco profundas en abanicos submarinos, lo que se corrobora por la asociación de foraminíferos bentónicos; además presenta algunos restos de plantas carbonizadas, laminación cruzada, gradada, estratificación convoluta y slumps. A continuación se describen las tres unidades de este grupo.

- **Chicontepec Inferior.** Se le asigna una edad Paleoceno Superior y se caracteriza por una litología compuesta por intercalaciones de lutitas con areniscas lenticulares. En el centro de la Cuenca de Chicontepec contiene principalmente

lutitas de color gris verdoso a oscuro y areniscas calcáreas a veces con bentonita. Al sur de la cuenca tiene tres divisiones litológicas bien definidas; la primera son depósitos arcillosos; la segunda es una secuencia arenosa y la tercera corresponde con una secuencia de areniscas calcáreas. Se han determinado por la perforación de pozos petroleros en el centro de la cuenca espesores hasta de 1500 [m]. El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente.

Este último evento se relaciona con la Orogenia Laramide que da por resultado la Sierra Madre Oriental con una rotación al oriente de las plataformas de Tuxpan y San Luis-Valles, esto ocasionó una gran erosión entre las dos plataformas y un gran aporte de sedimentos a la Provincia de Tampico-Misantla y por consecuencia a la Cuenca de Chicontepec, dando inicio al relleno de una enorme depresión en condiciones próximas a los litorales o zonas marginales de profundidad somera y de fondo irregular, posteriormente la cuenca se profundiza originando depósitos de abanicos submarinos y flujos turbidíticos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes lenticulares arenosos y roca generadora por las lutitas que la conforman.

- **Chicontepec Medio.** Es de edad Paleoceno Superior y se compone de una secuencia de areniscas de color gris oscuro, de grano medio, compactas y con restos de plantas, alternando con lutitas grises, areniscas calcáreas y con guijarros de caliza arenosa; en el sur de esta cuenca consiste de lutitas compactas, masivas, color gris, masivas y con láminas de areniscas calcáreas. Se le asigna un ambiente

de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior, pero con diferentes periodos de aporte y alternancia de los sedimentos arcillosos. Se le considera como roca almacenadora por sus miembros arenosos, los que presentan porosidad y permeabilidad media; también es roca generadora y sello en sus capas arcillosas.

- **Chicontepec Superior.** Presenta una edad Eoceno Inferior y se compone de areniscas con alternancia de lutitas. También presenta estructuras primarias como laminación cruzada y ripples, así como restos de carbón diseminado; en esta unidad el espesor promedio es de 400 [m].

Se infiere que estos sedimentos se depositaron en una plataforma clástica y se extendieron hasta aguas profundas en la desembocadura de abanicos submarinos y con influencia de flujos turbidíticos distales, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec, en un ambiente de somero a profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos. Esta unidad es considerada como roca almacenadora de baja calidad en sus miembros arenosos y como roca sello debido a sus horizontes arcillosos.

II.b.1.3 Formación Guayabal. Formada litológicamente por lutitas de aguas profundas, contiene intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas, localmente presenta nódulos de siderita (característicos de esta formación). La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su edad corresponde con el Eoceno Inferior y su espesor varía de 60 a 1200 [m], incrementándose de norte a

sur. Sus condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros de plataforma clástica, aunque menos tranquilos que para las formaciones que la subyacen, sus cambios de espesor muestran el depósito en una depresión submarina inclinada al sur, recibiendo sedimentos provenientes del oeste. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad (Vázquez, 2008).

II.b.1.4 Formación Tantoyuca. Constituida por sedimentos arenoso-conglomeráticos y areniscas de ambientes deltaicos. Estas areniscas presentan cementante calcáreo y algunas intercalaciones de lutitas arenosas de color gris a gris oscuro. También contiene algunas intercalaciones de lutitas bentoníticas y margas arenosas. Además presenta esporádicos horizontes de conglomerados y brechas, formados de cantos redondeados provenientes de la erosión de calizas del Cretácico, areniscas del Grupo Chicontepec, fragmentos de pedernal, rocas metamórficas y volcánicas. Su espesor llega a alcanzar los 1000 m. Se considera como unidad productora de aceite y gas en ciertos campos (Vázquez, 2008).

II.b.1.5 Formación Chapopote. Presenta estratificación irregular con intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, característica que es notoria en la parte donde se presenta el cambio de facies con la Formación Tantoyuca (parte media de la Provincia de Tampico-Misantla). En la base se compone de lutitas calcáreas verdes que intemperizan a amarillo, plásticas y arenosas, con algunas capas delgadas de areniscas de grano fino con horizontes de lutitas. La secuencia es de edad Eoceno Superior y su espesor varía de 80 hasta 800 [m]. El ambiente de depósito correspondiente es el de plataforma clástica. Se le considera una excelente

roca sello por su baja porosidad y permeabilidad en sus horizontes arcillosos (Vázquez, 2008).

II.b.1.6 Formación Alazán. Se encuentra distribuida a lo largo de una franja de 280 [km], desde el Río Cazonés hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas. Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. En algunos pozos se reportan lutitas grises que cambian a areniscas de color gris con intercalaciones arcillosas; su espesor es variable, desde 60 hasta 930 [m]. Su edad es Oligoceno Inferior-Oligoceno Superior y se infiere que esta formación se depositó en una plataforma clástica (Vázquez, 2008).

II.b.1.7 Formación Horcones. Es una secuencia clástica de edad Oligoceno Inferior que se compone de lutitas calcáreas de color gris claro y gris oscuro que intemperizan a color pardo, con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 [cm] de espesor, con intercalaciones de ceniza volcánica. También contiene capas gruesas de hasta un metro de conglomerados heterogéneos (polimícticos) con fragmentos redondeados de calizas y dolomitas, con pedernal negro y en menor proporción presenta fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas. Su espesor es muy variable, llegando a estar ausente, como ocurre al oeste de la Provincia Tampico-Misantla, con variaciones de 60 a 450 [m]. Se depositó en aguas someras cercanas a la línea de costa, con aporte de material detrítico resultado de la erosión de rocas más antiguas. A esta unidad se le considera como roca almacenadora por

sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos y arenosos (Vázquez, 2008).

II.b.1.8 Formación Palma Real Inferior. Es una secuencia de edad Oligoceno Inferior y está constituida por lutitas calcáreas de color gris al fresco y amarillo café cuando está intemperizada; presenta un aspecto quebradizo, así como intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino, lutitas arenosas, areniscas de cuarzo, conglomerados y gravas de cantos rodados de calizas y pedernal procedente de la erosión de la columna mesozoica. Es común encontrar abundantes foraminíferos, incluso presenta desarrollos lenticulares aislados de calizas; las areniscas presentan huellas de oleaje. Se considera por su posición estratigráfica, su litología y el contenido faunístico como parte de un ambiente de plataforma clástica. Se ha clasificado como una roca sello por su baja porosidad y permeabilidad en sus horizontes arcillosos y almacenadora en los montículos arrecifales (Vázquez, 2008).

I.b.1.9 Formación Palma Real Superior. Esta unidad se compone de rocas de edad Oligoceno Superior. Consiste de lutitas grises, arenosas, bentoníticas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo de grano fino. Contiene un horizonte de areniscas de cuarzo de grano fino a medio. También se reportan conglomerados al noroeste de Poza Rica Veracruz. Se tienen espesores variables, por ejemplo, en el norte de la Provincia de Tampico-Misantla van desde 80 a 520 [m] y en el campo Poza Rica desde 280 [m].

Los sedimentos de esta formación presentan serias dificultades para su estudio, debido a los cambios laterales de facies en sus diferentes localidades. Al final del depósito de la Formación Palma Real se cree que se llevó a cabo una regresión, pues, en general,

aparece en su cima un intervalo de clásticos de tamaño medio, llamado conglomerado Mecatepec. A esta formación se le considera como almacenadora de hidrocarburos en la Provincia Tampico-Misantla (Vázquez, 2008).

En general, la ocurrencia de hidrocarburos es muy errática dentro de la Cuenca de Chicontepec, por lo que tener una certidumbre y/o control acerca de la existencia de los horizontes productores es difícil. Este comportamiento se debe a la complejidad que presentan los sistemas de depósito, ya que no presentan una distribución uniforme en toda la cuenca.

PEMEX (2012), documenta la erosión del Paleocanal como diferencial, asociada a zonas incompetentes y a la distribución de los principales sistemas de paleocorrientes; hacia el sureste del área alcanzó su máxima expresión manifestándose por la ausencia de la columna geológica representativa del Eoceno Inferior Temprano al Albiano Cenomaniano, encontrándose los sedimentos de la Formación Chicontepec Canal del Eoceno Inferior Tardío descansando directa y discordantemente sobre Jurásico Superior.

II.2.2 Modelo Sedimentario

La formación del Paleocanal de Chicontepec sucedió durante el periodo Paleoceno Tardío-Eoceno Temprano, a partir de la intensa actividad erosiva en el fondo marino provocada por corrientes de densidad, creándose un espacio en forma de canal, que fue rellenado durante el Eoceno Temprano y colmatado en el Eoceno Medio (PEMEX, 2012).

El alto índice de sedimentación estuvo regulado por el aporte de sedimentos provenientes principalmente de la zona de levantamiento de la Sierra Madre Oriental. Este aporte a su vez fue generado por la convergencia acelerada del margen de placas tectónicas del occidente de México. Estos sedimentos fueron transportados primero por corrientes fluviales que se convierten en deltas en el ambiente transicional, posteriormente depósitos en plataforma clástica, en cuyo borde se originaron corrientes de turbidez en ambientes de aguas profundas.

Los abanicos submarinos tuvieron una gran influencia en la sedimentación de la cuenca con lo que el espesor de las rocas terrígenas se incrementó notablemente. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas, canales y abanicos de ambiente nerítico externo a batial, formando turbiditas y complejos de abanicos y canales, formando una secuencia sedimentaria compuesta por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas.

El modelo de depósito corresponde con una distribución espacial de litofacies caracterizada por sub-ambientes de abanico interno, medio y externo, cuyos flujos de densidad fueron transportados dentro de sistemas canalizados y depositados al pie de los taludes de forma abanicada y también, debido a desprendimientos masivos de sedimentos no canalizados provenientes del talud de la cuenca por deslizamientos, derrumbes y como flujos de escombros; todos ellos también depositados al pie del talud como “aprones”; los sedimentos resultantes estuvieron sujetos a la acción de las corrientes del piso marino profundo, que generaron sistemas turbidíticos (Figura 2.6), (Santillán y Aguayo, 2010).

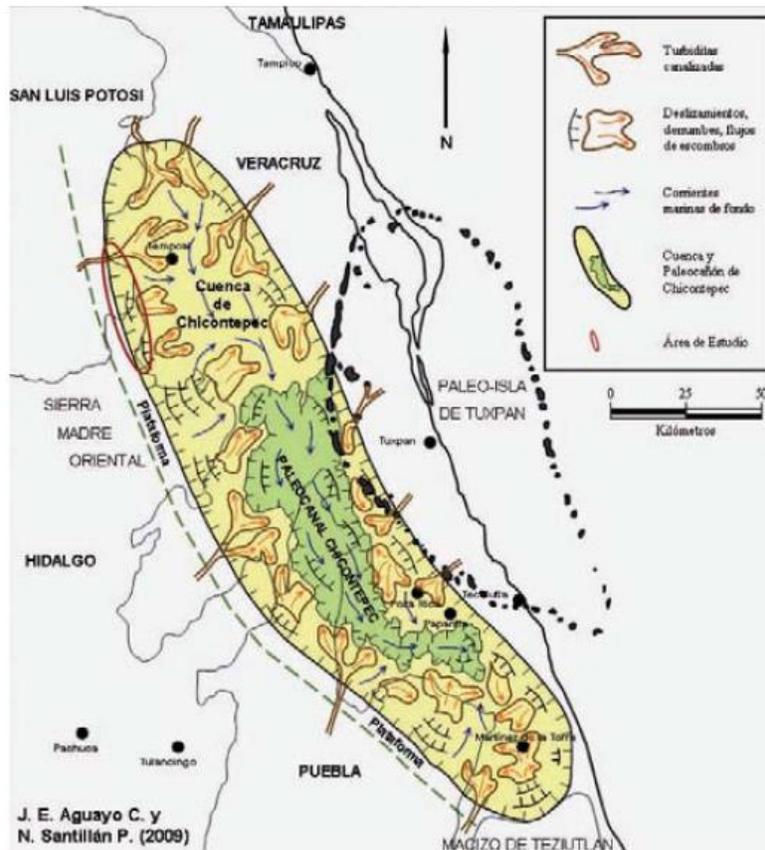


Figura 2.6. Modelo de depósito conceptual de la cuenca de Chicontepec, en donde se ilustran los mecanismos esquematizados de transporte y sedimentación (Santillán y Aguayo, 2010).

En base al estudio de núcleos y con el soporte de información sísmica tridimensional, se han identificado 11 facies correspondientes al modelo de abanico submarino, determinando su distribución a lo largo de la Cuenca de Chicontepec. Regionalmente, el modelo está conformado por distintos abanicos, con sus respectivos canales alimentadores ubicados en la margen occidental de la misma cuenca.

Estos depósitos de abanicos, fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales sobresale regionalmente la discordancia del Eoceno Inferior, que forma un canal que se profundiza de noroeste hacia el sureste, donde sedimentos paleógenos y del Jurásico Superior están en contacto por discordancia angular. Esta discordancia es uno de

los factores que regula la distribución de hidrocarburos en diferentes trampas estratigráficas. En la parte norte y centro de la cuenca, la mayoría de los hidrocarburos se localizan por debajo de esta discordancia, mientras que en la porción sur que es donde se encuentra nuestra zona de estudio particular, la producción se ubica en las arenas basales que la sobreyacen (Vázquez, 2008).

El Sector 8 (Furbero-Presidente Alemán-Remolino); área de estudio de este trabajo; estuvo sometido a una erosión severa guiada por la fuerte pendiente que se originó debido al basculamiento de la cuenca y a las corrientes submarinas, socavando los depósitos antiguos, dejando una morfología irregular sin-sedimentaria que controló la distribución de los depósitos de canales y bordes de erosión de abanicos submarinos numerosos.

Los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec, constituidos por areniscas y lutitas del Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, y distribuidos en una superficie aproximada de 4,243 km², presentan entre sus características principales, una permeabilidad promedio de 0.1 a 5 mD y una porosidad del 8 al 12% (Figura 2.7).

Roca		Fluido	
Formación:	Chicontepec	Tipo de fluido:	Aceite negro
Edad:	Paleoceno-Eoceno inferior	Tipo de empuje:	Expansión de gas en solución
Tipo de roca:	Arenas y lutitas interestratificadas	Densidad del aceite:	18-45 °API
Tipo de trampa:	Estratigráfica	Presiones iniciales:	80-360 kg/cm ²
Porosidad:	8-12 %	Presión de saturación:	50-330 kg/cm ²
Permeabilidad:	0.1 – 5 miliDarcy	Viscosidad:	0.5-17 centipoise
Espesor bruto:	Hasta 1900 m		
Espesor neto:	Hasta 500 m		
Profundidad:	100 a 2500 m.b.n.m.		

Figura 2.7. Características de los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec (PEMEX, 2012).

II.3 Sistema Petrolero

II.3.1 Definición y Conceptos del Sistema Petrolero

Se puede definir al Sistema Petrolero como la conjunción de los elementos geológicos y los procesos necesarios para que ocurra la generación y almacenamiento de hidrocarburos, dando lugar a un yacimiento (de gas y/o aceite). Los elementos necesarios para la existencia de este sistema son una roca generadora, almacenadora, sello y una trampa. Los procesos requeridos son el sepultamiento y migración. En el momento en que todos estos elementos y procesos compartan apropiadamente relaciones de espacio y tiempo (sincronía), el sistema petrolero se “cerrará” y la ocurrencia y acumulación de hidrocarburos se habrá dado. Si alguno solo de estos componentes llega a hacer falta o se produce fuera del orden requerido, el área potencialmente productora que presente esta situación pierde viabilidad (Figura 2.8), (Martell, 2012).

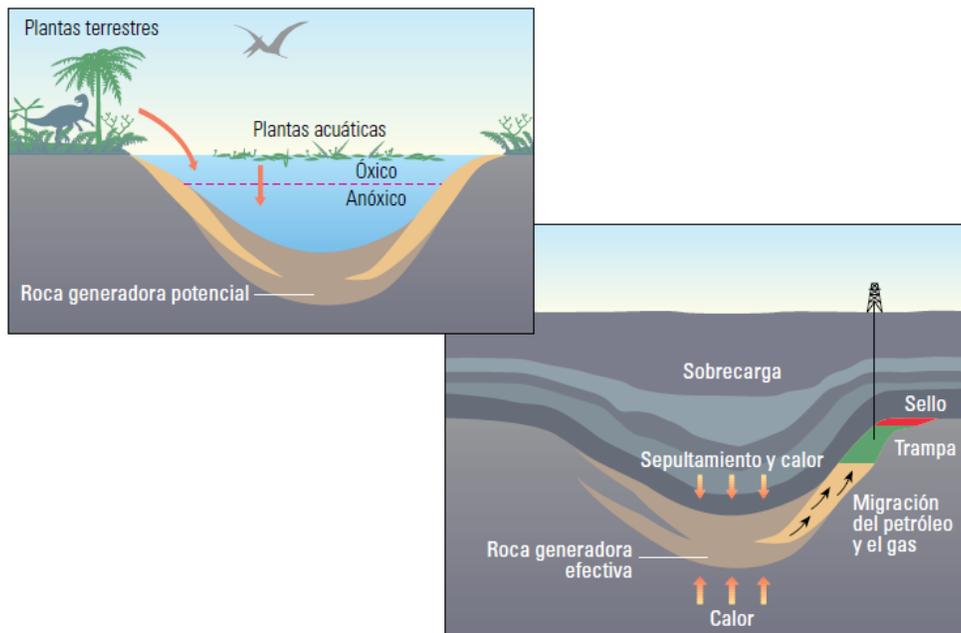


Figura 2.8. Simulación de los elementos y procesos geológicos, térmicos y de flujo de fluidos que generan un Sistema Petrolero (Matlak y Al Saeeda, 2009).

No todos los sistemas petroleros son iguales, cada uno presenta cierta extensión estratigráfica, geográfica y temporal, así como diferencias en su forma, condición geométrica y evolución geológica. Estos últimos parámetros sirven para clasificar a los sistemas petroleros de la siguiente manera:

- **Sistemas Puros:** Son aquellos que no presentan deformación estructural importante, ya que sus particularidades se deben a aspectos sedimentológicos fundamentalmente. La mayoría de las trampas en este tipo de sistemas son del tipo estratigráficas.
- **Sistemas Híbridos:** Se distinguen por presentar reorientaciones estructurales por efectos de deformación, por lo que estos sistemas generalmente están asociados a trampas de pliegues anticlinales y a fallas. En algunos casos se dan combinaciones entre ambas.

Existe también la clasificación de los sistemas petroleros en base a su nivel de certidumbre, es decir, en base a los datos cualitativos y cuantitativos que se tengan disponibles sobre la roca generadora. En la figura 2.9 se muestran los niveles de certeza, criterios y símbolos que definen el sistema.

Definición de Niveles de Certeza.		
Nivel	Símbolo	Criterio
Conocido	(!)	La información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites entrampados en la cuenca.
Hipotético	(.)	La información geoquímica identifica a la roca generadora, pero no existe correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos.
Especulativo	(?)	Se considera un sistema especulativo cuando sólo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han realizado estudios detallados.

Figura 2.9. Definición de los niveles de certidumbre para sistemas petroleros (Vázquez, 2008).

Existen 4 niveles de investigación petrolífera. En los primeros dos niveles no se contempla el valor económico del área de estudio, mientras que en los últimos dos, sí es tomado en cuenta (Figura 2.10):

- **Cuenca Sedimentaria.** Consiste en la descripción de secuencias estratigráficas y estilos estructurales con las que se desarrollan mapas estratigráficos, mapas estructurales, estratigrafía sísmica y secuencial. El proceso de mapeo es necesario para definir características petroleras del subsuelo.
- **Sistema Petrolero.** Enfocado a la descripción de las relaciones entre la generación y acumulación de hidrocarburos. También se llevan a cabo análisis geoquímicos para detectar trazas de petróleo y gases que pueden brindar información básica de la naturaleza del sistema. Después de este

proceso, es necesario determinar la extensión estratigráfica, geográfica y temporal.

- **Play.** Grupo de campos con similitudes geológicas en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración y almacenamiento de hidrocarburos. Los trabajos de identificación y evaluación de los plays permiten delimitar las áreas con más probabilidad de tener hidrocarburos, es decir, donde los elementos del sistema petrolero estén presentes.
- **Prospecto.** Se refiere concretamente a la identificación de una acumulación de hidrocarburo potencial, lo suficientemente definida para soportar un estudio de perforación.

Los plays y prospectos sin condiciones económicas, por definición no existen. Sin embargo, las cuencas sedimentarias y sistemas petroleros si los podemos encontrar, a pesar de que no posean un valor económico.

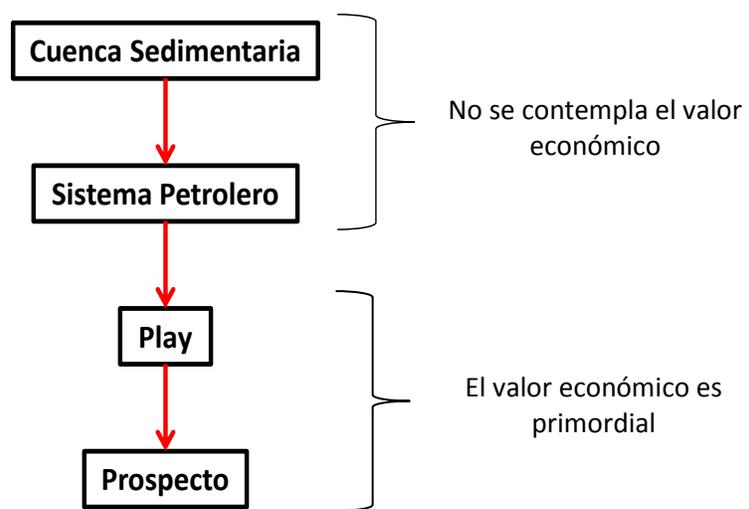


Figura 2.10. Diagrama que muestra la secuencia ideal de una investigación petrolífera (Galicia, 2014).

Debido a la vital importancia del conocimiento del sistema petrolero y sus componentes, se han ido perfeccionando las maneras de representar dichos atributos de manera gráfica, con el fin de sintetizar la información y adquirir una mejor comprensión de la misma. Actualmente, el sistema petrolero se puede representar utilizando:

1. Tabla de datos. En la tabla se enlistan todos los campos de gas y aceite que se asocian a un mismo sistema petrolero y se complementa con datos de los mismos campos, como su fecha de descubrimiento, roca almacén, grados API (American Petroleum Institute), producción acumulada de gas y/o aceite, volúmenes originales, reserva disponible, etc.

2. Una gráfica de historia de sepultamiento con la descripción del momento crítico, la edad y los elementos esenciales de una localidad. Se le llama momento crítico al instante en el tiempo donde mejor se representa la generación-migración-acumulación de hidrocarburos. El tiempo de preservación (o conservación) corresponde al tiempo geológico en el que los hidrocarburos se conservan o en el cual pueden degradarse, volver a migrar, o destruirse por diversos procesos geológicos.

3. Un mapa geológico-geográfico de localización. La extensión geográfica del sistema petrolero se define por una línea que circunscribe al volumen de la roca generadora activa y que incluye el petróleo descubierto, ya sea por una manifestación en superficie o en el subsuelo, o por una acumulación comercial (Magoon y Dow, 1994).

4. Una sección geológica elaborada para el momento crítico que describa las relaciones espaciales de los elementos esenciales. La extensión estratigráfica del sistema petrolero que aquí se representa abarca a las rocas generadoras, almacén, sellos y de

sobrecarga, cuando estas están en su momento crítico. Las rocas de sobrecarga proveen el sepultamiento necesario para la madurez de las rocas generadoras y alteran la geometría de las trampas y de las vías de migración.

5. Una carta de eventos del sistema petrolero con las relaciones en tiempo de los elementos esenciales y de los procesos, así como el tiempo de preservación y el momento crítico. Se exponen las relaciones temporales de los elementos esenciales y los eventos principales del sistema petrolero, tiempo de preservación y momento crítico.

A continuación podemos observar algunos ejemplos de representaciones gráficas de un sistema petrolero (Figura 2.11 y Figura 2.12).

Campo	Volumen Original		Producción Acumulada	
	Crudo (mmb)	Gas (mmpc)	Crudo (mmb)	Gas (mmpc)
Proyecto ATG	136,784	54,222	160	270
Akal	30,556	14,725	12,187	5,442
Ku	4,474	2,295	1,999	1,062
Abkatún	5,446	3,885	2,210	1,809
Samaría	5,096	4,114	1,553	1,925
Maloob	6,912	2,416	336	111
Jujo-Tecominoacán	3,796	4,290	1,102	1,222
Poza Rica	4,810	4,879	1,405	1,902
Zaap	4,678	1,814	274	149
Chuc	2,160	2,099	843	944
Pol	2,253	2,445	936	875
Caan	1,564	2,493	834	1,511
Iride	1,909	2,252	465	691
Cunduacán	2,802	3,397	558	807
Nohoch	2,054	941	611	272
Pánuco	3,649	10,614	367	1,065
Cacalilao	3,216	9,746	337	975
Cactus	2,069	4,604	327	628

^{1\}Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2009.

Figura 2.11. Ejemplo de representación gráfica: Tabla de Datos (CNH, 2010).

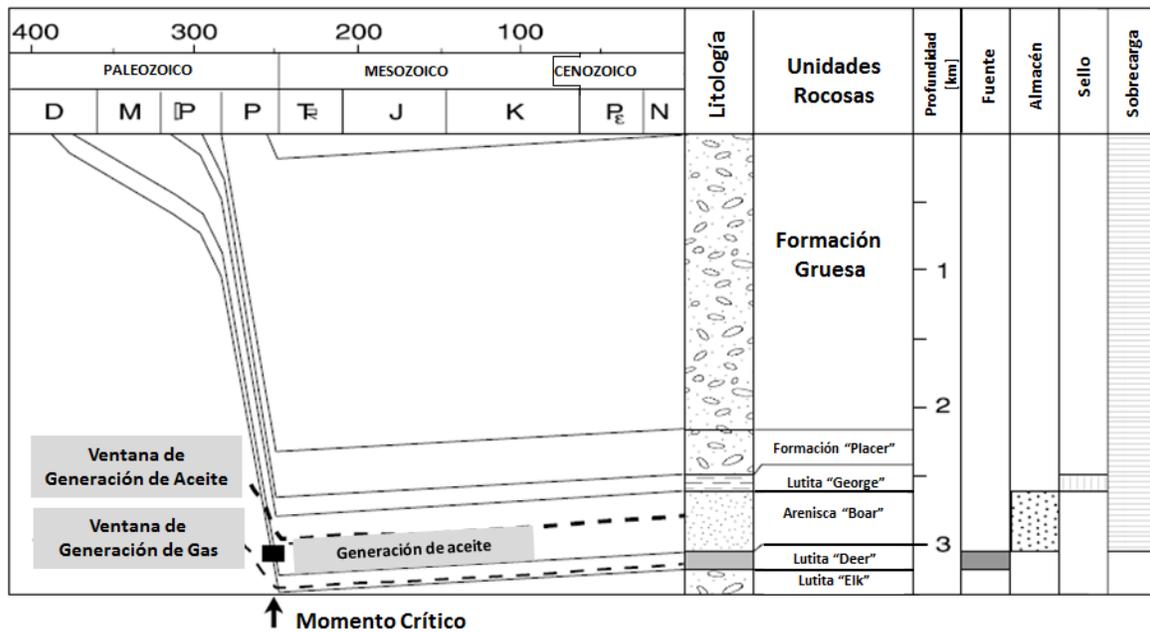
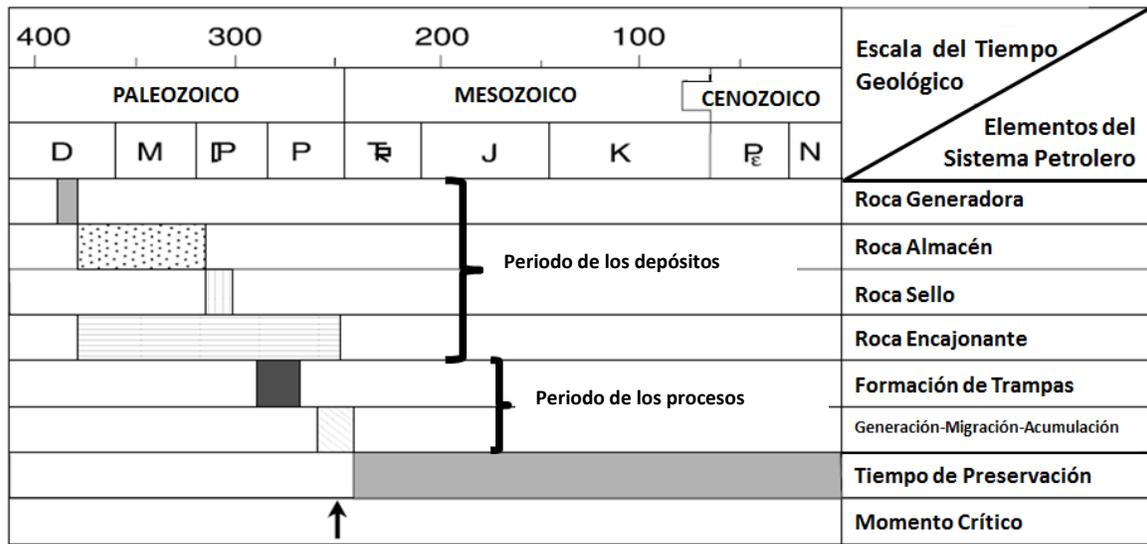


Figura 2.12. Ejemplos de representaciones gráficas: Carta de Eventos (Arriba) y Gráfica de Historia de Sepultamiento (Abajo) (Modificada de Magoon y Dow, 1994).

II.3.2 Sistema Chicontepec

Este sistema petrolero se clasifica como uno de tipo puro, debido a la deformación estructural poco significativa que presenta (Vázquez, 2008), sin embargo, García (2013) menciona la existencia de pliegues suaves, sistemas de fallas laterales y zonas fracturadas que harían a este sistema ser considerado como híbrido. Las trampas aquí presentes son estratigráficas y poseen un origen asociado a abanicos submarinos, superficies de erosión y relleno del paleocanal. En cuanto a la clasificación en base al nivel de certeza, coloca a Chicontepec como un Sistema Conocido (!), ya que en los campos que se han estudiado dentro de este sistema, existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite en sus areniscas, y a su vez este se correlaciona positivamente con la roca generadora. En las formaciones que engloba el Grupo Chicontepec se tiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos en el país.

Los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de areniscas, las que se encuentran a profundidades que varían de los 800 [m] a 2400 [m]. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 [kg/cm²] y su temperatura de fondo se encuentra en el rango de 65°C a 75°C (Aguirre, 2008).

Roca Generadora

Las rocas generadoras de este sistema corresponden a las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, así como en menor medida los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio. En todas ellas se tiene una alta concentración de materia orgánica y el posterior

sepultamiento por la gruesa secuencia marina de abanicos, que suele llegar hasta 1700 [m] de espesor, dando paso a condiciones idóneas de presión y temperatura. El potencial generador de las formaciones jurásicas es principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, en cambio, las formaciones del Grupo Chicontepec tienen potencial generador principalmente de gas con volúmenes menores de aceite (Vázquez, 2008).

A continuación se describen las principales características de las formaciones generadoras:

Formación Santiago (!). Está constituida por lutitas calcáreas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas tipo mudstone arcillo-piritizadas y horizontes de nódulos calcáreos. Sus espesores varían entre 10 y 755 [m] encontrándose preferentemente en la porción sur de la cuenca.

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] de roca respectivamente. El kerógeno muestra índices de hidrogeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) que varían entre 425 y 525 °C., los cuales son valores característicos de un kerógeno original predominante de tipo II, el cual se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro; en la fase madura genera aceite y gas, mientras que en la fase sobremadura únicamente gas (Vázquez, 2008).

Formación Tamán (!). Está compuesta por mudstones y calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminadas y escasas limolitas con espesores máximos de 998 [m]. Posee una buena estratificación y un predominio de carbonatos sobre las arcillas. El porcentaje de

COT se encuentra entre 0.1 y 5.4%, los valores de S2 fluctúan entre 15 y 925 [mg/g], y los de Tmax varían entre 421 a 527 °C (Vázquez, 2008).

Formación Pimienta (!). Está compuesta por mudstone y calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal con espesores máximos de 485 [m]. El porcentaje de COT se encuentra entre 0.2 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 [mg/g]; el IH varía entre 18 y 959, mientras que la Tmax se encuentra entre 412 y 476 °C (Vázquez, 2008).

La mayor riqueza orgánica de Chicontepec se encuentra en las formaciones Santiago y Pimienta, ya que poseen kerógeno de los tipos I y II, encontrándose predominantemente dentro de la ventana del aceite. Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en grabens, los cuales, al madurar la materia orgánica se convirtieron en los principales focos oleogeneradores. En la Figura 2.13 se muestran las características de las tres formaciones anteriores a manera de comparación.

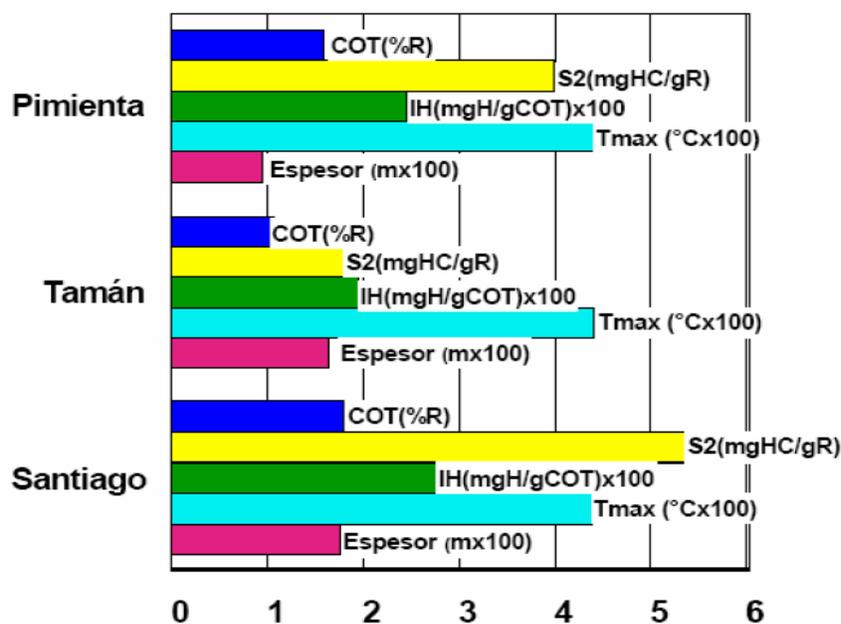


Figura 2.13. Características de las rocas generadoras en la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).

Rocas Almacenadoras

En el Grupo Chicontepec existen horizontes caracterizados por areniscas (litoarenitas y grawacas líticas) de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa que presentan porosidades promedio del 12%. Los cuerpos arenosos presentan espesor variable, cuya continuidad lateral es dependiente de la geometría y profundidad del paleoelemento. Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad; relacionada a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%. Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura y canales distributarios con espesores de entre 12 y 18 [m]. Las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos (Vázquez, 2008).

Rocas Sello

Las mismas formaciones del Grupo Chicontepec en sus facies de lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino, actúan como rocas sello. En las partes norte y centro de la cuenca, el sello principal lo componen sedimentos arcillosos del mismo grupo, localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al sureste, el sello son las rocas arcillosas de la Formación Guayabal (Vázquez, 2008).

Migración

La migración ocurrió siguiendo preferentemente los planos de fallas laterales y el sistema de fracturas asociadas en sentido vertical ascendente (Figura 2.14), con moderada extensión hacia rocas con mayor porosidad. Las discordancias favorecieron la migración, permitiendo que los cuerpos arenosos en sus proximidades se impregnaran de hidrocarburos (García, 2013).

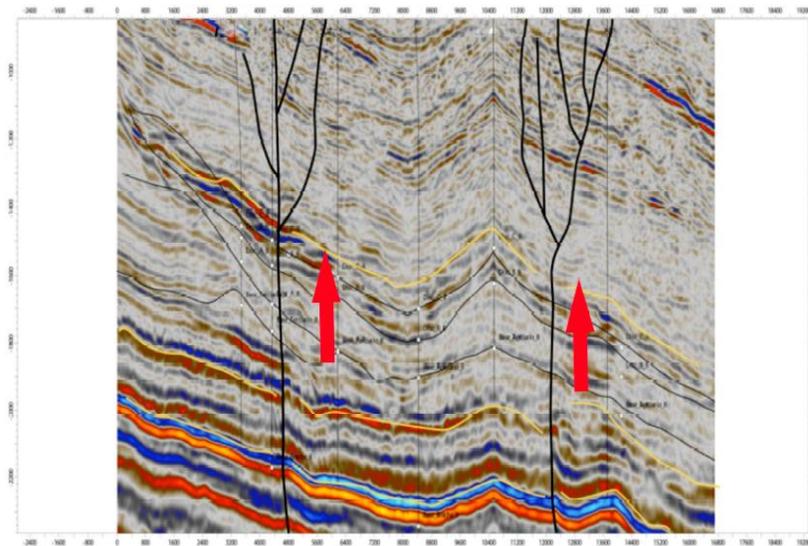


Figura 2.14. Sección sísmica del campo Furbero donde se muestra planos de fallas laterales y el sistema de fracturas que favorecieron la migración de hidrocarburos (García, 2013).

Los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio con gran contenido de materia orgánica, se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica por lo que se generaron ventanas de gas que, posteriormente, fueron expulsadas a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática (Vázquez, 2008).

Entrampamiento

El Sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad (Figura 2.15). Estas se refieren a aquellas que son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente; las formaciones impermeables se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones. En la mayoría de los casos en Chicontepec, son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino, con estratificación delgada, que limitan a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) en su cima, base y laterales. Es así como se forman las principales trampas, por lo que es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos (Vázquez, 2008).

En el paleocanal también hay gran cantidad de trampas del tipo estratigráfico complejas, cuya geometría fue influenciada por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, como son los paleocanales, en algunos casos controlados por la geometría del depósito debida a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, pudiendo llegar a construir trampas combinadas (Vázquez, 2008).

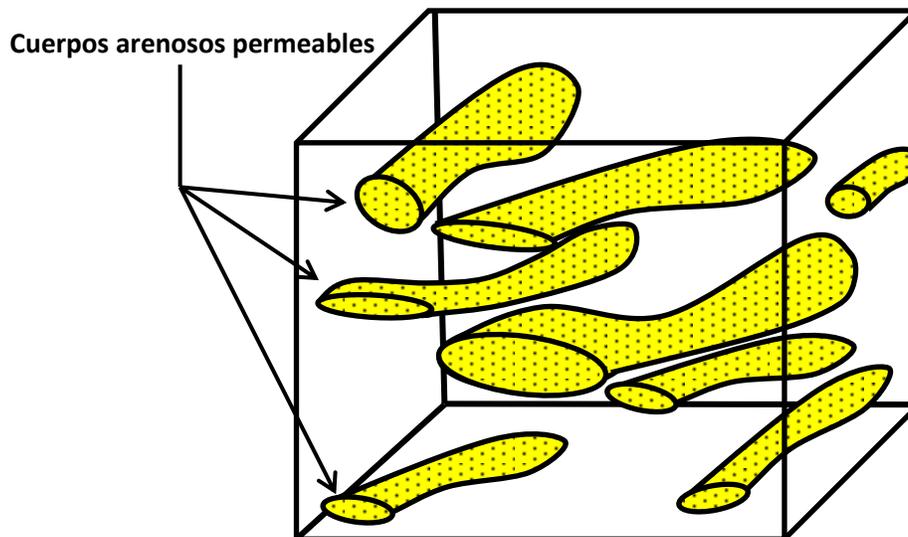


Figura 2.15. *Cuerpos arenosos lenticulares, formando trampas por variación de la permeabilidad, característicos en la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).*

Sincronía

Anteriormente se mencionó a la sincronía como la ocurrencia de todos los elementos necesarios, en un tiempo y espacio adecuados para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos, y así, sean viables para ser explotados con fines económicos.

Para algunos autores, los elementos necesarios que se asocian a la sincronía de la Cuenca de Chicontepec, son: la erosión que dio origen al Paleocanal de Chicontepec, las secuencias clásticas depositadas que sufrieron deformaciones significativas (fallas laterales), posible modificación de las propiedades petrofísicas producto de la Orogenia Laramide, tiempo necesario de maduración para la generación de hidrocarburos en capas inferiores, etc.

En la figura 2.16 se presenta una carta de eventos para ilustrar la ocurrencia de los elementos del sistema petrolero que en una secuencia adecuada dieron origen a la acumulación y retención de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec (Vázquez, 2008).

La formación de la roca generadora ocurrió durante el Jurásico Superior y la formación de la roca sello tuvo lugar durante el Paleoceno-Eoceno. Los eventos tectónicos que se relacionan con el sistema petrolero de la cuenca de Chicontepec, tuvieron lugar durante todo el Jurásico, parte del Cretácico Superior y en el Paleoceno. La generación y acumulación de hidrocarburos se dio a partir del Cretácico tardío y durante el Paleógeno y Neógeno, teniendo el tiempo necesario para migrar y entramparse en las secuencias del Mesozoico y Cenozoico.

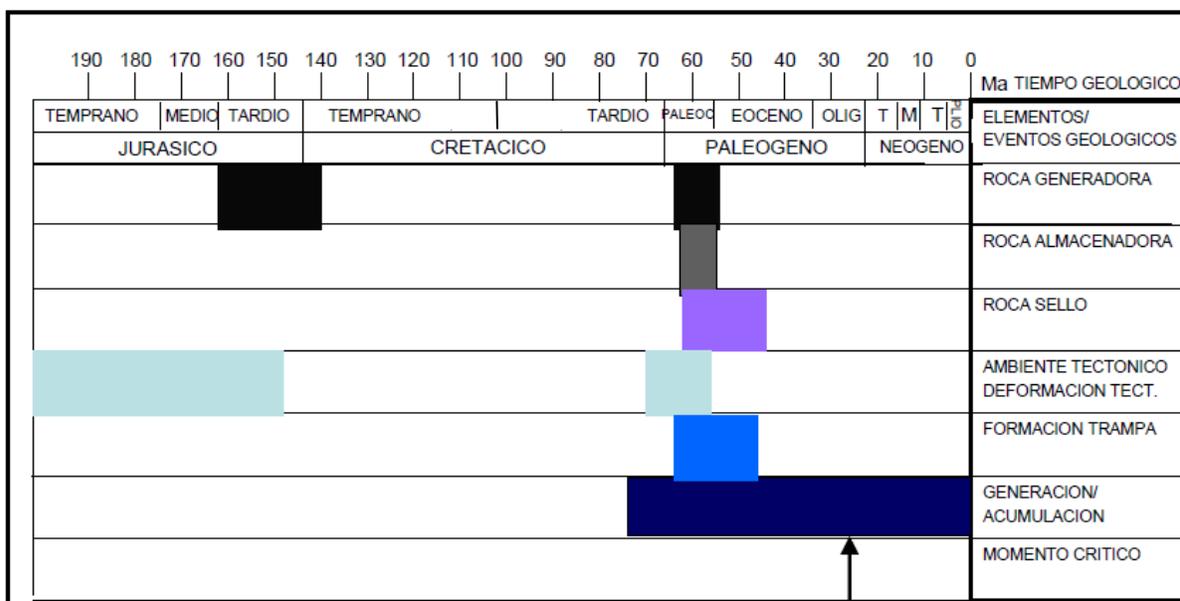


Figura 2.16. Carta de Eventos, que ilustra la sincronía en la Cuenca de Chicontepec (Modificada de Vázquez, 2008).

III. METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA EL ANÁLISIS DE LA GEOMETRÍA Y PROCEDENCIA DE ARENISCAS

En este trabajo se establece una metodología con la cual se identifican las características de geometría y procedencia de las areniscas de edades Paleoceno-Eoceno, al sureste del Paleocanal de Chicontepec. Para lograr este objetivo, se ha propuesto dividir a los diferentes pasos que conforman el flujo de trabajo en cuatro grandes etapas: Etapa 1. Documentación del marco geológico regional, Etapa 2. Obtención y análisis de la información, Etapa 3. Integración de la información, y Etapa 4. Resultados y Productos Finales.

Cada una de estas etapas posee su propio objetivo, pero todas apuntan hacia un fin específico. Las cuatro divisiones, junto a sus objetivos particulares serán descritas a continuación, así como los elementos que conforman a cada una de estas.

III.1. Documentación del marco geológico regional

Objetivo: Recopilar toda aquella información publicada o estudiada con anterioridad, que competa a la zona de interés, con el fin de usarla como base en el estudio y la interpretación de nuevos datos.

En lo que compete al Sector 8, PEMEX se ha encargado de hacer estudios extensivos y por ende, de generar diversos informes técnicos o publicaciones científicas que se han encargado de sintetizar y exponer los estudios regionales hechos en el área. Es muy común ver en dichas publicaciones distintos tipos de datos que van desde información de los pozos perforados (incluyendo su historial de producción) con sus respectivos núcleos, muestras de canal, información de fracturas, registros geofísicos

detallados; hasta información como lo son mapas estructurales o los perfiles sísmicos a diferentes resoluciones. Estos perfiles para el Paleocanal de Chicontepec en general suelen ser a profundidades desde 10 a 30 [m]. En la figura 3.1 se puede observar la gran cobertura sísmica que se ha realizado dentro del Sector 8, obteniéndose por ejemplo sismogramas sintéticos o modelos de velocidades, los cuales han sido generados y utilizados para diversos fines.

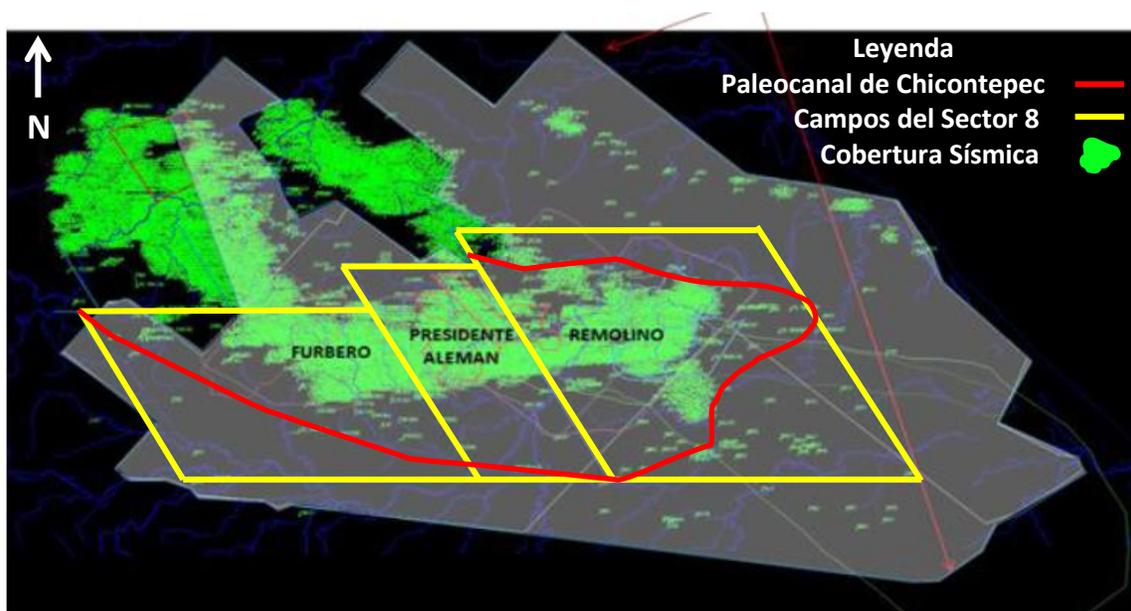


Figura 3.1. Cobertura sísmica en el Sector 8, dentro del Paleocanal de Chicontepec (Modificado de PEMEX, 2012).

En algunos informes técnicos también ha cobrado importancia la aparición de indicadores del tipo económico, debido a que la mayoría de los estudios geológicos realizados al Paleocanal de Chicontepec están enfocados a su explotación y aprovechamiento económico (Figura 3.2).

Indicador	Sector 8
Inversión (mmpesos)	270,038
Gasto de operación (mmpesos)	111,556
Producción de aceite acumulada (mmb)	828
Producción de gas acumulada (mmpc)	2,106
Pozos a perforar para desarrollo (número)	6,527
VPI (mmpesos)	86,481
VPN económico antes de impuestos (mmpesos)	86,786
VPN económico después de impuestos (mmpesos)	24,571
Precio del aceite (usd/b)	84.12
Precio del gas (usd/mpc)	4.47
Tipo de cambio (peso por usd)	12.76
Pesos de	2012
Año base de indicadores	2,013
Periodo del proyecto	2013-2018

Figura 3.2. Principales indicadores económicos del Sector 8. **Indicadores:** VPI-Valor Presente Neto de la Inversión, VPN-Valor Presente Neto. **Unidades:** mmpesos-millones de pesos, mmb-millones de barriles, mmpc-miles de millones de pies cúbicos, usd-dólares, usd/b-dólares por barril, usd/mpc-dólares por millar de pie cúbico (Modificado de PEMEX, 2012).

Una vez obtenida toda la información posible que sea relevante para el estudio a llevar a cabo, se procede a usarla para generar nuevos datos y elementos o para complementar la misma.

III.2. Obtención y análisis de la información

Objetivo: Realizar los estudios, modificaciones y complementaciones pertinentes a todos los elementos obtenidos directa o indirectamente de la zona de interés.

Los eventos en orden cronológico responsables de la evolución estratigráfica de la secuencia de la Formación Chicontepec para el Sector 8, son expuestos por PEMEX (2012), en primer lugar como una serie de abanicos submarinos depositados en dirección SW-NE con facies de canales y lóbulos a gran escala que gradan lateralmente a depósitos de desborde de canal y piso de cuenca con superficies de abandono, los cuales progradan en dirección sur-sureste donde se depositaron cuerpos de facies areno-arcillosas y limo-

arcillosas. Después vinieron dos periodos de levantamiento y erosión seguidos por una reactivación de la sedimentación en el primer periodo y por una reactivación retrogradacional del sistema de abanicos turbidíticos en el segundo. Al final ocurrió otro proceso de levantamiento e incisión profunda (erosión). Dichos procesos erosivos estuvieron controlados por la fuerte pendiente que se originó debido al basculamiento de la cuenca y a las corrientes submarinas, socavando los depósitos antiguos, dejando una morfología irregular sin-sedimentaria que controló la distribución de los depósitos de canales y bordes de erosión de abanicos submarinos numerosos (PEMEX, 2012).

Para la obtención de información requerida para este estudio, un primer paso es el de localizar los pozos de interés, ubicados en la zona de Furbero-Presidente Alemán-Remolino, para realizar enmallados de los pozos del proyecto, y posteriormente hacer secciones ortogonales con estos. Los pozos a elegir pueden ser del tipo exploratorio o de desarrollo. Los primeros son aquellos que se perforan en zonas donde no se había encontrado antes aceite ni gas y que se espera que puedan generar producción, mientras que los segundos son aquellos que tienen como objetivo principal aumentar la producción del campo, razón por la cual, se perforan dentro del área probada (Lahee, 1960).

Las secciones realizadas son trazadas en dirección del echado con el fin de poder apreciar las tendencias estructurales que muestran los estratos y secuencias sedimentarias. En este tipo de secciones, una cantidad importante de pozos mejora la calidad de los resultados.

El complejo turbidítico de Chicontepec, fue subdividido en 3 secuencias, quedando definidas por discordancias regionales. Estas secuencias turbidíticas están limitadas por

discontinuidades erosivas y tienen un espesor promedio entre 170 y 400 [m]. Además se identificaron depósitos turbidíticos de orden menor, aproximándose éstos en términos generales a parasecuencias, cuyo espesor es del orden de los 10 a 140 [m] y están limitados en su cima y base por superficies de inundación reconocibles al menos a nivel de yacimiento, y definidas con las siglas FPR en referencia a las iniciales de los campos del Sector 8: F=Furbero, P=Presidente Alemán y R=Remolino (PEMEX, 2012).

En las secciones regionales, de forma longitudinal y transversal al paleocanal, se aprecian las secuencias arenosas que constituyen las facies de yacimientos de complejos de canales y lóbulos (Figuras 3.3 y 3.4):

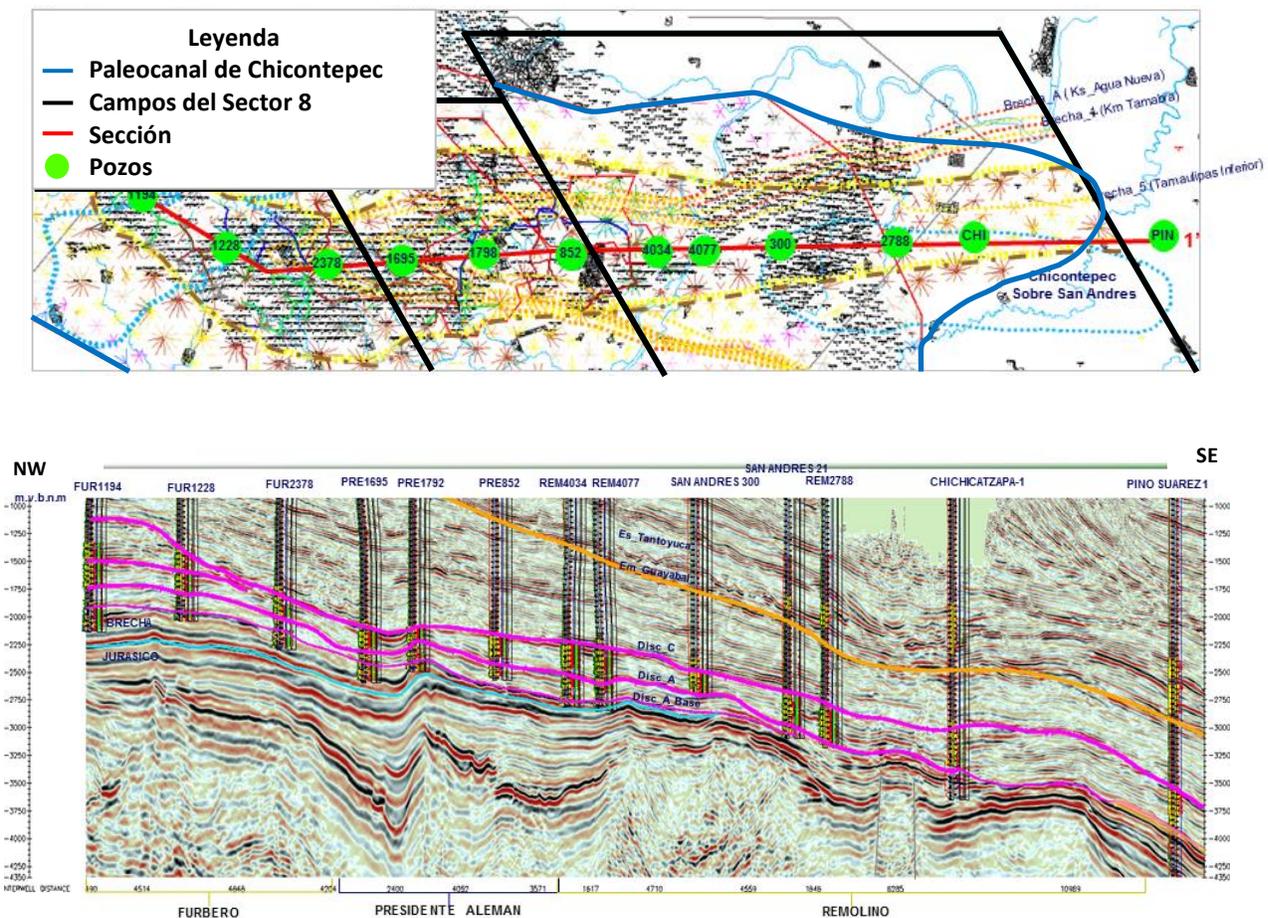


Figura 3.3. Sección estructural regional longitudinal (NW-SE) al paleocanal, en el Sector 8 (Modificada de Pemex, 2012).

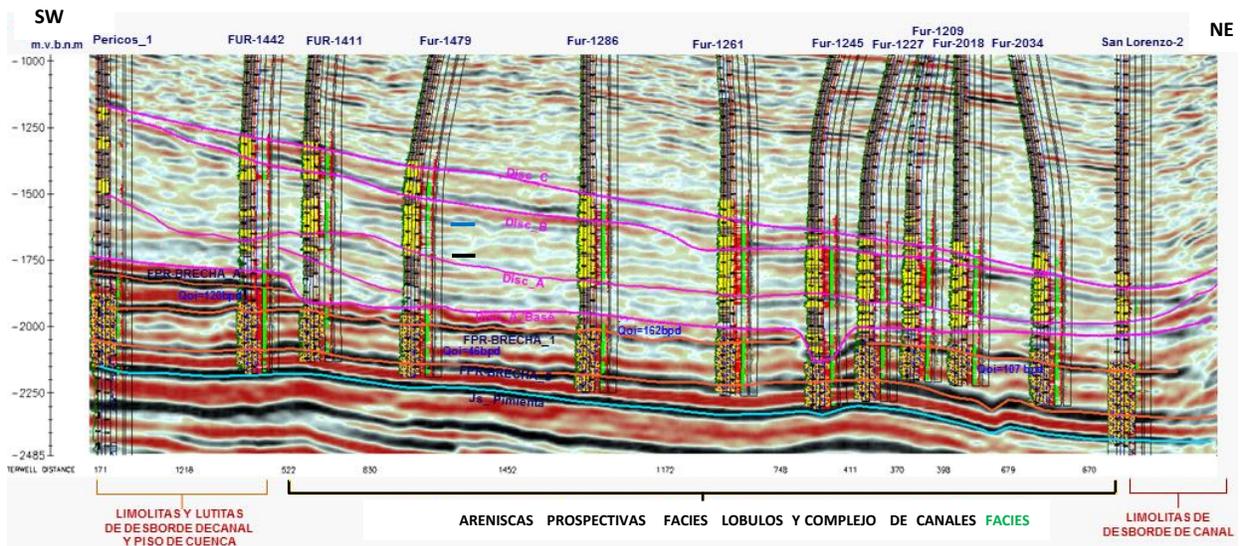
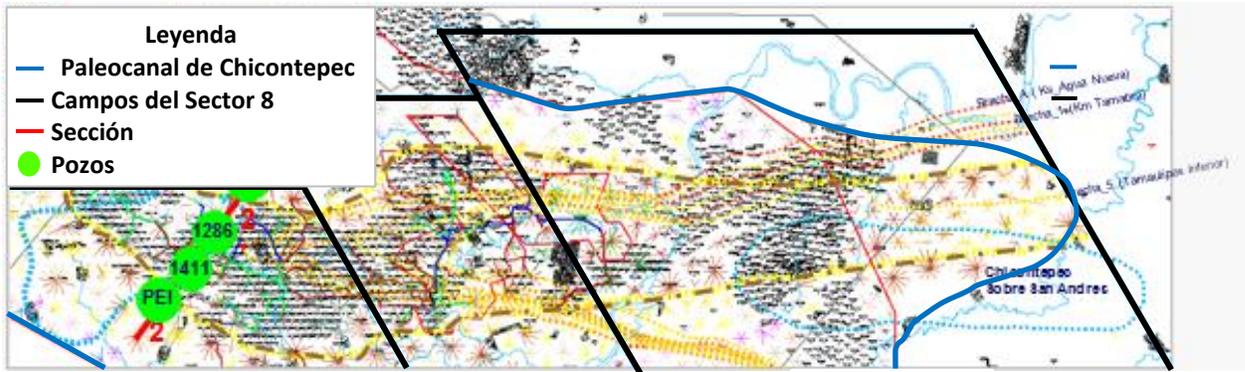


Figura 3.4. Sección estructural regional transversal (SW-NE) al paleocanal, en el campo Furbero (Modificada de PEMEX, 2012).

En las secciones regionales en dirección perpendicular al paleocanal, mostradas en las figuras 3.5 y 3.6, se visualizan los límites de las areniscas prospectivas puesto que se truncan hacia facies marginales de desborde de canal y piso de cuenca con superficies de abandono; es decir, un cese en el aporte de sedimentos arenosos.

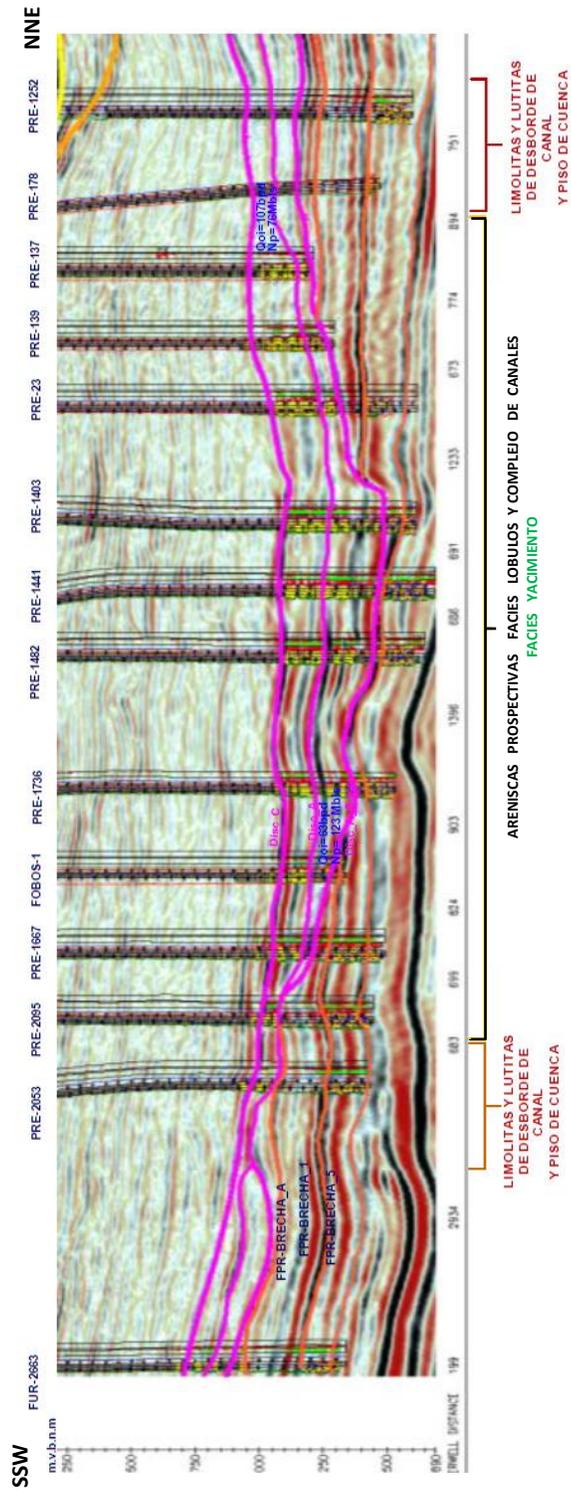
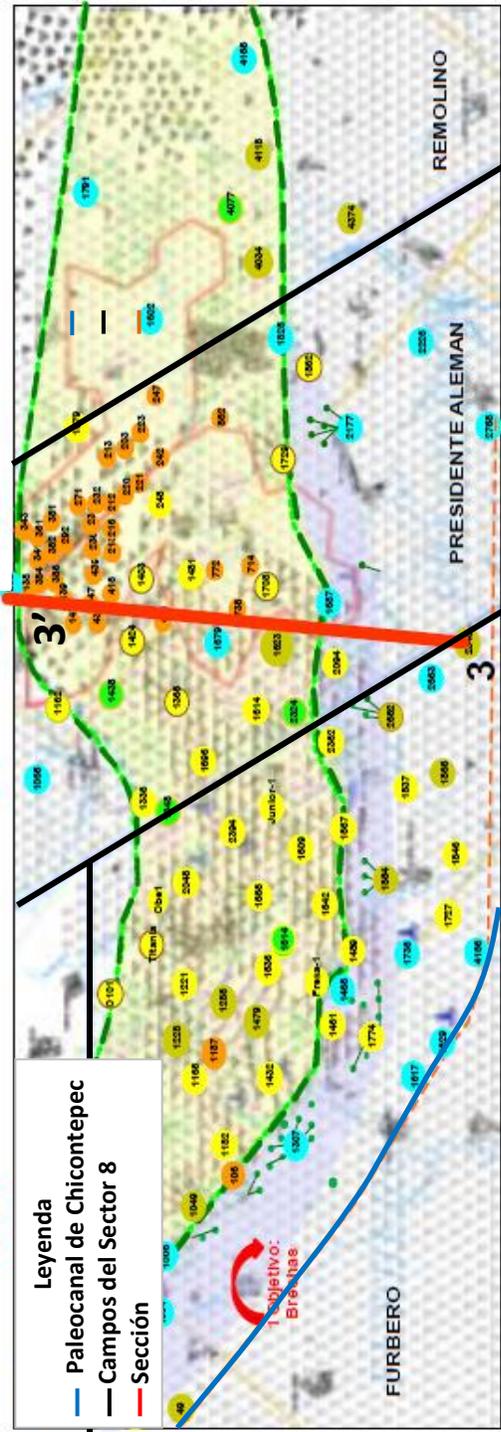


Figura 3.5. Sección estructural regional transversal (SSW-NNE) al paleocanal, en el campo Presidente Alemán (Modificada de PEMEX, 2012).

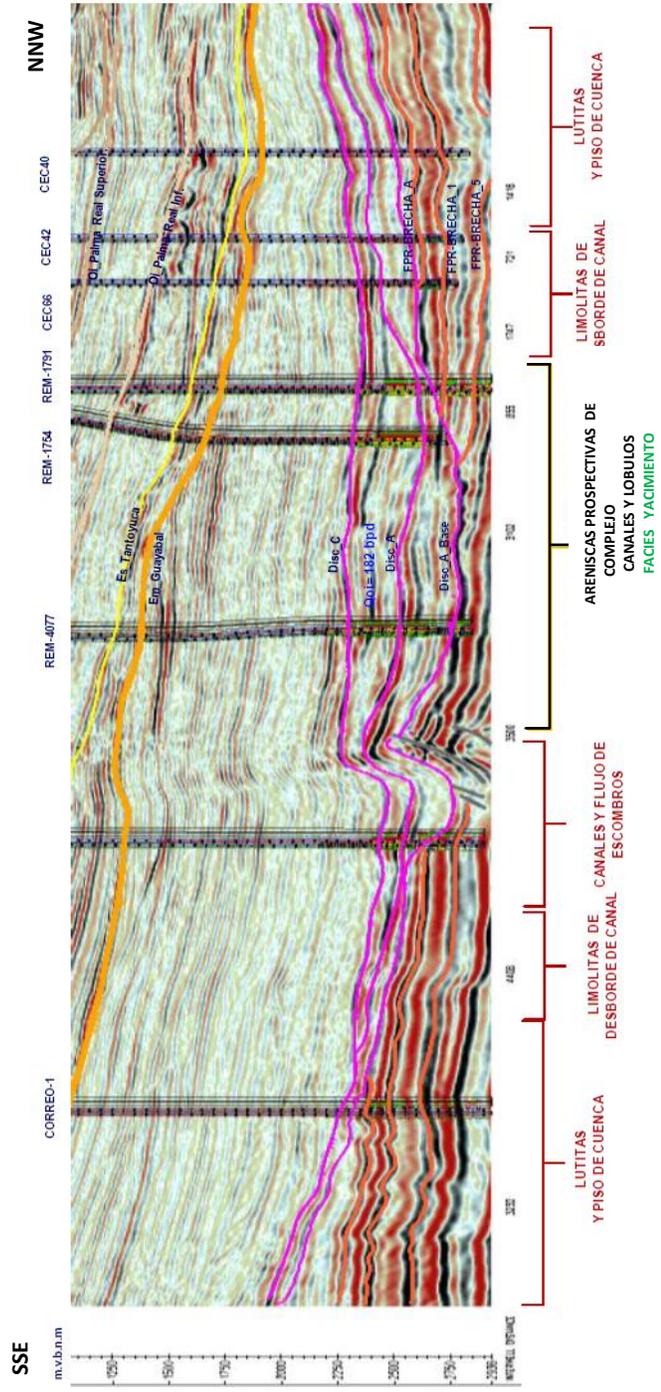
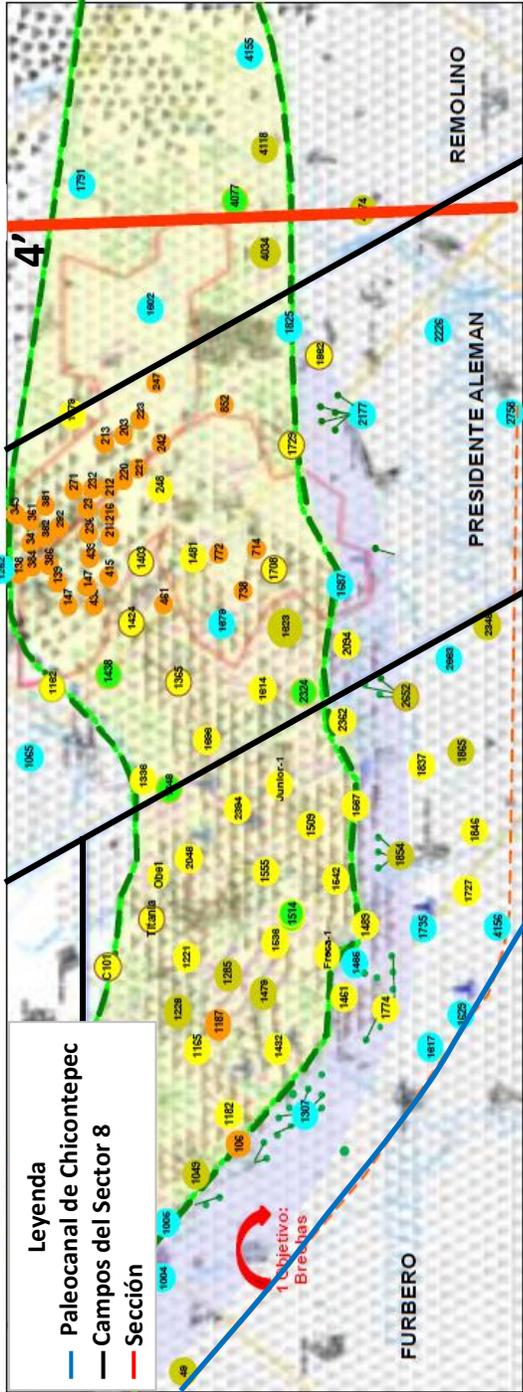


Figura 3.6. Sección estructural regional transversal (SSE-NNW) al paleoanal, en el campo Remolino (Modificada de PEMEX, 2012).

Una vez que se obtiene la información de cada sección, se procede a efectuar una correlación para poder disponer de una visión más amplia de la estructura estratigráfica. La correlación es una forma de obtener una visión general de la estructura a partir de datos parciales con el fin de definir cimas estratigráficas. Se trata de un proceso interpretativo que permite inferir datos con un alcance más generalizado. En otras palabras, de convertir vistas parciales “verticales” en vistas más amplias y “horizontales” (Barros, 2010). Actualmente son las correlaciones del tipo cronoestratigráficas las que se llevan a cabo en las secciones del Sector 8.

Los registros Rayos Gamma (GR) y Resistivos (Rt) son los primeros registros analizados, siendo estos últimos los que nos permiten inferir de manera más acertiva la localización del aceite. En las herramientas nuevas de la industria, los Rt poseen resoluciones altas. Posteriormente son complementados con los registros de saturación de agua (S_w), a los cuales se les aplica un modelo arena-arcilla por el tipo de yacimientos ubicados en la zona de estudio; así como con registros de resistividad del agua de formación (R_w) los cuales se calculan para cada pozo, a partir de la salinidad del agua de formación (que en el Sector 8 es de 35,000 [ppm] para las areniscas y de 65,000 [ppm] para las brechas) y de la temperatura del intervalo.

En la figura 3.7 se muestra una evaluación petrofísica con los registros empleados: Rayos Gamma (GR), Resistividad (Rt), Neutrón, Densidad (ρ) y los especiales como imágenes, Resonancia Magnética (CMR), Densidad Variable (VDL) de la onda Stoneley, Sónico Dipolar y en algunos casos pruebas de presiones. Toda esta información integrada

PEMEX (2012) delimita a las propiedades petrofísicas correspondientes a las areniscas y las brechas subyacentes del Sector 8, basándose en las características de volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE) y saturación de agua (Sw), asociadas al comportamiento de las pruebas de producción de cada una de ellas, de tal manera que no se excluya volumen de roca que pueda aportar producción. De acuerdo a estas relaciones, los valores de corte adecuados para la determinación de promedios petrofísicos son:

VCL < 50 [%] – Indica probabilidad de ser yacimiento convencional

PHIE > 5 [%] – Indica probabilidad de tener fluidos

Sw < 65 [%] – Indica probabilidad de tener aceite

En Chicontepec, si el VCL:

Menor a 50 [%]: Se considera como posible yacimiento convencional

Mayor a 50 [%]: Se considera como posible yacimiento no convencional

Otro estudio importante que se lleva a cabo y que complementa la correlación estratigráfica es el análisis de núcleos. Actualmente, el sector Furbero-Presidente Alemán-Remolino cuenta con 50 pozos con núcleos, los cuales han servido para hacer una descripción petrográfica detallada que ha permitido definir con mayor precisión las electrofacies de registro de pozos (Figura 3.8).

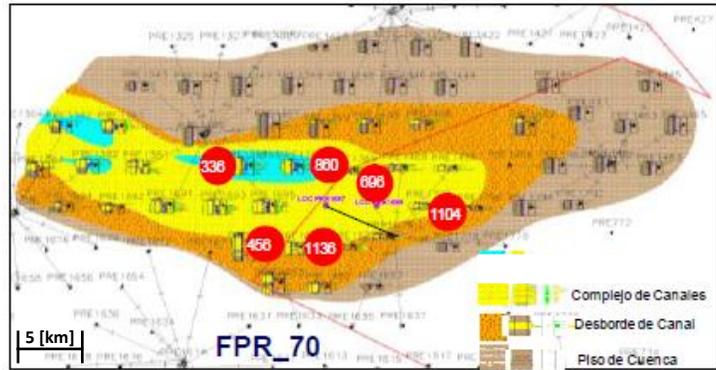
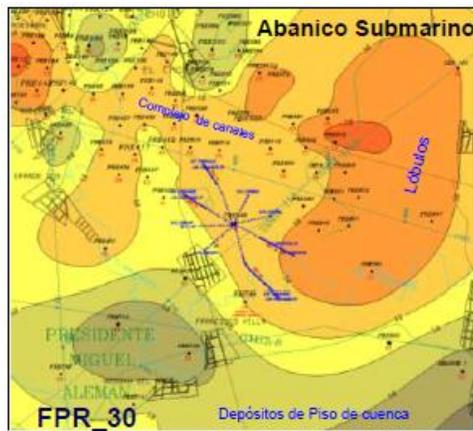


Figura 3.8. Mapas de electrofacies de las secuencias turbidíticas dentro del Sector 8 (Modificado de PEMEX, 2012).

PEMEX (2012) a partir de este tipo de datos, puede reportar información relacionada al sector, por ejemplo, información asociada a la trampa, la cual es principalmente de tipo estratigráfico, presentando una gran heterogeneidad debido a cambios laterales de facies a corta distancia y a la disposición progradacional de sus depósitos; dichas trampas tienen una componente estructural representada por fracturas evidenciadas por los altos valores porosidad efectiva y permeabilidad en las evaluaciones petrofísicas y en la sísmica 3D. El sello lo forman los paquetes de lutitas interestratificadas entre los paquetes de areniscas y mudstone en las brechas.

El análisis de núcleos puede incluir la evaluación de las propiedades de las rocas y su anisotropía, el contenido, madurez y tipo de materia orgánica, el contenido de fluidos, la sensibilidad de los fluidos y las propiedades geomecánicas. Esta información es la que justamente es utilizada para calibrar las mediciones sísmicas y las mediciones derivadas de los registros y asistir en el diseño de pozos y terminaciones, el emplazamiento de pozos, y otros aspectos de la producción de yacimientos.

Los estudios sedimentológicos realizados a los núcleos son primordiales. El primer paso para llevar a cabo este tipo de estudio es la identificación y ubicación de los pozos con núcleos en el área. Una vez realizado esto se hace una calibración núcleo-perfil con respecto al registro de rayos gamma (GR) del pozo. Posteriormente se realiza una descripción del núcleo, identificando todas las características físicas de la roca:

- Parámetros texturales: tamaño de grano, color, redondez, esfericidad, selección de granos, etc.
- Identificación de los componentes mineralógicos, estructuras sedimentarias, fósiles, icnofósiles, grado de bioturbación, estimación de la porosidad visual, impregnación de aceite, etc.
- Identificación de facies sedimentarias: en el núcleo se identifican las diferentes facies presentes y se calibran con los análisis petrofísicos (porosidad y permeabilidad a partir de los tapones) y se ajustan con las evaluaciones petrofísicas.

A continuación (Figura 3.9) se muestra la calibración de un núcleo del campo Remolino con su respectivo registro de rayos gamma, junto con la descripción del núcleo.

Realizado por: Alexis Contreras

ESCALA (m)	CAJA	PROFUNDIDAD	LITOLOGIA	MUESTRAS TOMADAS	LIMESTONES						FACIES	BIOTURBACION	ESTRUCT SEDIMENTARIAS	COMENTARIOS
					mud	wacke	pack	grain	rud & bound	cobb				
11		2241.02		SF										Fácies S1=1 Areniscas gris oscuro, calcáreas con laminaciones delgadas de arcilla y/o materia orgánica
7	08-16	2242.38												Fácies HAB=6 Secuencia de areniscas y limolitas intercaladas, gris oscuro a negro, calcáreas altamente bioturbadas, ocasionalmente lutitas laminares
6	08-08	2443.15												Fácies S3=4 Areniscas gris oscuro a negro con laminas paralelas de arcilla y/o materia orgánica
5	07-08	2443.80												fácies HA=5 Secuencia heterotífica de areniscas muy finas, limolitas y lutitas laminares sin bioturbación
4	07	2444.25												Fácies S1=1 Areniscas gris claro calcáreas con laminaciones delgadas de arcilla
3	06	2446.05												Fácies HAB=6 Secuencia heterotífica bioturbada con planolites y physocosphon, posible limite de secuencia a 2444.25
2	05	2446.30												Fácies S1=1
1	04-05	2446.60		SF										Fácies HAB=6 abundantes trazas de physocosphon y planolites
	02-03	2447.60												Fácies S1=1 Areniscas gris claro a beige, calcárea, con ritaduras hacia el tope
	02	2447.70												Fácies S2 =3 Arenisca gris oscuro, calcáreas, masivas, abundantes fragmentos fícos, impreg hacia la base
	01-02	2448.20												Fácies HAB=6
	01	2449.70												Fácies S1=1 Arenisca gris claro a beige masivas calcáreas
														Fácies HAB=6 Areniscas y limolitas altamente bioturbadas homogéneas physocosphon y planolites

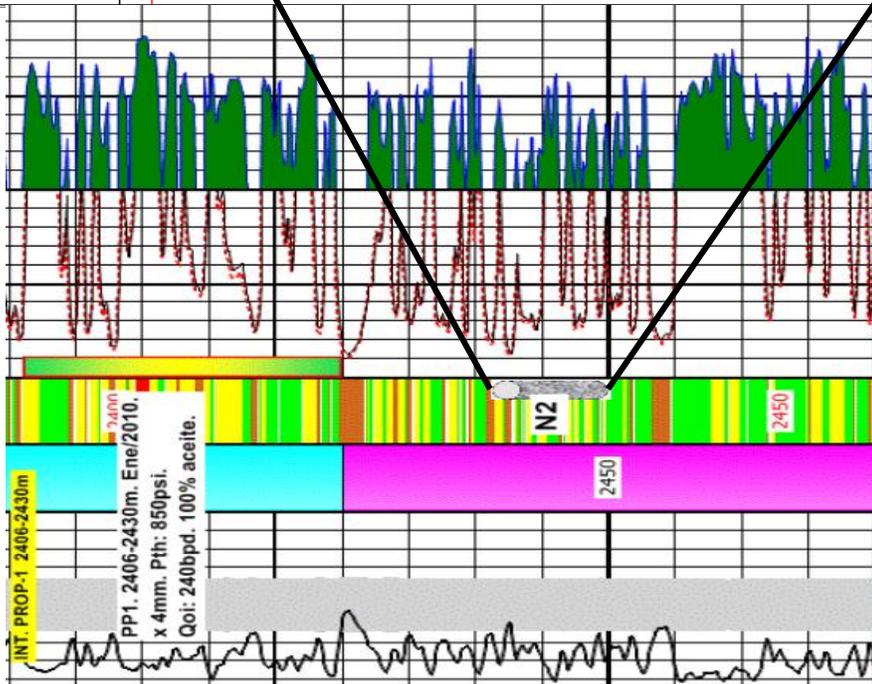
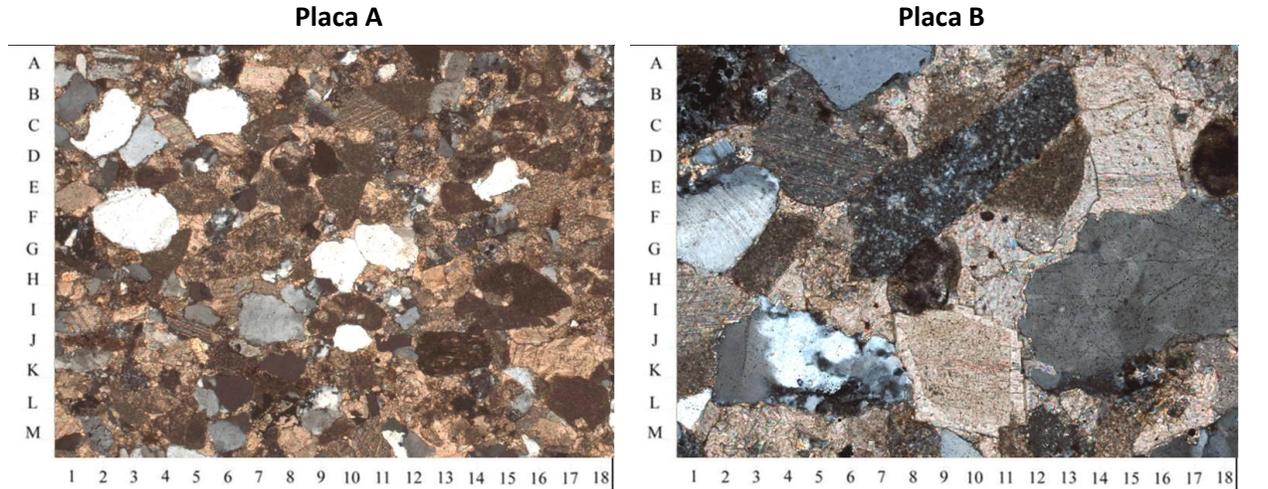


Figura 3.9. Calibración del Núcleo 02 del Pozo-4034 con su respectivo registro de rayos gamma, del campo Remolino (Modificado de Contreras, 2010).

De los núcleos también se seleccionan muestras para diversos análisis petrográficos.

A continuación se ilustran estos análisis para diferentes sectores del núcleo de la imagen anterior:

- Láminas delgadas (Figura 3.10):



Pozo: **4034**
 Campo: **Desarrollo**
 Ubicación: **Poza Rica, Región Norte**

Número del Muestra: **N2H6**
 Profundidad (metros): **2441.60**
 Porosidad (%): **1.5**
 Permeabilidad (mD): **<0.001**
 Densidad de Grano (gr/cm³): **N/D**

Descripción de la lámina delgada:

Placa A - Vista general de una litarenita calcárea. La roca presenta muy escasa matriz arcilocalcárea e influencia limosa. Los granos detríticos que constituyen el esqueleto de la arenisca consisten de abundantes fragmentos de caliza, abundante a frecuente cuarzo monocristalino, frecuentes líticos plutónicos, escaso cuarzo policristalino, muy escasos líticos volcánicos, fragmentos de dolomía, de pedernal, trazas de feldespatos (plagioclasa), de micas (biotita alterada a clorita), de fragmentos de esquisto, de cuarcita y de arenisca; se observaron muy escasos bioclastos recristalizados (fragmentos de molusco), muy escasa arcilla como producto de alteración de granos (líticos volcánicos), pirita diseminada y trazas de materia orgánica diseminada. El cemento es abundante, consiste de calcita y de dolomita en cantidades traza. La granulometría predominante es de 0.3mm (arena media), el máximo diámetro observado es de 0.95mm (arena gruesa), el menor diámetro medido es de 0.075mm (arena muy fina); los granos son angulosos a subangulosos, están mal clasificados, presentan contactos puntuales y alargados. La roca presenta microlentes de arenas finas y muy finas. No se observa porosidad, la roca no tiene calidad de yacimiento.

Placa B - El mayor aumento permite observar cemento de calcita (F10) y de dolomita (K10), así como matriz arcilocalcárea (L8), soportando granos de cuarzo monocristalino (A6), líticos plutónicos (K5), líticos volcánicos (B2), fragmentos de caliza (D12) y fragmentos de pedernal (D10); note la ausencia de porosidad en la arenisca.

Figura 3.10. Descripción de una lámina delgada del Núcleo 02 del Pozo-4034, del campo Remolino (Modificada de Contreras, 2010).

- Difracción de Rayos X (DRX) (Figura 3.11):

Descripción de la diagénesis de la muestra
 Compactación, recristalización, cementación por calcita, alteración de feldespatos (sericitización) y de micas (cloritización), cementación por dolomita (incipiente)

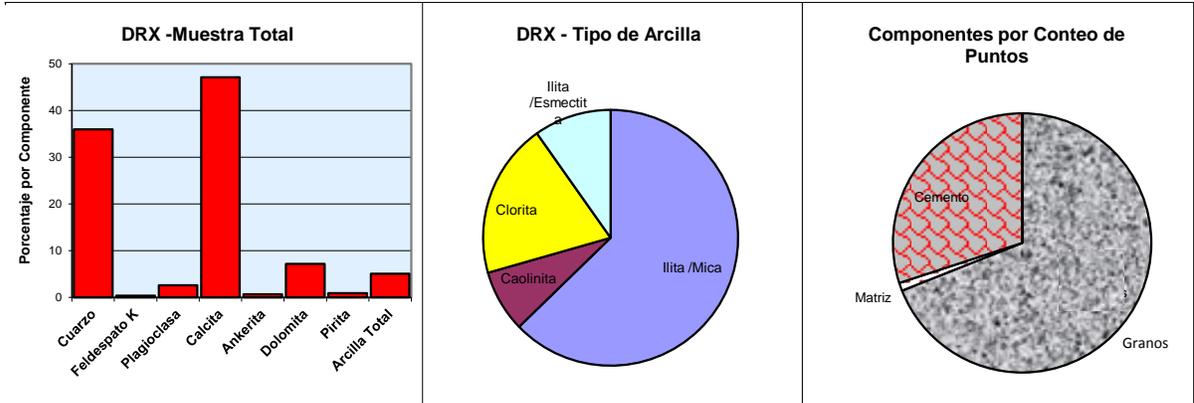
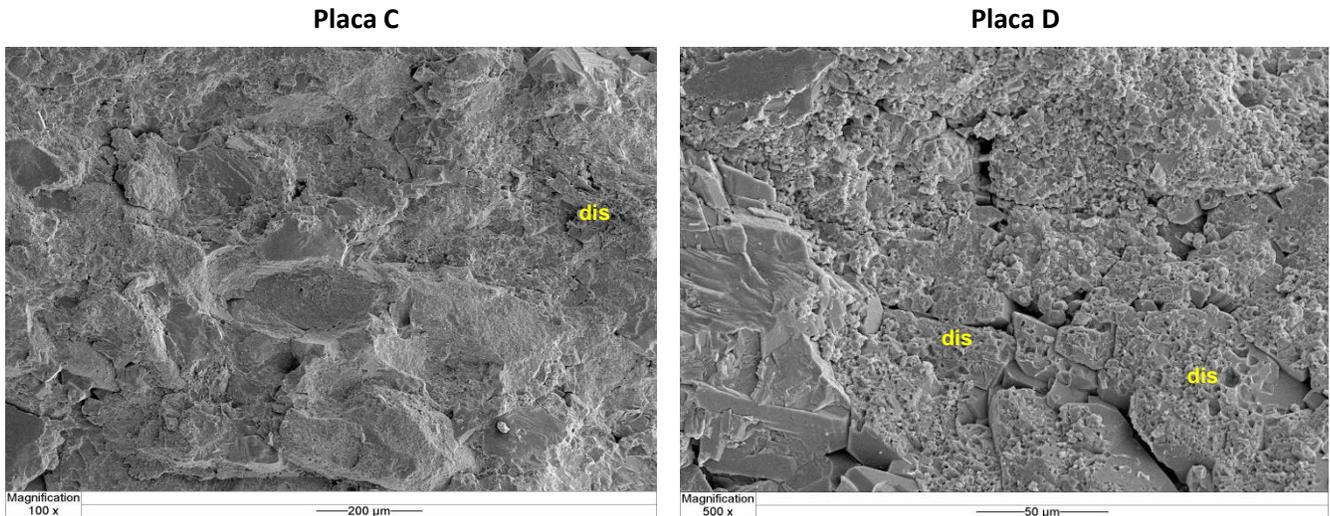


Figura 3.11. Descripción de la diagénesis y resultados de una prueba de DRX en una lámina delgada del Núcleo 02 del Pozo-4034, del campo Remolino (Modificada de Contreras, 2010).

- Microscopía de Barrido Electrónico (SEM) (Figura 3.12):



Descripción de la Imagen SEM
 Placa C - Vista general de una arenisca de granos angulosos, mal clasificados que se encuentran en una estructura compacta formando contactos suturados por lo que no se genera porosidad intergranular, se aprecian rasgos de disolución de un grano inestable y microporosidad inefectiva.
 Placa D - La vista de aumento presenta el detalle de rasgos de disolución (dis) generando microporosidad inefectiva.

Figura 3.12. Descripción de una prueba de SEM en una lámina delgada del Núcleo 02 del Pozo-4034, del campo Remolino (Modificada de Contreras, 2010).

Al ir describiendo las facies se debe de hacer una agrupación de estas, que se vayan encontrando en las diferentes muestras, para que así se pueda integrar toda esta información sedimentológica con estratigrafía secuencial para definir los límites de secuencias, superficies de máxima inundación (MFS), etc.

De los datos obtenidos de los núcleos también podemos obtener la porosidad y permeabilidad, y con esta información construir gráficas que involucren estas dos propiedades para cada uno de los campos del Sector 8. En el campo Presidente Alemán (Figura 3.13) las permeabilidades y porosidades van desde 0.01-100 [mD] y 2-14 [%] respectivamente. Por su parte, el campo Furbero (Figura 3.14), presenta valores de permeabilidad que oscilan entre 0.01-12 [mD] y porosidades entre 2-15 [%]. El campo Remolino se encuentra aún en una etapa inicial de desarrollo, por lo que todavía no se cuenta con suficiente información que permita graficar dichos parámetros (PEMEX, 2012).

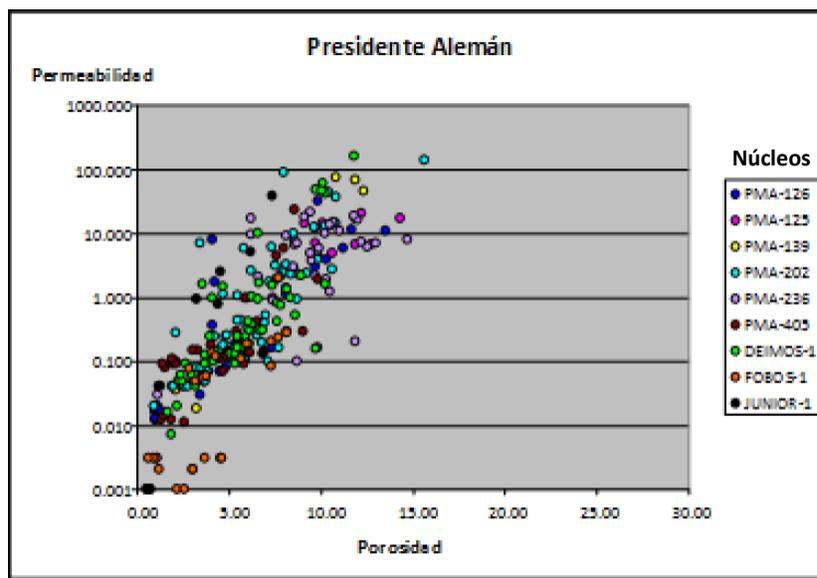


Figura 3.13. Gráfica de permeabilidad vs porosidad, campo Presidente Alemán (PEMEX, 2012).

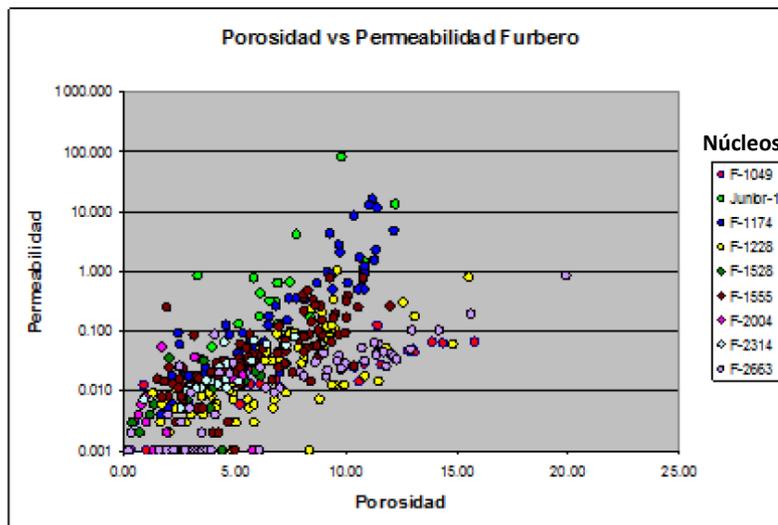


Figura 3.14. Gráfica de permeabilidad vs porosidad, campo Furbero (PEMEX, 2012).

Otro estudio importante a núcleos es el correspondiente al análisis bioestratigráfico, en donde los organismos que se buscan son foraminíferos plantónicos calcáreos, los cuales ayudan a determinar la edad del depósito. La presencia de foraminíferos bentónicos no permite determinar la edad, ya que estos no tienen una distribución grande en el tiempo, pero debido a su diversidad faunística es posible determinar a partir de ellos la batimetría del depósito.

Cuando se realiza un estudio bioestratigráfico a un núcleo, las muestras se analizan con microscopios especializados de refracción, reflexión y electrónicos. Se trata de que cada 20 [m] se defina un ambiente sedimentario (integrando la información bioestratigráfica con los análisis sedimentológicos en los núcleos) y una respectiva biozona. Una biozona es el rango que se obtiene de determinar la extensión y evolución de un organismo; mientras más pequeña sea la biozona, será mejor para el estudio debido a que hará más fácil el proceso de correlación de diferentes núcleos que posean esta biozona específica. Es de aquí que se determinan a los llamados fósiles índice. Cabe

mencionar que una vez concluido el análisis, se generan cartas de distribución bioestratigráficas que servirán de guía para el proyecto en cuestión y para proyectos futuros, y que la determinación de biozonas y ambientes a los espaciamientos indicados, es para que el estudio sea lo más detallado posible y sea más útil al momento de la correlación.

Otro estudio relativo a los núcleos es el análisis de minerales pesados. Este análisis ha demostrado ser ampliamente utilizado en la correlación estratigráfica de sucesiones con ausencia de registro bioestratigráfico. Petrográficamente es muy común encontrarlos, pero casi siempre en proporciones inferiores al 3 [%], por lo que para su estudio se hace necesario concentrarlos. Múltiples factores pueden afectar las asociaciones de minerales pesados (efectos hidráulicos, diagenéticos, meteorización, etc.); es por ello que ésta técnica debe ser complementada con otras para obtener mejores resultados (Martínez, 2012).

La metodología a seguir en este tipo de estudios se divide en 3 fases (Figura 3.15). La primera es una fase de recopilación bibliográfica debido a la gran cantidad de información que puede arrojar este estudio. La segunda es una fase de laboratorio en la cual las muestras son sometidas a procesos, experimentos y pruebas para discriminar los minerales pesados de los que no tienen relevancia en el resultado esperado (Figura 3.16). La tercera fase es de interpretación y análisis de datos, donde lo principal es integrar los resultados obtenidos con la información previamente recabada. Una consecuencia de este análisis es justamente determinar procedencia de algún material involucrado en la

prueba, por lo cual este análisis cobra importancia y es de gran ayuda para el objetivo de este trabajo.

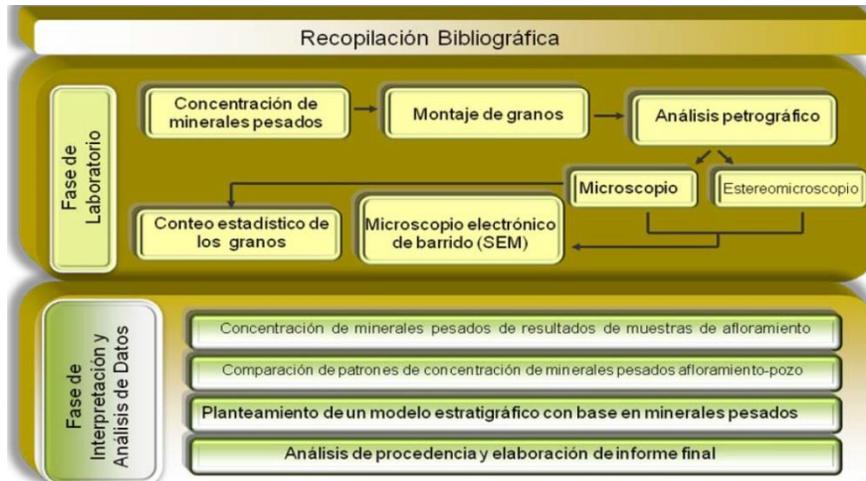


Figura 3.15. Metodología del análisis de minerales pesados (Martínez, 2013).

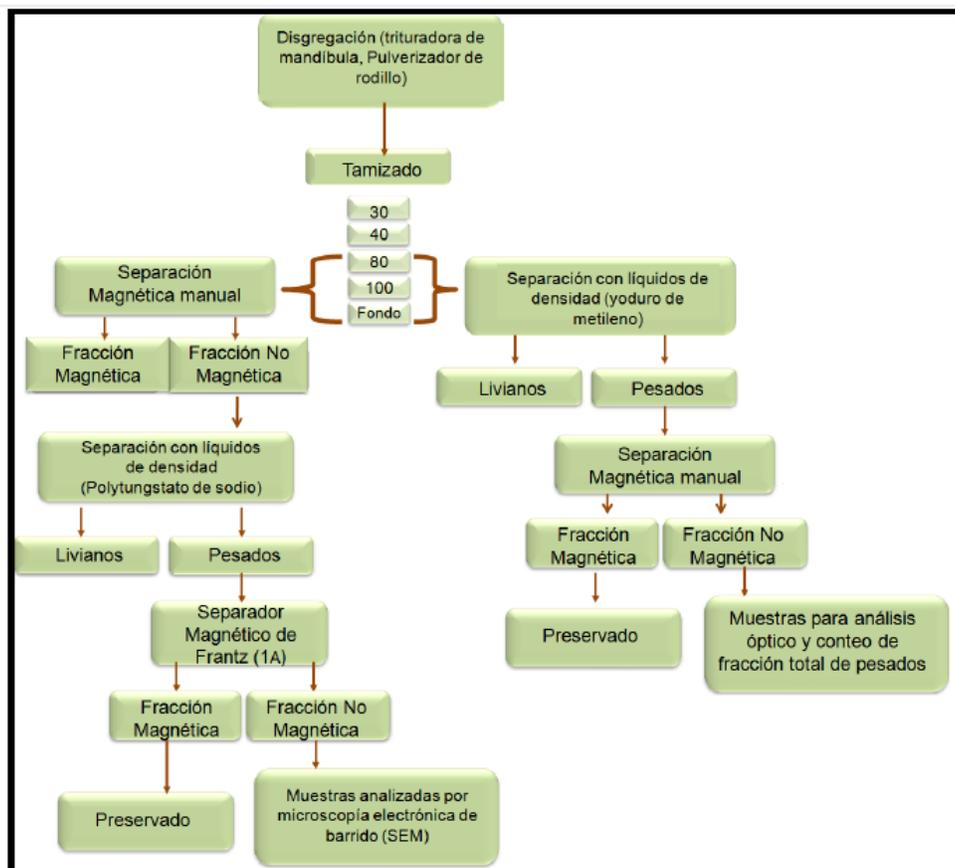


Figura 3.16. Metodología para la fase de laboratorio, útil para la separación de fracciones de minerales pesados (Martínez, 2013).

A la par de todos estos procesos se hace también una correlación de sismogramas sintéticos, los cuales son trazas sísmicas armadas sin datos reales de pozo, y sí con registros ya tomados (Figura 3.17). Se generan calculando los coeficientes de reflexión a partir de los registros sínicos y de densidad y aplicando luego una ondícula ideal o real a las reflexiones para obtener las trazas sísmicas en las partes que tengan la información requerida o deseada. La importancia de estos sismogramas, así como de toda la interpretación sísmica, es hacer mapas que provean información geológica. Los sismogramas sintéticos proveen la liga entre la sísmica y la geología, convirtiendo las propiedades de las rocas de los registros de pozos en una traza sísmica.

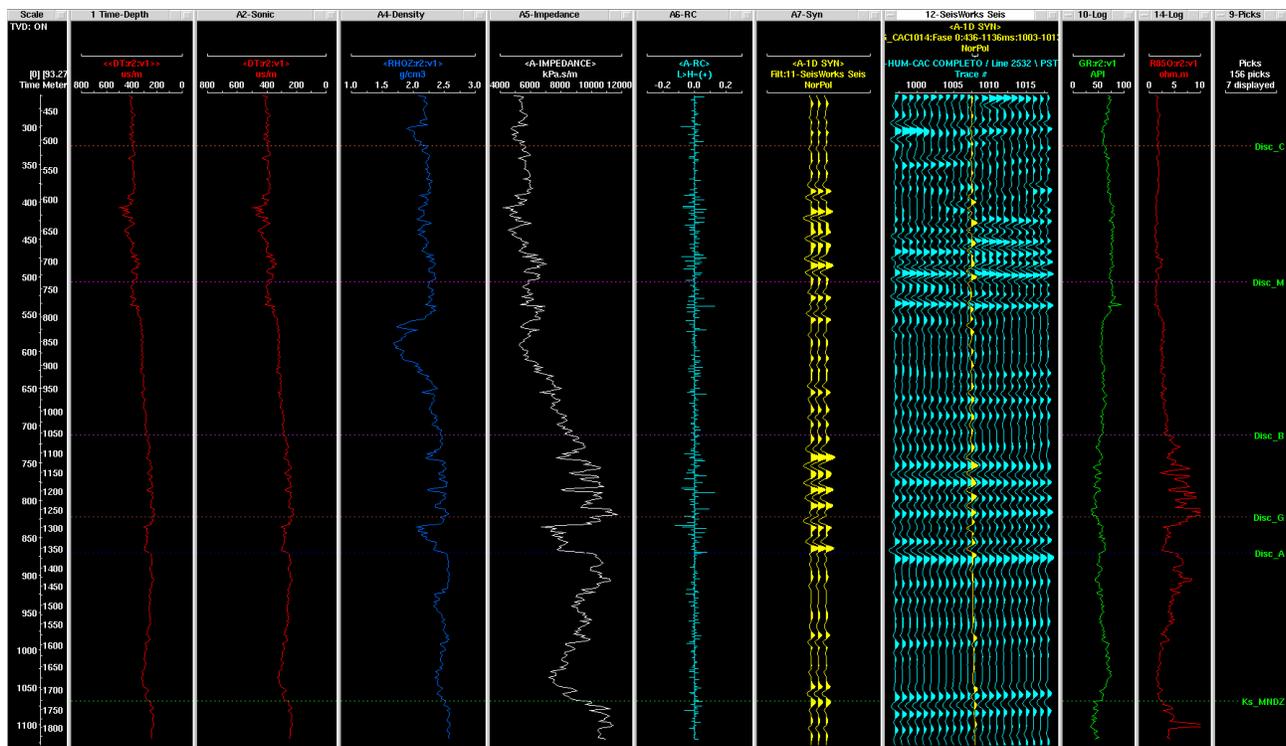


Figura 3.17. Ejemplo de un sismograma sintético (columna 7) junto con su comparación a una traza sísmica real (columna 8), siendo ambas asociadas a discordancias y a cimas estratigráficas (columna 11). Se observan también los registros geofísicos sínico y de densidad (columnas 3 y 4) con los cuales se obtiene la impedancia y el coeficiente de reflexión (columnas 5 y 6), siendo este último valor la guía para la traza sintética (PEMEX, 2012).

Lo que se puede notar es que la información extraída de los núcleos mediante los estudios ya comentados, combinada con la de los registros geofísicos y de la sísmica especializada, nos proporciona la localización de propiedades petrofísicas favorables del Sector 8, y será la integración formal de todos los estudios la que nos dará un plano concreto de la geometría de la zona, incluyendo sus secuencias principales y secundarias al estudio.

III.3. Integración de la información

Objetivo: Discutir los resultados obtenidos durante el análisis de la información y generar figuras en donde se puedan observar los distintos elementos obtenidos de manera sintetizada.

Una vez generada toda la información posible correspondiente al Sector 8, se procede a la elaboración de modelos en 3D que nos permiten ver la disposición en el subsuelo de las secuencias de interés. En la figura 3.18 se muestra un diagrama elaborado a partir de las cimas de los pozos y horizontes interpretados en la sísmica en profundidad de las discordancias que existen a lo largo del Sector 8.

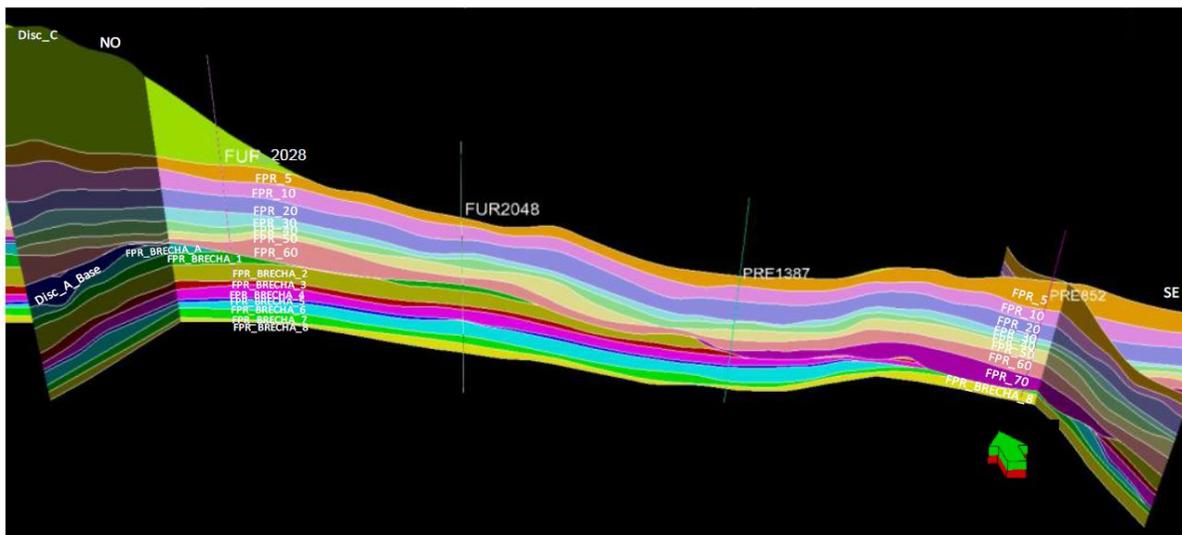


Figura 3.18. Diagrama de los límites discordantes y secuencias turbidíticas en FPR (PEMEX, 2012).

Además, se realizan modelos de velocidades conforme arriba la información al proyecto. Estos modelos se logran al momento de integrar la sísmica, la cual es medida en tiempo, con la información de pozo, que es medida con respecto a la profundidad perforada. Esto hace que los modelos de velocidades sean considerados de alta confiabilidad (Figura 3.19).

Los modelos de velocidades al integrar la gran cantidad de información ya obtenida, son la base para la generación de cubos de propiedades petrofísicas, las cuales se propagan empleando como guía la impedancia acústica. Las propiedades que no poseen relación con la información sísmica se propagan siguiendo el modelo geológico (facies y cimas). En la Figura 3.20 se presenta un ejemplo en donde de manera gráfica se observa como este tipo de estudios va de lo general (una gran cantidad de información y elementos por analizar) a lo particular (modelos uni, bi ó tridimensionales que engloban la información de interés).

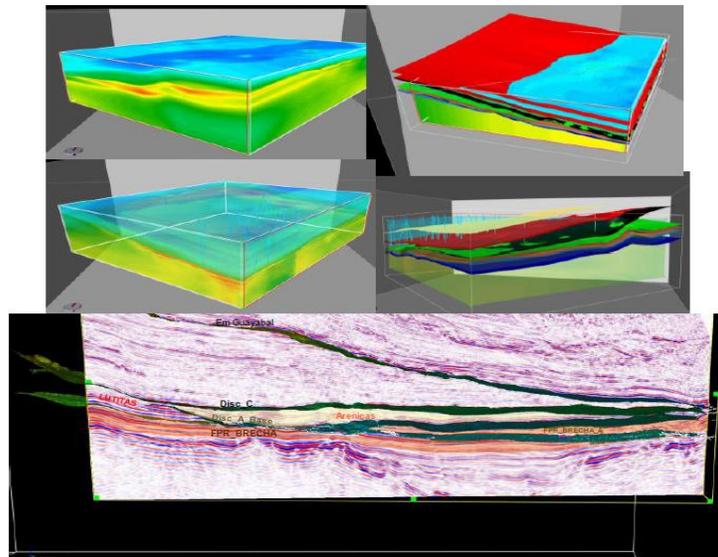


Figura 3.19. Comportamiento espacial de las velocidades (PEMEX, 2012).

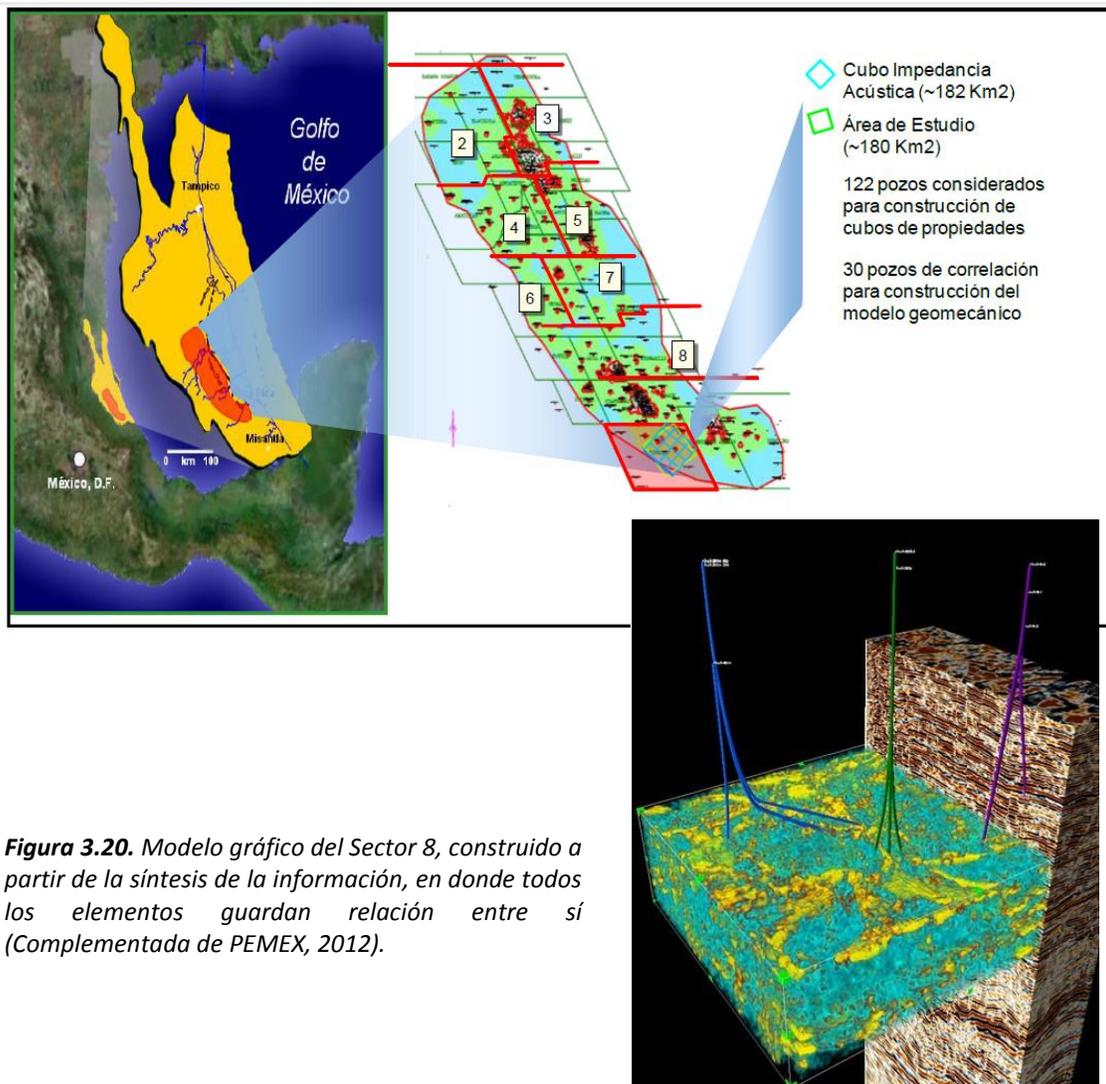


Figura 3.20. Modelo gráfico del Sector 8, construido a partir de la síntesis de la información, en donde todos los elementos guardan relación entre sí (Complementada de PEMEX, 2012).

IV. ANÁLISIS DE LA PROCEDENCIA Y DISTRIBUCIÓN DE LAS ARENISCAS PALEÓGENAS PRODUCTORAS DEL ÁREA FURBERO-PRESIDENTE ALEMÁN- REMOLINO

IV.1. Caracterización de facies sedimentarias

En base a los estudios macroscópicos y petrográficos de núcleos, se ha determinado que sobre el área Furbero-Presidente Alemán-Remolino existen cinco tipos de litofacies, las cuales PEMEX (2010) describe de la siguiente forma:

Litofacies 1. Conformada por areniscas de grano fino y medio de color gris y café grisáceo, con granos subredondeados y subangulosos con cemento calcáreo. Sus capas son planares con un espesor de 30 a 50 [cm]. Estas areniscas fueron originadas por corrientes turbidíticas moderadamente constantes. Esta litofacies es la que presenta mejores condiciones de roca almacenadora (Figura 4.1).

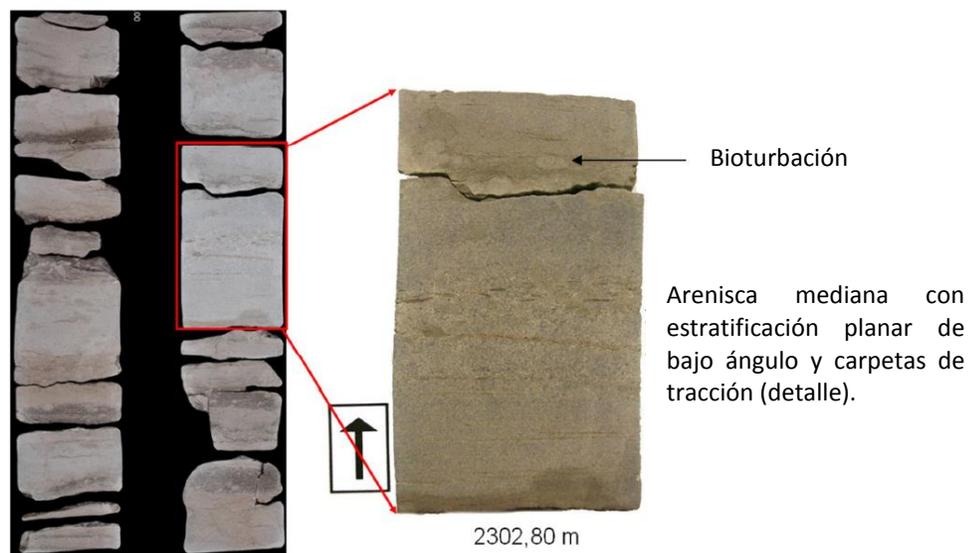


Figura 4.1. Aspecto de la litofacies 1 en un núcleo procedente del pozo 236, en el campo Presidente Alemán (Modificado de PEMEX, 2010).

Litofacies 2. Consiste de areniscas de grano fino, con rizaduras de corrientes de fondo, también llamadas *climbing ripples*. Estas areniscas tienen frecuente bioturbación, y el tamaño de sus capas varía de 5 a 25 [cm]. Estos depósitos responden a un mecanismo de tracción-decantación, en condiciones de bajo régimen de flujo, baja tasa de sedimentación y alta actividad biótica (Figura 4.2).



Figura 4.2. Aspecto de la litofacies 2 en un núcleo procedente del pozo 236, en el campo Presidente Alemán (Modificado de PEMEX, 2010).

Litofacies 3. Lutita de color gris laminar, ocasionalmente masiva y con bioturbaciones, que desarrolla capas de 1 a 20 [cm]. Es un depósito detrítico de baja energía con alta actividad orgánica (Figura 4.3).

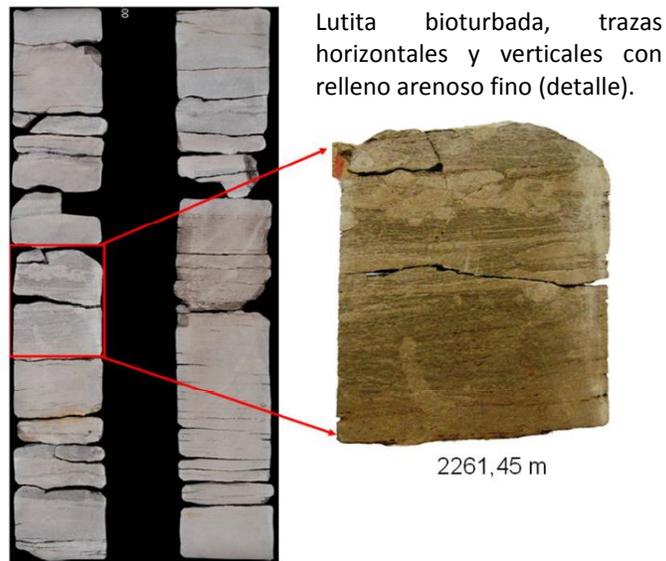


Figura 4.3. Aspecto de la litofacies 3 en un núcleo procedente del pozo 236, en el campo Presidente Alemán (Modificado de PEMEX, 2010).

Litofacies 4. Arenisca de color gris claro y gris oscuro compuesta por capas delgadas de arenisca fina, que llegan a desarrollar hasta 70 [cm] de espesor. Su característica principal es la intensa bioturbación. Esta litofacies fue depositada en forma de flujos turbidíticos en episodios cortos e intermitentes (Figura 4.4).

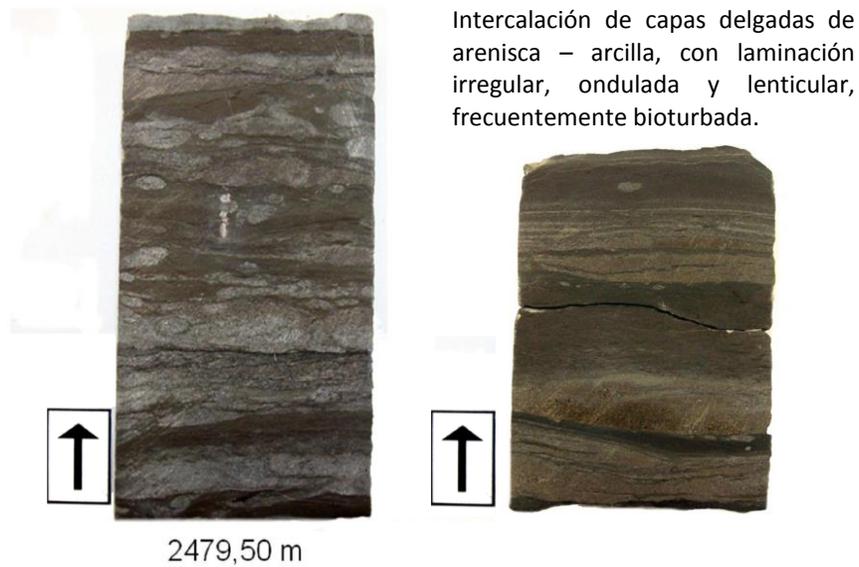


Figura 4.4. Aspecto de la litofacies 4 en un núcleo procedente del pozo 1602, en el campo Remolino (Modificado de PEMEX, 2010).

Litofacies 5. Arenisca de grano fino y medio, masiva, con granos subangulosos. La conforman líticas de carbonato y granos de cuarzo, aglomerados por cemento calcáreo. Este tipo de areniscas son originadas mediante el depósito de corrientes de densidad con una alta concentración de sólidos en suspensión (Figura 4.5).

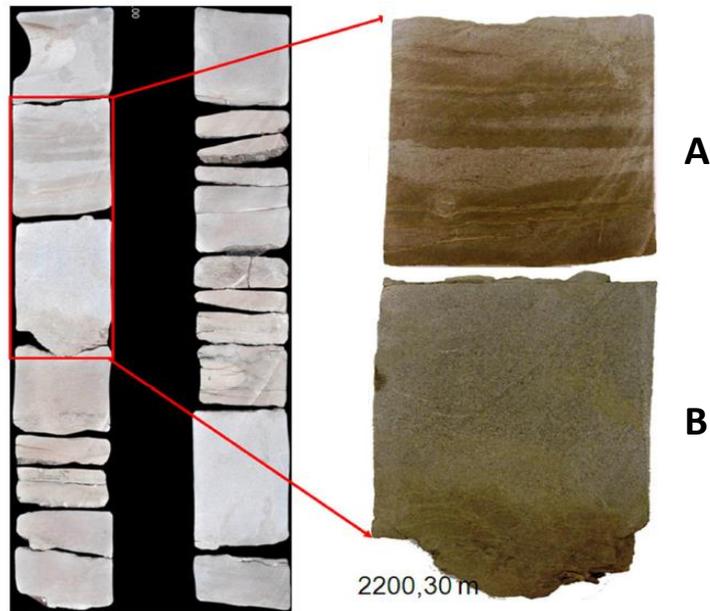
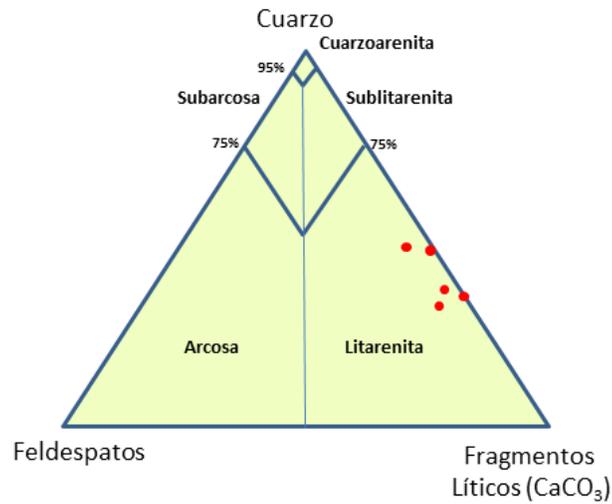


Figura 4.5. Aspecto de la litofacies 5 en el fragmento B procedente del pozo 236, en el campo Presidente Alemán. Nótese la aparición de la litofacies 4 en el fragmento A (Modificado de PEMEX, 2010).

La composición mineralógica de las litofacies que consisten de areniscas, tienen al menos 3 componentes mayores: líticas de carbonato, granos de cuarzo, una fracción de feldespatos y componentes accesorios como dolomita y arcilla autigénica.

De acuerdo a la representación en diagramas ternarios de los análisis mineralógicos, las areniscas se clasifican como litarenitas. La información observada directamente de las rocas se usa para calibrar las herramientas de evaluación petrofísica, de tal manera que es posible obtener una tendencia de los componentes mineralógicos en los registros geofísicos evaluados de pozos, como se muestra en la figura 4.6.

**Diagrama Ternario
F-3088
N-1**



Clasificación: Litarenita

Registro Evaluado F-3088

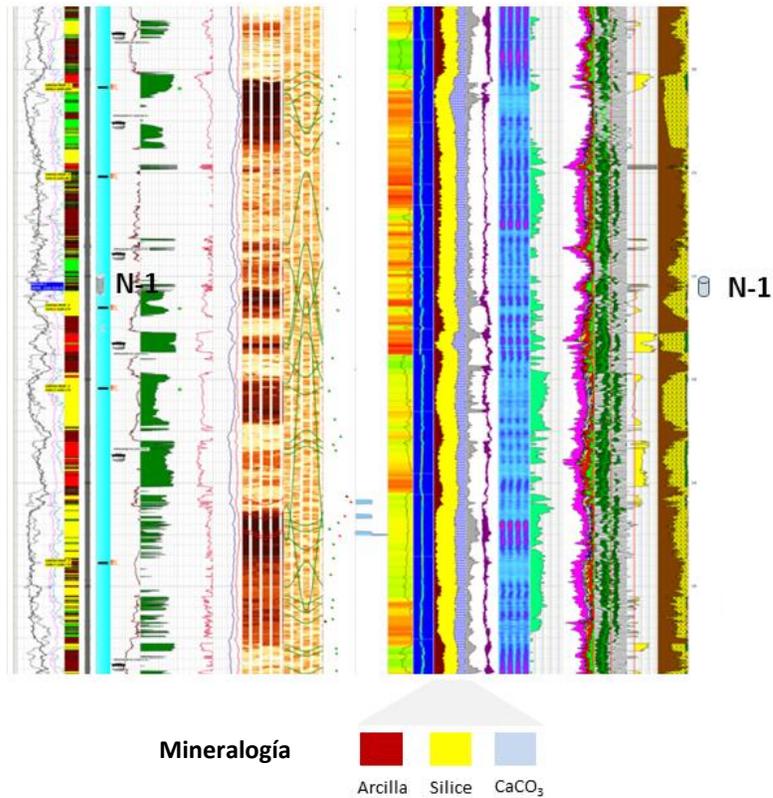


Figura 4.6. Diagrama ternario de muestras de areniscas en el pozo 3088, del campo Furbero y evaluación petrofísica que integra la calibración de componentes mineralógicos (PEMEX, 2010).

En el área de estudio (Sector 8), las litarenitas tienen en promedio una composición que corresponde a un 42 [%] de líticos de carbonato y un 36 [%] de granos de cuarzo, como componentes principales. Los detritos accesorios, corresponden a arcilla detrítica en 10 [%], feldespatos 6 [%], dolomita 5 [%] y arcilla autigénica 1 [%] (Figura 4.7).

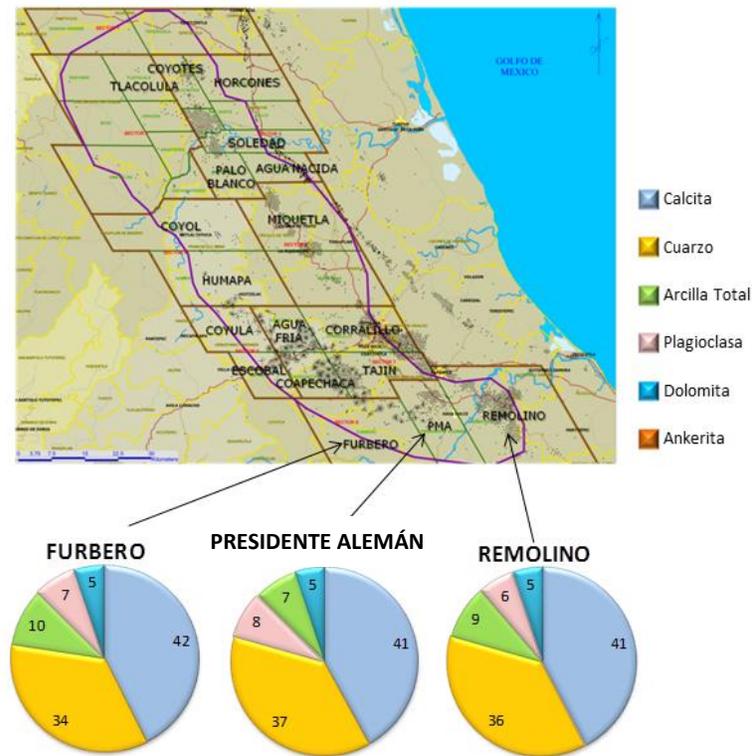


Figura 4.7. Proporción de los componentes mineralógicos determinados para los campos Furbero-Presidente Alemán-Remolino (Modificado de PEMEX, 2010).

La caracterización de facies sedimentarias en el área de estudio se logra con la aplicación de algunas técnicas ya mencionados en la metodología. Los resultados de la caracterización geológica son el punto de partida para establecer modelos de procedencia, geometrías de depósito y modelos predictivos de facies sísmicas para la prospección de nuevos yacimientos.

IV.2. Geometría de los cuerpos arenosos

Las condiciones del depósito en el área Furbero-Presidente Alemán-Remolino a partir del Paleoceno Superior, están representadas por episodios de relleno rápido de secuencias arcillo-arenosas sobre un paleocanal que socavó los paquetes sedimentarios preexistentes, llegando a erosionar desde el Paleoceno Inferior hasta el Jurásico Superior. El paleocanal fue labrado por corrientes de densidad que removieron las diferentes unidades al encañonarse entre el levantamiento de la Sierra Madre Oriental al oeste y el alto de la plataforma calcárea cretácica de Tuxpan al este (Hernández *et al*, 2013).

Los sistemas turbidíticos que se depositaron a lo largo del Paleocanal de Chicontepec corresponden a un conjunto de abanicos submarinos cuyas partes más distales son las dominantes en el área de estudio. Esto dio como resultado geometrías de depósito de lóbulos con extensiones variables de 2 a 5 [km] de longitud en el eje menor y del orden de 10 [km] en el eje mayor. Estos lóbulos evolucionan a depósitos extendidos de piso de cuenca en el Eoceno Medio y Superior conforme el paleocanal se va colmatando y se inicia el depósito del complejo progradante hacia el Eoceno Superior-Oligoceno (Hernández *et al*, 2013). El efecto de remoción de materiales y la formación del Paleocanal se puede modelar a partir de una sección sísmica aplanada del área del estudio (Figura 4.8), donde se aprecia una erosión que altera el paquete mesozoico hasta el nivel Cretácico Superior. El levantamiento de la Sierra Madre Oriental durante el Paleoceno-Eoceno causó la estructuración visible en la figura 4.9, consistente en un levantamiento en sentido vertical que inclina el sustrato y provoca el emplazamiento de estructuras sin-sedimentarias (slumps) en el sustrato inclinado.

La figura 4.10 representa la discordancia que separa los depósitos del Paleocanal de Chicontepec de los paquetes preexistentes, el cual es cubierto por el complejo progradante del Eoceno Superior y Oligoceno. El Sector 8 es un área alejada de los canales alimentadores, esta es la razón fundamental de que el aporte de sedimento arenoso sea menor que en zonas proximales donde las arenas tienen mayor oportunidad de acumularse en paquetes con baja incidencia de arcilla. En el área de estudio, por tratarse de una zona ubicada en el dominio medio y distal de los abanicos submarinos, los desarrollos arenosos tienden a ser de grano fino y de estratificación delgada, y a pesar de que esta granulometría proporciona bajas porosidades y permeabilidades con respecto a las zonas proximales, estos desarrollos presentan buena saturación de hidrocarburos y su cubierta arcillosa les proporciona una condición de sello (Hernández *et al*, 2013).

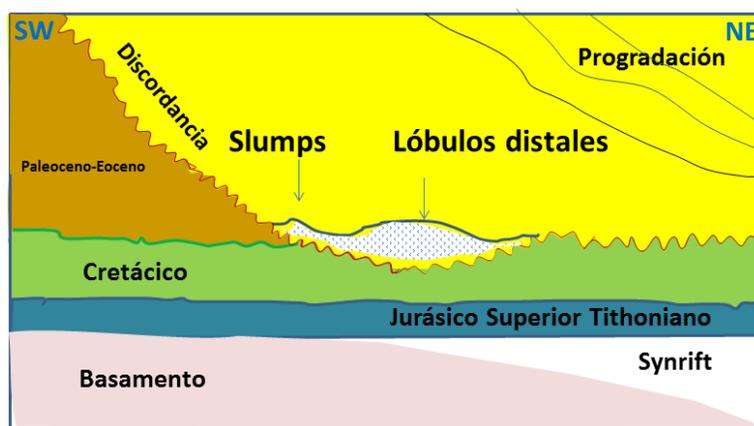


Figura 4.10. Modelo geológico esquemático de la discordancia que define al Paleocanal en el área Furbero-Presidente Alemán-Remolino, resaltándose el emplazamiento del lóbulo distal que sobreyace a la discordancia (Modificado de Ramírez, 2013).

En una sección sísmica de detalle entre los campos del Sector 8, la geometría de los cuerpos arenosos se representa principalmente en forma de lóbulos, agrupados en los paquetes Chicontepec Inferior y Medio, los cuales sobreyacen directamente a la discordancia A, poniendo en contacto estas unidades del Paleoceno sobre el Mesozoico. Los cuerpos lobulares de las unidades Chicontepec Superior y Guayabal tienen frecuentes eventos de interrupción por actividad erosiva intraformacional (Figura 4.11), (Ramírez, 2013).

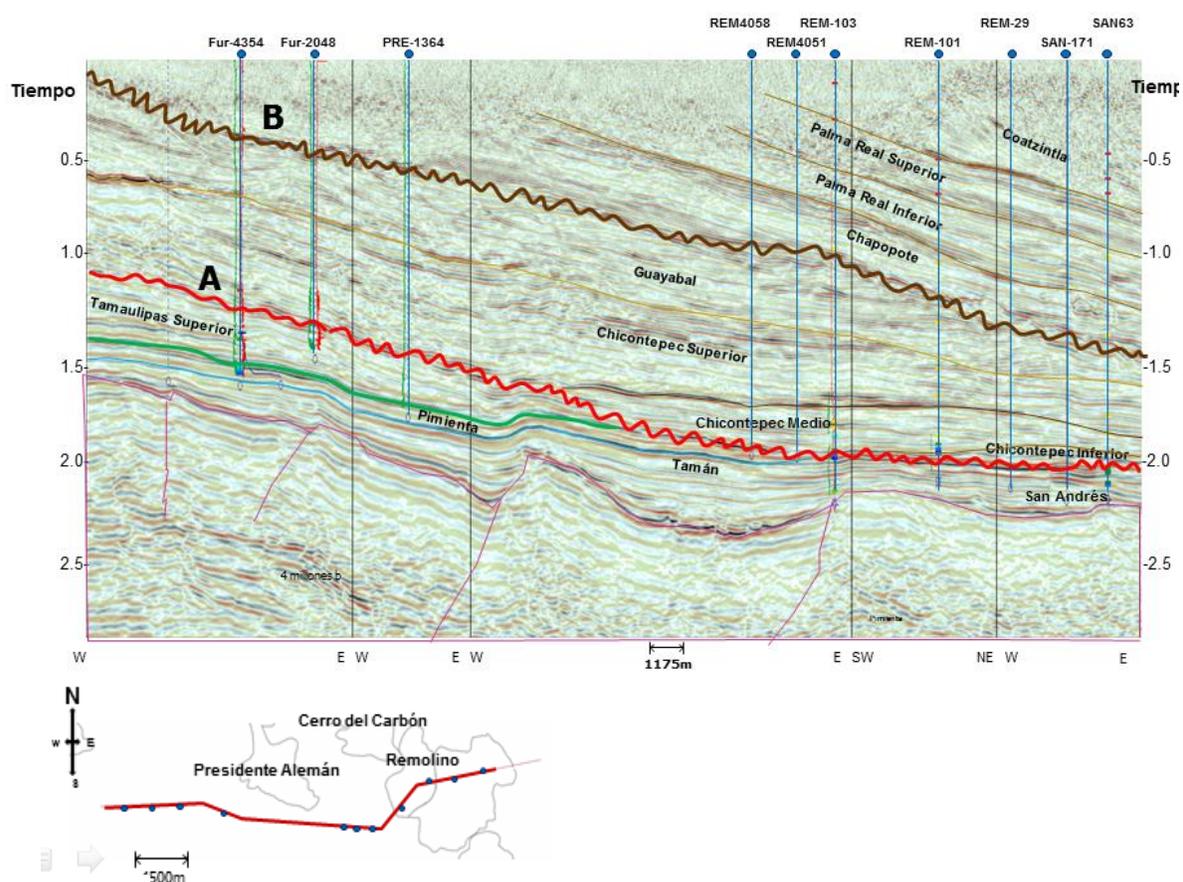


Figura 4.11. Sección sísmica del cubo "Furbero" a través de los campos Furbero-Presidente Alemán-Remolino, mostrando la conformación de las principales discordancias y la geometría de los cuerpos turbidíticos del Paleoceno-Eoceno (Ramírez, 2013).

Los eventos de erosión en el área de estudio fueron de gran magnitud ya que las corrientes devastaron grandes volúmenes de roca, conformando el relleno sedimentario, y poniendo así en contacto a la Formación Chicontepec Inferior con el Jurásico-Kimmeridgiano y la Formación Chicontepec Medio con el Jurásico-Tithoniano.

Los lóbulos distales depositados como relleno después del evento erosivo representan los frentes deltáicos. La figura 4.12 muestra un modelo esquemático extraído de la línea sísmica de la figura 4.11; la pendiente del depósito es consecuencia del levantamiento del frente tectónico de la Sierra Madre Oriental al occidente y pone en evidencia el carácter regresivo de las secuencias turbidíticas.

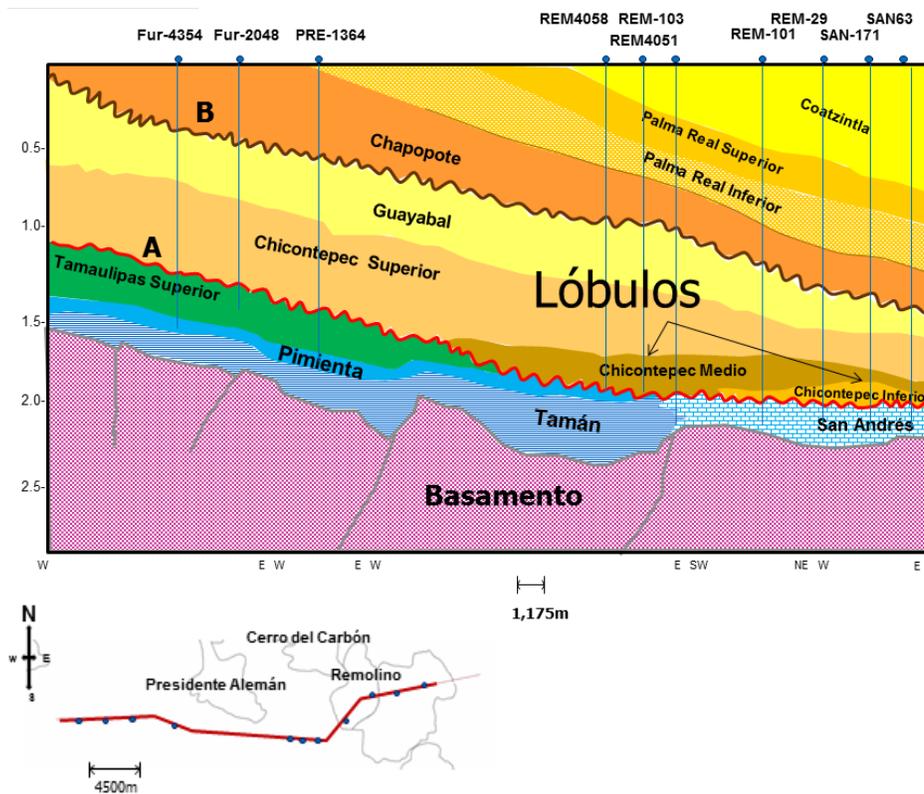


Figura 4.12. Modelo esquemático de la geometría de los cuerpos turbidíticos (Modificado de Ramírez, 2013).

Las geometrías de depósito en el área de estudio describen un conjunto de lóbulos alineados en dirección W-E, donde el lóbulo desarrolla la parte extendida en dirección de la corriente. Esos lóbulos contienen los paquetes arenosos que conforman yacimientos actualmente en explotación (Figura 4.13).

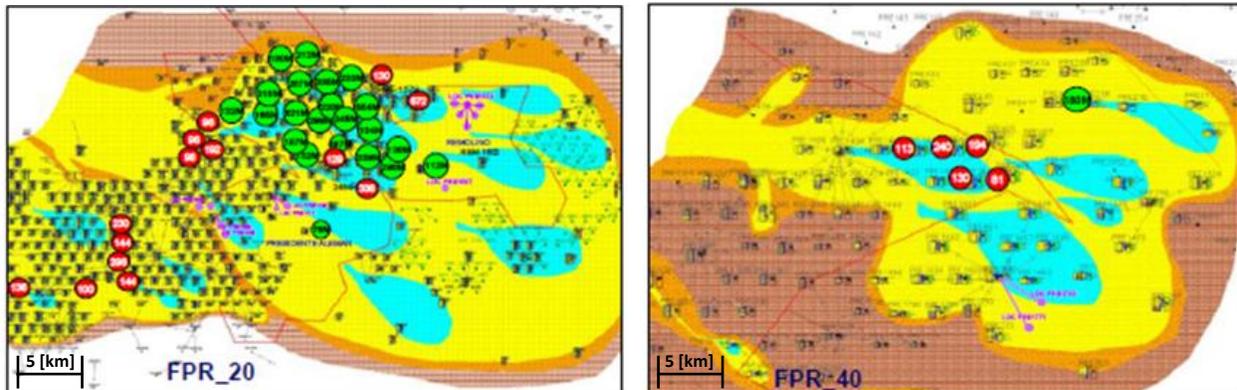


Figura 4.13. Geometría de los cuerpos arenosos en la zona de los campos Furbero-Presidente Alemán-Remolino, mapeados a partir de correlación de electrofacies (PEMEX, 2012).

La importancia de definir la geometría de los cuerpos turbidíticos a los que están asociados los paquetes de areniscas de la Formación Chicontepec, es que estos conforman los yacimientos de petróleo y gas que se explotan en el área. De esa manera la detección, delineación y configuración de esos cuerpos representan una guía muy valiosa para orientar el desarrollo de los campos.

IV.3. Procedencia de las areniscas en el área Furbero-Presidente Alemán-Remolino

En los procesos de formación de la antefosa de Chicontepec, sus eventos erosivos y su relleno final fue fundamental el rol de la gravedad. La creación del sistema orogénicos de la Sierra Madre Oriental en forma de un prisma elevado que desarrolló una fuerte pendiente hacia el este, fue el elemento principal para la acción agresiva de las corrientes de densidad que cumplían la triple función de erosionar, transportar y depositar. Los fenómenos complementarios en los depósitos turbidíticos del Paleocanal de Chicontepec también estuvieron ligados a mecanismos gravitacionales, tales como el desgaste de masas y el emplazamiento másico de grandes complejos de estructuras syn-sedimentarias (slumps), (Cossey, 2007).

El indicador primario de la dirección de transporte son las estructuras primarias que indican la dirección de las paleocorrientes. En las secuencias turbidíticas de Chicontepec la dirección de las paleocorrientes es predominantemente hacia el sureste, siguiendo la tendencia de la pendiente del paleocanal hacia las profundidades marinas (Figura 4.14).

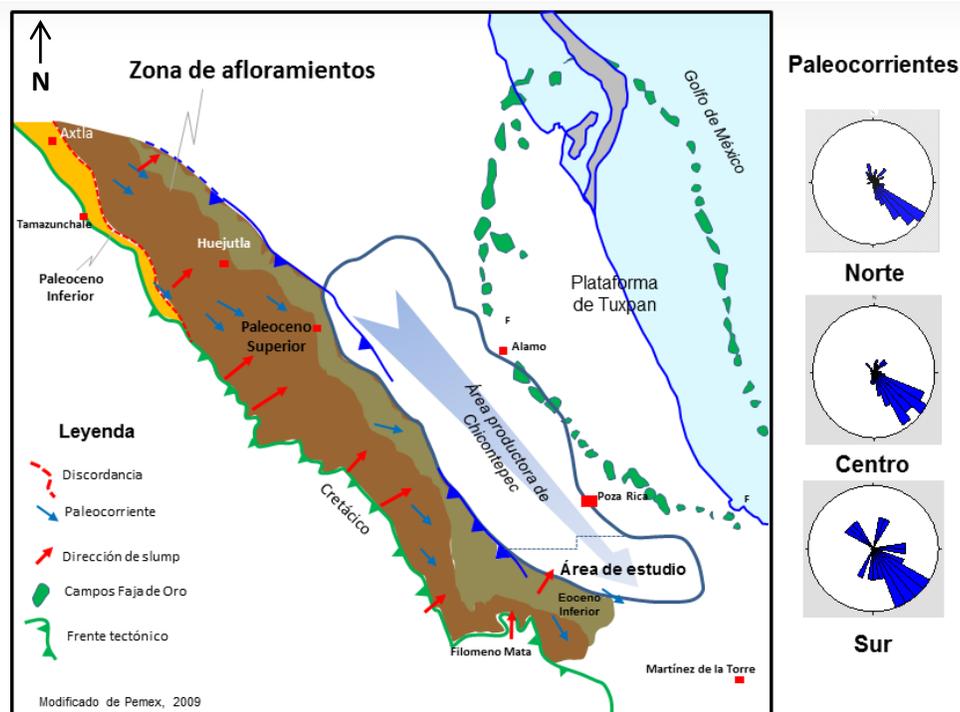


Figura 4.14. Distribución regional de la Formación Chicontepec que abarca la envolvente del paleocanal y la zona de exposiciones al margen de la Sierra Madre Oriental, mostrando la dirección de paleocorrientes (Hernández et al, 2013).

La dirección del vector de empuje causante de los derrumbes (slumps) es hacia el noreste, que es la dirección del máximo esfuerzo en el frente tectónico. Los derrumbes, como estructuras compresivas syndepositacionales, es decir sincrónicas al depósito, representan la respuesta del sustrato en movimiento y registran la dirección del vector principal de deformación en la zona del frente tectónico.

La dirección de las paleocorrientes es consistente con el emplazamiento del sistema de abanicos superpuestos que caracteriza a la formación, en el cual se pueden identificar las diferentes facies así como los canales alimentadores.

Los sistemas fluviales que ocasionaron el emplazamiento de los abanicos submarinos eran característicamente de alta energía debido a la pendiente que se formó

entre el frente de deformación de finales del Cretácico y la cuenca adyacente, logrando penetrar largas distancias en el mar marginal del Paleoceno-Eoceno.

Debido a que la proporción de líticos carbonatados es ligeramente mayor a la de granos de cuarzo, así como por su granulometría y baja madurez textural, la fuente de aporte reconocida para los componentes carbonatados son las calizas cretácicas de la Sierra Madre Oriental (Figura 4.15), sin embargo, la alta proporción de granos de cuarzo y su grado de clasificación, señala una fuente de aporte más lejana consistente en cuerpos ígneos intrusivos ácidos y de terrenos metamórficos expuestos en la zona central de México, adyacentes al occidente de la Sierra Madre Oriental, transportados por sistemas fluviales muy activos. Otros materiales como la arcilla detrítica y la dolomita provienen igualmente tanto de calizas cretácicas, como de rocas ígneas intrusivas.

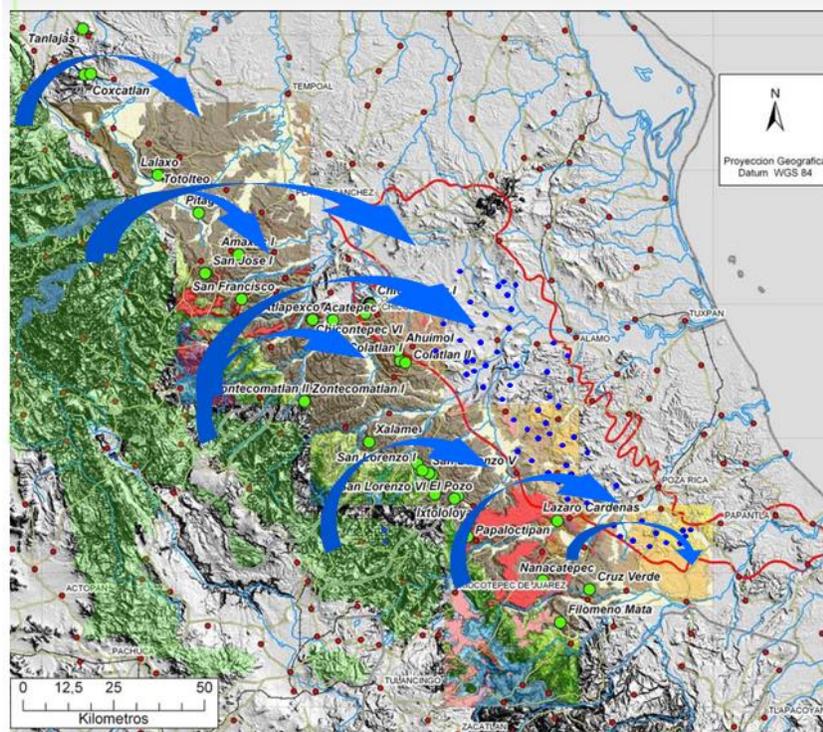


Figura 4.15. Mapa regional mostrando las zonas de procedencia de carbonatos cretácicos de la Sierra Madre Oriental hacia el Paleocanal de Chicontepec (Hernández et al, 2013).

Una de las evidencias más directas de la procedencia y dirección de aporte de sedimentos desde la Sierra Madre Oriental hacia el Paleocanal de Chicontepec es la sucesión de abanicos submarinos producto de la actividad turbidítica que se emplazaban en dirección W-E y del desarrollo de largos canales alimentadores hacia el sureste debido al basculamiento hacia el sur de la zona del paleocanal. Característicamente, pero sin que esto sea una regla, los componentes de cuarzo se depositan cerca de los canales alimentadores y en las zonas proximales de los abanicos, y las partículas de arcilla son transportadas a posiciones más lejanas (Figura 4.16).

En el área de estudio se presentan las partes más distales del conjunto de abanicos debido a la pendiente y la dirección general del movimiento de corrientes. Sin embargo, los componentes mineralógicos son similares en composición y proporción al resto de los depósitos del paleocanal.

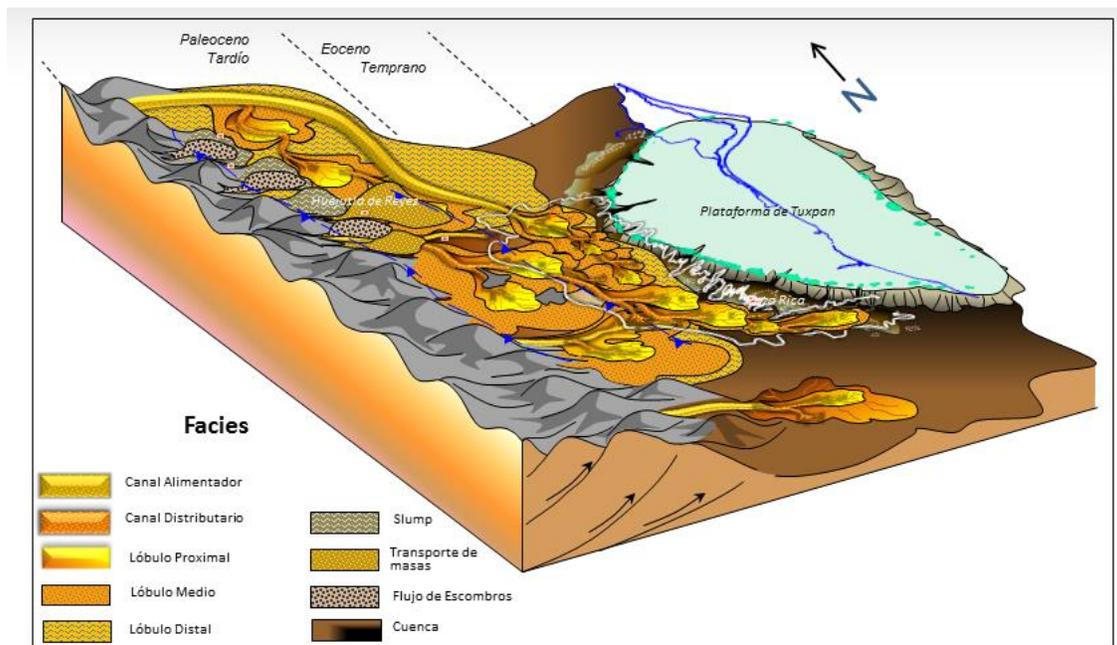


Figura 4.16. Modelo esquemático del emplazamiento de abanicos submarinos en el Paleocanal de Chicontepec (Hernández et al, 2013).

En resumen, los aspectos de la metodología usados para establecer la procedencia de sedimentos siliciclásticos implica el análisis de los siguientes elementos: 1. Entorno físico de la cuenca en relación a las pendientes y forma del sustrato, 2. Espacio disponible para la recepción de sedimentos, 3. Estructuras sedimentarias primarias indicadoras de paleocorriente (orientación y energía), 4. Identificación de la proporción de componentes mineralógicos y 5. Correlación de los detritos depositados y las fuentes de aporte para establecer la procedencia y distancia de transporte.

IV.4. Impacto en el valor económico de los campos

Los yacimientos del Paleoceno y Eoceno del Paleocanal de Chicontepec tienen productividades variables debido a las condiciones de baja permeabilidad predominantes. Sin embargo los estudios petrográficos y petrofísicos, así como el análisis de secuencias, su correlación, y demás estudios referidos en la metodología pueden ubicar predictivamente zonas de depósito de areniscas con mejores valores de porosidad (rango del 10 al 15 %) y permeabilidad (rango de 10 a 100 mD) que impacten favorablemente en la productividad de los pozos.

La productividad por pozo en esta subcuenca es muy variable en función de la calidad de la roca almacenadora. Todos los yacimientos son de muy baja permeabilidad, por lo que económicamente responden a la categoría de aceite en arenas de baja permeabilidad (*tight oil*). Estos yacimientos requieren fracturamiento hidráulico para fluir comercialmente. Debido a las condiciones generales de baja permeabilidad, los yacimientos del Paleoceno-Eoceno en el Paleocanal de Chicontepec no son

estadísticamente homogéneos, es decir, pocos pozos llegan a tener productividades iniciales altas de más de 1,000 barriles por día (bpd) y más de 400 mil barriles como producción acumulada. Generalmente en el Paleocanal de Chicontepec, solo un reducido número de pozos producen altos volúmenes de aceite y un gran número de pozos producen volúmenes marginales. Ante esta situación los pozos que más producen pagan la inversión por los pozos que producen poco.

A continuación se muestran dos casos de pronóstico de productividad por pozo para el Sector 8. En la figura 4.17 se presenta un pozo con una producción inicial (Q_{oi}) de 300 (bpd) que describe una curva declinante que se hace asintótica en aproximadamente en 75 bpd, pero que se estima genere una producción acumulada (N_p) de 300 mil barriles de crudo en 8 años. La producción de 300 bpd no es una magnitud de alta frecuencia, es decir, la mayor parte de los pozos produce flujos primarios de entre 100 y 200 barriles y acumulan entre 80 y 100 mil barriles en 50 ó más meses.

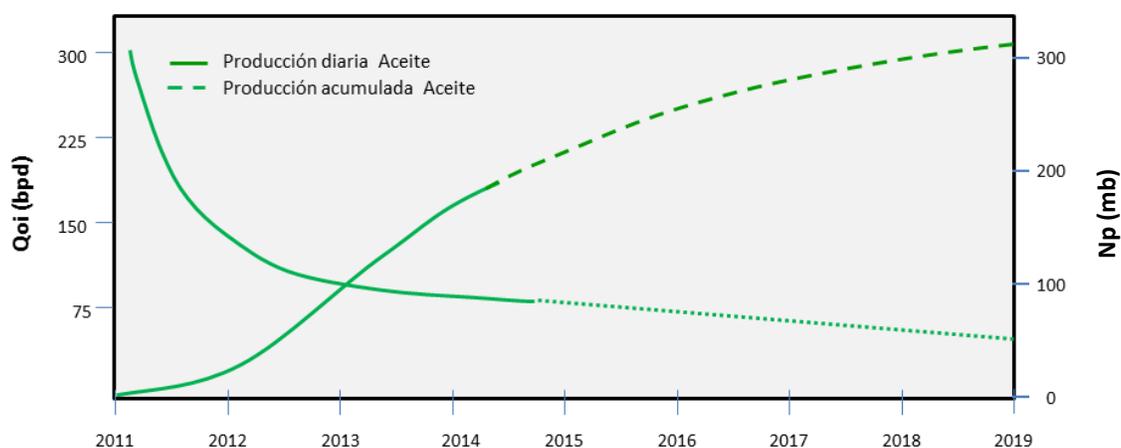


Figura 4.17. Comportamiento de producción de aceite diaria y acumulada en el pozo 1369, del campo Furbero. Igualmente se muestran los pronósticos de producción declinada (línea punteada) y recuperación esperada (línea segmentada) (Modificado de PEMEX, 2014).

En la figura 4.18 se presenta un pozo con una producción inicial de 200 (bpd), y una acumulada de 210 mil barriles. La magnitud de la producción acumulada se considera dentro del promedio de productividad por pozo en el área de estudio.

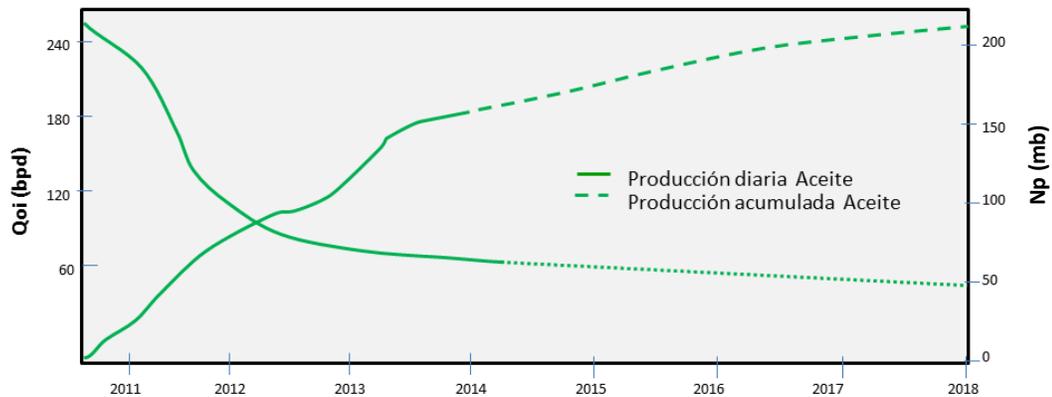


Figura 4.18. Comportamiento de producción de aceite diaria y acumulada en el pozo 1166, del campo Furbero. Igualmente se muestran los pronósticos de producción declinada (línea punteada) y recuperación esperada (línea segmentada) (Modificado de PEMEX, 2014).

Los pozos que acumulan 300 mil barriles o más, pagan la inversión y dejan un margen de utilidad, no así los pozos que acumulan entre 100 mil y 150 mil barriles cuya ganancia es marginal después del retorno de la inversión. Sin embargo, lo que salva la situación de la rentabilidad en el paleocanal es la masificación de la perforación de desarrollo donde se establecen iniciativas de reducción de costos para ampliar el margen de rentabilidad.

Con estas magnitudes de productividad, la viabilidad económica del Sector 8 es razonablemente atractiva en términos de rentabilidad, en buena medida debido a los precios altos del aceite, que se han mantenido por encima de los 100 dólares en los últimos 3 años.

CONCLUSIONES

- El Sector 8 (Campos Furbero-Presidente Alemán-Remolino), área de estudio de este trabajo, al igual que el resto del Paleocanal de Chicontepec, está conformado por una secuencia que posee una cantidad importante de volumen de hidrocarburos, pero al mismo tiempo posee también una gran complejidad geológica que deriva en obstáculos para su explotación, por lo que se requiere de una planeación bien estructurada para así obtener la mejor producción posible.
- La metodología para obtener la geometría y procedencia presentada en este trabajo, requiere de un trabajo multidisciplinario de geocientíficos debido a los estudios de diversas especialidades que deben ser realizados. Estos van desde descripciones macroscópicas de núcleos, interpretación de registros geofísicos, interpretaciones sísmicas, etc.
- Mientras más elementos obtenidos de manera íntegra se adquieran del proceso metodológico, los resultados serán más confiables y abarcarán todos los puntos a resolver.
- La geometría de los cuerpos turbidíticos a los que están asociados los paquetes de areniscas de los campos Furbero-Presidente Alemán-Remolino conforman yacimientos de petróleo y gas, así que la localización, delimitación y entendimiento de esos cuerpos representan una parte vital para el desarrollo de estos campos.
- El aporte principal de los sedimentos para las areniscas del Sector 8 fue de material lítico carbonatado, proveniente de las calizas cretácicas de la Sierra Madre

Oriental y de material ígneo intrusivo y metamórfico con origen en la zona central de México.

- En el área de estudio, las litarenitas presentan 42 [%] de líticos de carbonato y un 36 [%] de granos de cuarzo, como componentes esenciales. Los detritos accesorios, corresponden a arcilla detrítica en 10 [%], feldspatos 6 [%], dolomita 5 [%] y arcilla autigénica 1 [%].
- En las zonas distales del depósito los desarrollos arenosos tienden a ser de grano fino y de estratificación delgada, lo cual genera porosidad pobre y baja permeabilidad. Sin embargo, presentan buena saturación de hidrocarburos y su cubierta arcillosa les proporciona una condición de sello.
- Los valores de productividad y el alto precio del aceite hacen atractivo al Sector 8 en cuanto a términos de rentabilidad, y el hecho de que muchas de sus zonas aún estén en exploración, aumenta la probabilidad de que este sector cobre importancia dentro del contexto geoeconómico del Paleocanal de Chicontepec.

RECOMENDACIONES

- Extender la aplicación de esta metodología a campos aledaños dentro del Paleocanal de Chicontepec, así como a formaciones no terrígenas ubicadas en otras cuencas.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre, López Daniel., 2008,** “Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec”; Tesis Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, 109 p.
- Barros, García José Manuel., 2010,** “La correlación de unidades estratigráficas en estructuras pictóricas”; Universidad Politécnica de Valencia. Instituto Universitario de Restauración del Patrimonio, pp 31-36.
- Carrillo, B. J., 1980,** “Paleocañones de la Planicie Costera del Golfo de México”; Boletín AMGP, v. 32, No.1.
- Cheatwood, C. J., Guzman A. E., 2002,** “Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, México”; SPE 74407, in SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Villahermosa, Tabasco, Mexico, pp 1-19
- Comisión Nacional De Hidrocarburos (CNH), 2010,** “Proyecto Aceite Terciario Del Golfo. Primera Revisión y Recomendaciones”; SENER, 152 p.
- Contreras, Alexis., 2010,** “Aspectos resaltantes análisis de los núcleos REM-4034 REM-4118 y REM-4072”; Informe Inédito.
- Cortés, M. E., e Iglesias, M., 2004,** “Generalidades sobre Metodología de la Investigación”; Colección Material Didáctico, Primera Edición, Universidad Autónoma Del Carmen, 105 p.
- Cossey, S., 2007,** “Reservoir Facies, Erosional Channels and Mass Transport Complexes of the Chicontepec Formation, Eastern Mexico”; Cossey and Associates, Inc. 27 p.
- Folk, R.L., 1974,** “Petrology of Sedimentary Rocks”, Department of Geological Sciences, The University of Texas at Austin, 184 p.
- Galicia, León Donovan C., 2014,** “Metodología para el análisis de la geometría y procedencia de las areniscas del Paleoceno-Eoceno en el Paleocanal de Chicontepec, Campos Furbero-Presidente Alemán-Remolino”; Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México. Inédito.
- García, Pérez Rodrigo., 2013,** “Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación del Campo Furbero en la Cuenca de Chicontepec”; Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, 103 p.

- González, G. R., 1970**, “La Formación Huehuetepc nueva unidad litoestratigráfica del Jurásico de Poza Rica”; Ingeniería Petrolera, pp. 5-22.
- Hernández, Mendoza, J., Saavedra, D., De La Huerta, L. y Escamilla, A., 2013**, “Ambientes Depositacionales en la Sub-cuenca de Chicontepec”, Petróleos Mexicanos, Informe Interno Inédito, 20 p.
- Imlay, R. W., Cepeda, E., Álvarez, M., and Díaz, T., 1948**, “Stratigraphic relationships of certain Jurassic formations in Eastern Mexico”; AAPG Bulletin, v. 32.
- Joyce, S. y Thomson, I., 2000**, “Earning a social licence to operate”, Social acceptability and resource development in Latin America. Canadian Institute of Mining and Metallurgical Bulletin Vol. 93, pp. 49-53.
- Lahee, F., 1960**, “Clasificación para las localizaciones de los pozos”. Ministerio de Minas e Hidrocarburos.
- Magoon, L.B., and Dow, W.G., 1994**, “Chapter 1: The Petroleum System”, in The Petroleum System from source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, pp 3-24.
- Martell, Andrade Bernardo., 2012**, “Sistema Petrolero”; Presentación para la clase de Geología Del Subsuelo, FI, UNAM, 102 p.
- Martinez, Aguillón Camila., 2012**, “Flora del Cretácico Superior de Colombia, origen y dinámicas del Bosque Húmedo Neotropical en el pasado”. GEOLOGÍA COLOMBIANA. Edición X Semana Técnica de Geología e Ingeniería Geológica. 37 (1), 11. Bogotá, Colombia.
- Matlak, M., y Al Saeeda, M., 2009**, “Modelado de Sistemas Petroleros”, Oil field review, Vol. 21, Num.2., Schlumberger, pp. 3.
- Petróleos Mexicanos, 2005**, “Proyecto Chicontepec PEMEX Exploración y Producción Región Norte”, Subdirección Región Norte de PEP, Inédito.
- Petróleos Mexicanos, 2008**, “Proyecto Play TMP Eoceno Inferior Chicontepec Turbiditas”, Subdirección Región Norte de PEP, Inédito, 261 p.
- Petróleos Mexicanos, 2010**, “Actualización del Modelo Sedimentológico”, Laboratorio del Campo Remolino, Informe Interno Inédito, 31 p.
- Petróleos Mexicanos, 2012**, “Sector 8 Presidente Alemán-Furbero”, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de PEP, Informe Interno Inédito. 271 p.

Petróleos Mexicanos, 2013, Informe Interno Inédito.

Ramírez Jiménez, H., 2013, “Interpretación Preliminar del Volumen Sísmico Furbero- Presidente Alemán-Remolino, con Procesado Pre-apilado en Tiempo”, Petróleos Mexicanos, Informe Interno Inédito.

Petróleos Mexicanos, 2014, “Pronósticos de producción campo Furbero”, Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, Informe Interno Inédito.

Santillán, Piña Noé, 2009, “Paleoambientes Sedimentarios en Facies Turbidíticas En La Cuenca Terciaria De Chicontepec, Centro Oriente de México”; Tesis (Maestría en Ciencias). Informe Técnico de la Facultad de Ingeniería, UNAM, 105 p.

Santillán, Piña Noé, y Aguayo, Camargo Joaquín Eduardo., 2010, “Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México”; Ingeniería Investigación y Tecnología, Vol. XII, FI-UNAM, pp. 4-5.

Thomson, I., y Boutilier, R., 2011, “La licencia social para operar, Manual de Ingeniería Minera”, capítulo 17, pp. 1779-1796, Sociedad de Minería, Metalurgia y Exploración, Littleton, Colorado, EUA.

Vázquez, Morin Angel., 2008, “Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec”; Tesis Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, 169 p.

Vázquez Torres, S.M., Carvajal Hernández C. I., Aquino Zapata A. M., 2010, “Áreas naturales protegidas. In Atlas del patrimonio natural, histórico y cultural de Veracruz”, vol.1. Patrimonio natural, G. Benítez Badillo y C. Welsh Rodríguez (eds.). Universidad Veracruzana, Xalapa, Veracruz. p. 249-274.