



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

“EVALUACIÓN GEOLÓGICO-ECONÓMICA DE UN SECTOR DE CHICONTEPEC”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA:

SÁNCHEZ GUZMÁN LUIS DANIEL

DIRECTOR DE TESIS:

ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE



MÉXICO D.F., MARZO 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

Página

RESUMEN	IV
1. GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVO.....	2
1.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS HIDROCARBUROS EN MÉXICO.....	3
1.3.1. RECURSOS PROSPECTIVOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	3
1.3.2. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	8
1.4. TIPOS DE RESERVA.....	11
1.4.1. RESERVAS PROBADAS.....	12
1.4.1.1. RESERVAS DESARROLLADAS	13
1.4.1.2. RESERVAS NO DESARROLLADAS.....	13
1.4.2. RESERVAS NO PROBADAS	13
1.4.2.1. RESERVAS PROBABLES.....	14
1.4.2.2. RESERVAS POSIBLES	14
1.5. UBICACIÓN.....	14
1.6. VÍAS DE COMUNICACIÓN	18
1.7. FISIOGRAFÍA	19
1.7.1. LLANURA COSTERA DEL GOLFO NORTE	20
1.7.2. SIERRA MADRE ORIENTAL.....	21
1.7.3. EJE NEOVOLCÁNICO	22
1.8. OROGRAFÍA	22
1.9. HIDROGRAFÍA	22
1.10. ANTECEDENTES HISTÓRICOS Y PETROLEROS DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC	23
1.11. IMPACTO ECONÓMICO.....	26
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	28
2.1. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	28
2.2. ESTRATIGRAFÍA	31
2.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC.....	37
2.3.1. MESOZOICO.....	38
2.3.1.1. JURÁSICO.....	38
2.3.1.1.1. FORMACIÓN TAMÁN (OXFORDIANO-KIMMERIDGIANO)	38
2.3.1.1.2. FORMACIÓN SAN ANDRÉS (OXFORDIANO-KIMMERIDGIANO)	39
2.3.1.1.3. FORMACIÓN PIMIENTA (KIMMERIDGIANO-TITHONIANO)	39
2.3.1.2. CRETÁCICO.....	40
2.3.1.2.1. FORMACIÓN TAMAULIPAS INFERIOR (BERRIASIANO-APTIANO).....	40
2.3.1.2.2. FORMACIÓN TAMAULIPAS SUPERIOR (ALBIANO-CENOMANIANO)	41

2.3.1.2.3.	FORMACIÓN TAMABRA (ALBIANO-CENOMANIANO).....	42
2.3.1.2.4.	FORMACIÓN EL ABRA (ALBIANO-CENOMANIANO)	43
2.3.1.2.5.	FORMACIÓN AGUA NUEVA (TURONIANO)	44
2.3.1.2.6.	FORMACIÓN SAN FELIPE (CONIACIANO-SANTONIANO).....	45
2.3.1.2.7.	FORMACIÓN MÉNDEZ (CAMPANIANO-MAESTRICHTIANO).....	46
2.3.2.	CENOZOICO.....	47
2.3.2.1.	PALEÓGENO.....	47
2.3.2.1.1.	FORMACIÓN VELASCO (PALEOCENO INFERIOR).....	47
2.3.2.1.2.	GRUPO CHICONTEPEC (PALEOCENO SUPERIOR-EOCENO INFERIOR).....	49
2.3.2.1.2.1.	FORMACIÓN CHICONTEPEC INFERIOR (PALEOCENO SUPERIOR)	50
2.3.2.1.2.2.	FORMACIÓN CHICONTEPEC MEDIO (PALEOCENO SUPERIOR).....	51
2.3.2.1.2.3.	FORMACIÓN CHICONTEPEC SUPERIOR (EOCENO INFERIOR)	52
2.3.2.1.3.	FORMACIÓN ARAGÓN (EOCENO INFERIOR)	52
2.3.2.1.4.	FORMACIÓN GUAYABAL (EOCENO MEDIO).....	53
2.3.2.1.5.	FORMACIÓN TANTOYUCA (EOCENO MEDIO-SUPERIOR	54
2.3.2.1.6.	FORMACIÓN CHAPOPOTE (EOCENO SUPERIOR)	55
2.3.2.1.7.	FORMACIÓN ALAZÁN (OLIGOCENO INFERIOR).....	56
2.3.2.1.8.	FORMACIÓN PALMA REAL INFERIOR (OLIGOCENO INFERIOR)	57
2.3.2.1.9.	FORMACIÓN PALMA REAL SUPERIOR (OLIGOCENO SUPERIOR).....	57
2.3.2.1.10.	FORMACIÓN HORCONES (OLIGOCENO SUPERIOR).....	58
2.4.	MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL	59
2.5.	MODELO DE SEDIMENTACIÓN	62
2.6.	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	65
3.	SISTEMA PETROLERO	67
3.1.	DEFINICIÓN Y PARTES DEL SISTEMA PETROLERO	67
3.1.1.	PROCESO DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS	68
3.1.2.	PROCESO DE EXPULSIÓN DE HIDROCARBUROS	69
3.1.3.	PROCESO DE MIGRACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA DE HIDROCARBUROS	70
3.1.4.	PROCESO DE ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS	71
3.2.	CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS PETROLEROS.....	71
3.2.1.	SISTEMAS PUROS	72
3.2.2.	SISTEMAS HÍBRIDOS	72
3.2.3.	SISTEMAS CONOCIDOS (!)	72
3.2.4.	SISTEMAS HIPOTÉTICOS (.)	72
3.2.5.	SISTEMAS ESPECULATIVOS (?)	73
3.3.	SUBSISTEMAS PETROLEROS.....	73
3.3.1.	GENERADOR	73
3.3.2.	ALMACENADOR.....	75
3.3.3.	SELLO.....	75
3.3.4.	MIGRACIÓN.....	75
3.3.5.	ENTRAMPAMIENTO	77
3.4.	SISTEMA CHICONTEPEC.....	78
3.4.1.	ROCAS GENERADORAS.....	78

3.4.2.	MIGRACIÓN.....	79
3.4.3.	ROCAS ALMACENADORAS.....	79
3.4.4.	ROCAS SELLO.....	80
3.4.5.	TRAMPAS.....	80
3.4.6.	SINCRONÍA.....	81
3.5.	PLAYS PRODUCTORES.....	82
3.5.1.	PLAY.....	82
3.5.2.	PLAY CHICONTEPEC (PALEOCENO-EOCENO INFERIOR).....	83
3.5.3.	PLAY CHICONTEPEC CANAL (EOCENO INFERIOR TARDÍO).....	84
3.5.4.	PLAY TANTOYUCA (EOCENO TARDÍO).....	84
3.6.	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL ACEITE DE CHICONTEPEC.....	85
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	89
4.1.	CONSIDERACIONES GENERALES.....	89
4.2.	OBJETIVO ECONÓMICO.....	90
4.3.	SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RESERVAS DE CHICONTEPEC.....	90
4.4.	LOCALIZACIÓN POZO TLACOLULA-A.....	93
4.5.	PROGRAMA DE PERFORACIÓN.....	95
4.6.	METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	97
4.7.	MUESTRAS DE CANAL.....	103
4.8.	CORTE DE NÚCLEOS.....	104
4.9.	PETROGRAFÍA DE LOS NÚCLEOS EN LÁMINAS DELGADAS.....	105
4.10.	REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.....	113
4.11.	PERFIL SÍSMICO VERTICAL.....	123
4.12.	COLUMNA GEOLÓGICA DEL POZO.....	131
4.13.	REGISTRO DE HIDROCARBUROS.....	135
4.14.	RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.....	135
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	139
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	144
7.	ANEXO.....	154
7.1.	ANEXO I.....	154
7.2.	ANEXO II.....	156
7.3.	ANEXO III.....	159
7.4.	ANEXO IV.....	175
7.5.	ANEXO V.....	178
7.6.	ANEXO VI.....	181
7.7.	ANEXO VII.....	196
	GLOSARIO.....	200

RESUMEN

El consumo mundial de energía primaria continúa en aumento, el petróleo crudo forma parte esencial de este portafolio energético global, ocupando el primer lugar de la demanda mundial.

En años recientes la explotación de este recurso energético se ha tornado más complicada, ya que la era del petróleo fácil se terminó, ahora la exploración debe hacerse cada vez a mayores profundidades, en lugares cada vez más remotos y con mayor complejidad geológica y estructural. Este es el caso de la Cuenca de Chicontepec, la cual está constituida por sedimentos clásticos producto de depósitos turbidíticos (abanicos submarinos) de edad Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, que constituyen el Grupo Chicontepec.

En las últimas décadas la Cuenca de Chicontepec se ha convertido en un sitio de gran interés petrolero, debido a que se considera económicamente estratégica por su importante volumen de reservas estimadas; está considerada como la reserva más grande de petróleo de México, por lo que es de suma importancia la caracterización de los yacimientos a través de pozos de exploración y desarrollo. Cuenta con reservas al 1 de enero de 2012 de 743.0 MMbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) de reservas 1P (probadas); 6,488.8 MMbpce de reservas 2P (probadas + probables) y 17,036.6 MMbpce de reservas 3P (probadas + probables + posibles).

El pozo de desarrollo Tlacolula-A localizado en el campo del mismo nombre, dentro del sector 2 de Chicontepec, tuvo como objetivo evaluar localmente a la roca almacenadora, para así continuar con el desarrollo del campo Tlacolula. Geológicamente, el pozo se localiza entre la porción sur-centro de la Cuenca Tampico-Misantla y al occidente de la Plataforma de Tuxpan. Dentro del marco regional de Chicontepec se localiza en la región nor-central de la cuenca.

La columna estratigráfica atravesada por este pozo está constituida por rocas clásticas de edad Eoceno Medio, Eoceno Inferior, Paleoceno Superior y Paleoceno Inferior, correspondientes con las Formaciones Guayabal, el Grupo Chicontepec (Chicontepec Canal, Chicontepec Medio, Chicontepec Basal), Velasco y como marco de depósito la Formación Méndez, constituida por margas y lutitas de edad Cretácico Superior.

Para la evaluación del pozo de desarrollo Tlacolula-A se apoyó en la descripción de muestras de canal, núcleos, láminas delgadas, registros de hidrocarburos, registros geofísicos de pozos y secciones sísmicas.

1. GENERALIDADES

1.1. Introducción

A lo largo de la historia reciente, el petróleo se ha convertido en una sustancia fundamental en el desarrollo de la sociedad actual. Su importancia no se restringe a un concepto meramente económico, sino que impacta en otros ámbitos como el social, político y ambiental.

La industria del petróleo se ha consolidado como la principal abastecedora de energía para la humanidad, por lo que es el recurso no renovable más importante del mundo. Del petróleo crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales y oficinas; también se producen diversos lubricantes para maquinaria y vehículos. La Industria Petroquímica usa productos derivados de él para hacer plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroquímicos.

México es el octavo productor de crudo a nivel mundial con 2,550.1 Mbd (PEMEX, 2012). La importancia de este recurso para nuestro país radica en el hecho de que en él se basa la seguridad energética y, con su aportación a la economía nacional, es el principal motor del desarrollo económico.

Por tal motivo es preciso asegurar la óptima aplicación de los requerimientos físicos y financieros para la exploración y explotación de estos recursos, así como la disponibilidad de tecnologías, capacidades humanas y de ejecución para resolver las complejidades que representan los nuevos yacimientos y de esta forma mantener e incrementar los niveles de producción y restituir el total de las reservas de petróleo del país.

Tanto a nivel nacional como internacional, los recursos de hidrocarburos por descubrir y aquellos ya descubiertos que no han sido desarrollados, tienden a ubicarse en áreas de geología compleja o en aguas profundas.

La complejidad de los yacimientos para la explotación de campos de aceite pesado, así como aquellos en aguas profundas, requiere técnicas sofisticadas de exploración

sísmica, herramientas y nuevas tecnologías de perforación y terminación de pozos no convencionales, entre otras.

Adicionalmente a la explotación de campos complejos y maduros y con el fin último de incrementar la producción de hidrocarburos, es de suma importancia incrementar fuertemente la actividad exploratoria y diversificar la plataforma de producción.

Con respecto al proyecto ATG (Aceite Terciario del Golfo), es importante señalar que éste se compone de yacimientos no convencionales, es decir, que contiene aceite degradado en rocas de baja calidad y que presenta baja porosidad y permeabilidad, en contraste con otros yacimientos de PEMEX cuyo aceite fluye con mínima intervención. En este sentido, el reto consiste en elevar el factor de recuperación de hidrocarburos y aumentar la producción. Se han identificado tres temas fundamentales por resolver: 1) perforación, 2) terminación de pozos convencionales y no convencionales en ubicaciones óptimas y 3) sistemas artificiales de producción.

También se debe concluir la fase de estudio del subsuelo, profundizando en su conocimiento; seleccionar las tecnologías y equipos adecuados para enfrentar los retos; así como definir criterios y metas propias del proyecto, antes de multiplicar las inversiones en nuevos pozos e instalaciones.

Este trabajo es producto del convenio que tiene la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) con Petróleos Mexicanos (PEMEX) que consiste en que los alumnos próximos a egresar de las carreras de ingeniería en Ciencias de la Tierra realicen prácticas profesionales en los centros de trabajo de la empresa para que de esta manera reafirmen y apliquen sus conocimientos teóricos adquiridos en la escuela, se involucren con las actividades referentes a su profesión y las que se realizan en PEMEX, así como aprender a integrar y trabajar en equipos multidisciplinario con los que desarrollaran su actividad profesional.

1.2. Objetivo

El objetivo principal del trabajo es definir y evaluar el potencial productor de los depósitos arenosos que conforman el Grupo Chicontepec de edad Paleoceno Superior – Eoceno Inferior, con el propósito de soportar el desarrollo anticipado de los pozos,

para confirmar, actualizar y/o reclasificar la reserva que se tiene certificada en el área. Varios pozos exploratorios han penetrado estos depósitos clásticos, pero están pendientes de evaluar, ya que únicamente se probaron algunos intervalos, quedando pendientes de evaluar gran parte de ellos.

El Campo Tlacolula se encuentra en el sector 2 del Paleocanal de Chicontepec cuyo sedimentos terrígenos son de edad Paleoceno Inferior al Eoceno Superior, caracterizándose por tener cuerpos arenosos dispersos susceptibles de contener hidrocarburos de rendimiento económico a largo plazo, considerando las características petrofísicas que son de baja permeabilidad en cuerpos lenticulares con buena impregnación de aceite pesado de un API que varía de 18 a 21 °API.

La importancia de este tipo de yacimientos es que al localizarse a profundidades someras (entre 1400 y 1800 metros), tienen un valor rentable de explotación bajo sistemas de fracturamiento y recuperación secundaria y mejorada.

1.3. Situación Actual de los Hidrocarburos en México

1.3.1. Recursos Prospectivos y Reservas de Hidrocarburos

México cuenta con un potencial de recursos de hidrocarburos aún por cuantificar. De acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos realizados a la fecha, se estima que cuenta con 54.6 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce) de recursos prospectivos al primero de enero de 2012 (SENER, ENE 2012-2026).

Alrededor de 65% de dichos recursos (35.6 MMMbpce) se encuentran documentados y están asociados a localizaciones exploratorias. El restante 35% (19 MMMbpce) se encuentra estimado a nivel play, esto es, de manera más agregada y sin una localización puntual (Tabla 1.1). De estos recursos prospectivos adicionales (*play*), 53.6 % se encuentra en aguas profundas del Golfo de México, mientras que el 36.5 % se encuentra en las Cuencas del Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Comalcalco, Macuspana, Litoral de Campeche y Sonda de Campeche) y el 9.9 % se encuentra distribuido en las Cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla, Veracruz y Plataforma de Yucatán.

En lo que respecta a los recursos prospectivos en aguas profundas, tanto documentados como adicionales (26.5 MMMbpce o 48 % de los recursos totales), se han identificado 10 áreas relevantes: Cinturón Subsalino, Oreos Nancan, Jaca Patini, Lipax, Yoka, Han, Cinturón Plegado Perdido, Holok y NoxHux. De estas áreas, sólo las tres últimas están documentadas y se cuentan con estimaciones económicas, tamaño prospectivo, tipo de hidrocarburo, proximidad de instalaciones, geología y otros elementos técnicos. Cabe destacar que estos recursos prospectivos se caracterizan por ser de gran volumen y alto riesgo, con costos de desarrollo que demandan inversiones entre 2000 y 4000 millones de dólares.

Tabla 1.1. Recursos prospectivos al 1 de enero de 2012

Cuenca	Recursos Documentados			Recursos Adicionales MMbpce	Total MMbpce
	Aceite MMb	Gas MMMpc	Total MMbpce		
Burgos	327	10,070	2,341	591	2,932
Cuencas del Sureste	12,094	5,250	13,146	6,937	20,083
Golfo de México profundo	10,429	29,700	16,369	10,178	26,547
Sabinas		1,563	313	82	395
Tampico-Misantla	931	4,257	1,783	742	2,525
Veracruz	139	5,335	1,206	383	1,589
Plataforma de Yucatán	447		447	94	541
TOTAL	24,367	56,175	35,605	19,007	54,612

Fuente: PEMEX, 2012

Con el fin de desarrollar los recursos prospectivos, a partir de 2008 PEMEX inició una estrategia que considera el desarrollo de tres proyectos: Golfo de México Sur, Golfo de México B y Área Perdido. Además, en 2010 analizó 16,821 km² de aguas profundas a través de estudios de sísmica tridimensionales como base para la definición de nuevas localizaciones y prospectos.

Es importante mencionar que dichas actividades han permitido contar con un mayor conocimiento de las áreas con potencial petrolero y materializar los éxitos derivados de la exploración.

Por otro lado, se considera que existen pocas estructuras geológicas con posibilidad de contener hidrocarburos y que se encuentran compartidas con Estados Unidos de América (yacimientos transfronterizos), a lo largo de delimitación entre ambos países en el Golfo de México, localizadas más allá de las 200 millas náuticas, contadas desde la

línea de base, sobre la delimitación de la plataforma continental en la región occidental del Golfo de México. En ese sentido se trabajó en la formalización de un acuerdo entre los gobiernos de ambos países, con el objetivo de permitir una explotación eficiente, equitativa y ambientalmente responsable, que brinde certidumbre jurídica, respetando los derechos soberanos de cada país respecto de sus recursos naturales. El tratado relativo a la exploración y explotación de yacimientos transfronterizos del Golfo de México fue firmado el 20 de febrero de 2012 por los gobiernos de ambas naciones. Para su entrada en vigor, el acuerdo deberá ser ratificado por los órganos legislativos correspondientes.

Los recursos prospectivos, en particular los documentados, tienen asociada una probabilidad de éxito geológico. Por este motivo es importante optimizar los recursos y focalizar las acciones para su desarrollo. De estos recursos, las Cuencas del Sureste presentan la mayor probabilidad; seguidas por las cuencas de Sabinas y Burgos.

En materia de recursos no convencionales de gas, se estima que existen importantes recursos en nuestro país. De acuerdo un reporte de la Agencia de Información Energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (EUA), publicado en abril de 2011, México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial en recursos técnicamente recuperables de gas en lutitas (*shale gas*) y concentra casi el 6 % del potencial de este energético en el mundo, con 681 billones de pies cúbicos.

En 2010, PEMEX inició la evaluación del potencial de este recurso, con lo que se han identificado cinco provincias geológicas potenciales de gas en lutitas (*shale gas*): Chihuahua, Sabinas-Burros-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Así, a partir de estos estudios, PEMEX ha estimado de manera preliminar, un potencial de entre 150 y 459 billones de pies cúbicos. No obstante, se requiere intensificar los trabajos de exploración para dimensionar y caracterizar el potencial de estos yacimientos con mayor precisión, así como resolver los retos asociados a su explotación.

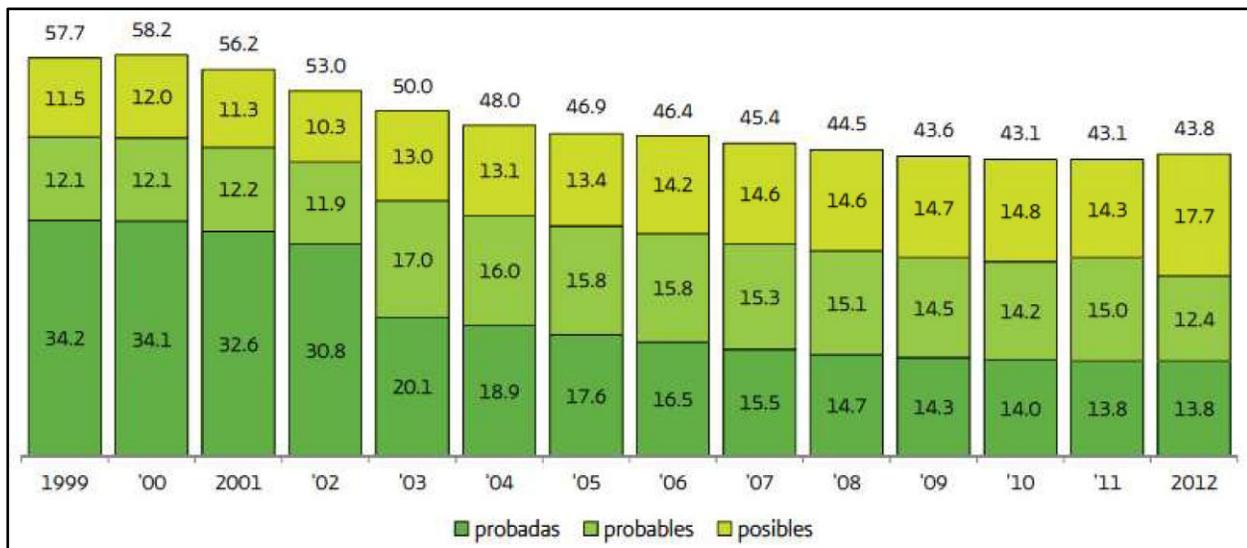
En 2011, PEMEX perforó con éxito el pozo Emergente 1, ubicado en el municipio de Hidalgo, Coahuila. Con ello, se comprobó que este pozo es continuidad del play Eagle Ford identificado en EE.UU. Además, existen cuatro pozos en proceso de perforación y terminación que son: Montañas-1, Nómada-1, Percutor-1 y Habano-1. Estos nuevos pozos están programados para el 2012 en las provincias de Picachos, Sabinas y

Burgos, en el Estado de Coahuila. Adicionalmente, se realizan estudios para perforar pozos en las provincias de Tampico-Misantla y en las formaciones Agua Nueva y Pimienta, Tamaulipas.

En lo que respecta a la incorporación de reservas de hidrocarburos con base en nuevos descubrimientos, de 2007 a 2011 se incorporaron 4.7 miles de millones de barriles (MMMb) de aceite y 12.1 billones de pies cúbicos (MMMMpc) de gas natural. Del total de reservas de aceite incorporadas, el 99.5 % proviene de las Cuencas del Sureste. A su vez, en este mismo periodo, estas cuencas aportaron 80.3 % de las reservas incorporadas de gas, seguidas por las de Burgos y Veracruz, que en conjunto sumaron 12.1 %.

Gracias a las incorporaciones mencionadas, al primero de enero de 2012 las reservas totales de hidrocarburos del país, también denominadas 3P, ascienden a 43,837.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de los cuales el 31.5 % (13,808.8 MMbpce) corresponde a las reservas probadas, el 28.2 % (12,362.1 MMbpce) a las reservas probables y el 40.3 % (17,666.4 MMbpce) a las reservas posibles (Figura 1.1).

Figura 1.1. Reservas de hidrocarburos (Miles de millones de petróleo crudo equivalente)



Fuente: PEMEX, 2012

Del total de reservas de hidrocarburos, el aceite crudo contribuye con 30,612.5 MMb (69.8 %), el condensado con 367.8 MMb (0.8 %), líquidos de planta 3953.1 MMb (9.0 %) y el restante 8903.9 MMbpce (20.3 %) para el gas seco equivalente a líquido. Las

reservas totales de gas natural son de 61,640.9 MMMpc, gas entregado en planta son 55,637.1 MMMpc y las reservas de gas seco alcanzan 46,308.5 MMMpc. Asimismo, la distribución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente por región indica que la Región Norte contribuye con 42.6 %, la Región Marina Noreste con 28.6 %, la Región Sur 12.7 % y la Región Marina Suroeste con 16.1 % (Tabla 1.2, Anexo I).

Tabla 1.2. Distribución de las reservas totales por tipo de fluido

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2009	Total	30,929.8	561.7	3,491.3	8,579.7	43,562.6	60,374.3	53,382.5	44,622.7
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1
2010	Total	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	43,074.7	61,236.0	54,083.8	44,712.2
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6
2011	Total	30,559.8	294.1	3,573.3	8,646.5	43,073.6	61,274.9	54,370.8	44,969.6
	Marina Noreste	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3	4,757.1	3,460.0	2,730.6
	Marina Suroeste	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7	13,248.0	11,914.4	9,754.5
	Norte	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6	34,632.0	30,907.3	26,460.5
	Sur	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9	8,637.8	8,089.2	6,024.1
2012	Total	30,612.5	367.8	3,953.1	8,903.9	43,837.3	61,640.9	55,637.1	46,308.5
	Marina Noreste	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3	4,438.6	3,472.0	2,736.4
	Marina Suroeste	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4	14,615.2	13,475.1	11,227.4
	Norte	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0	33,958.1	30,497.5	26,091.3
	Sur	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7	8,628.9	8,192.5	6,253.4

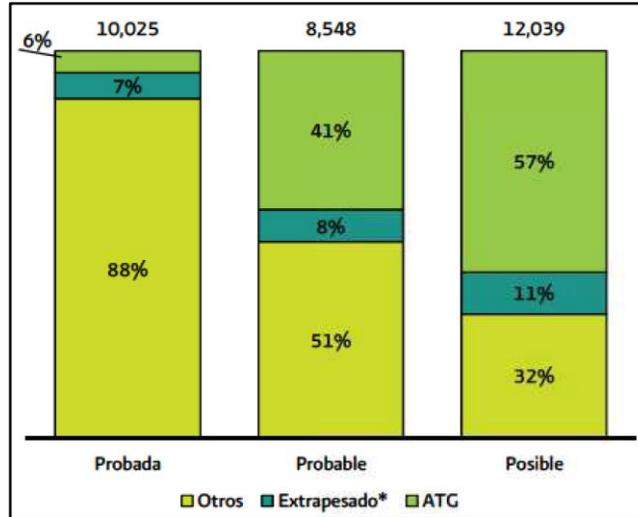
Fuente: PEMEX, 2012

Es importante destacar que del total de reservas de aceite del país, el 44 % se ubica en yacimientos complejos. Tal es el caso de los crudos extrapesados y el paleocanal de Chicontepec o proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) (Figura 1.2).

Además en el proyecto ATG se llevó a cabo la revisión y conciliación de la estimación del monto de sus reservas. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) dictaminó las nuevas cifras de las reservas en Chicontepec, en donde, al primero de enero de 2012, se apunta un incremento en las reservas probadas (1P), una reducción de las reservas

2P, al tiempo que se reconoce el potencial del proyecto al mantener las cifras de reservas 3P sin cambio. Cabe señalar que las nuevas cifras de reservas son consistentes con las estimadas por el certificador externo, como lo dictaminó la CNH.

Figura 1.2. Porción de reservas de crudo en campos complejos (Miles de millones, al 1° de enero de 2012)



*Crudos con API menor a 14°

Fuente: PEMEX, 2012

Con respecto a las reservas en aguas profundas, a la fecha se han perforado 19 pozos. Se han descubierto 7 pozos de gas y uno de aceite pesado, incorporando reservas por 470 MMbpce, de las cuales 101 MMbpce son reservas probadas (1P).

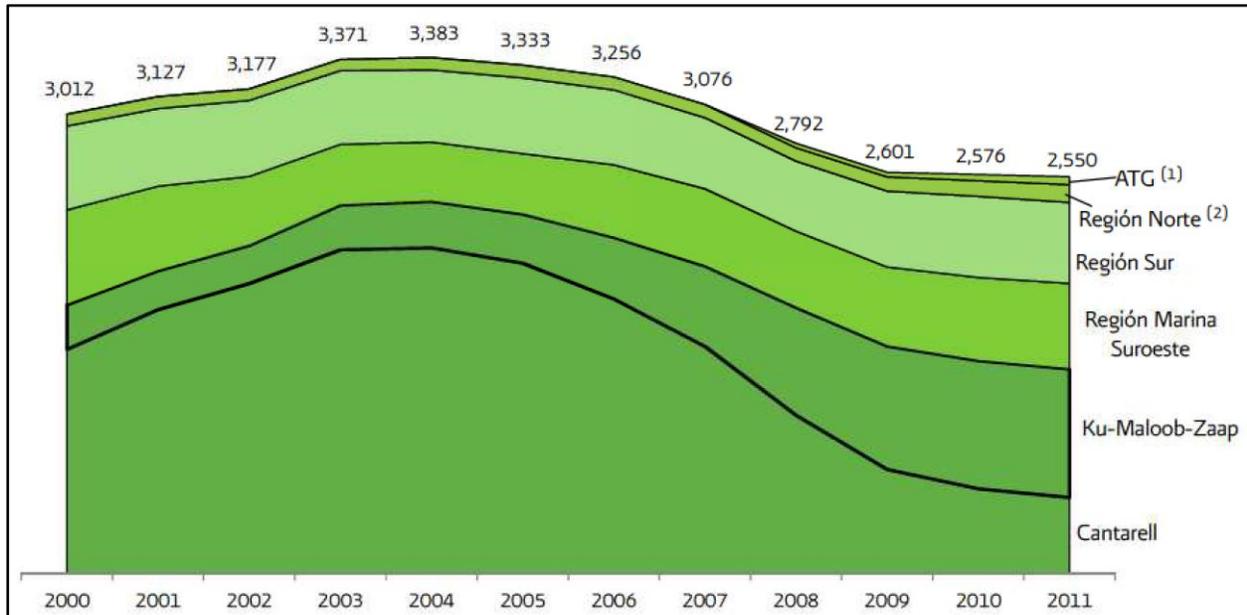
El éxito de las actividades de exploración es fundamental para lograr el desarrollo de los recursos prospectivos. En 2007, se diseñó una nueva estrategia con la finalidad de mejorar el desempeño de esta actividad y así alcanzar una tasa de restitución de reservas probadas (1P) del 100 % para el 2012. Esta meta se alcanzó un año antes de lo planteado, ya que para 2011, la tasa de restitución de las reservas probadas fue de 103 %.

1.3.2. Producción de Hidrocarburos

Desde 2005, la producción de crudo en nuestro país ha disminuido debido a la declinación natural de campos maduros, en particular Cantarell. Sin embargo esta reducción ha sido parcialmente compensada con la producción de los activos integrales Ku-Maloob-Zaap, Ixtal-Manik, Delta de Grijalva, Yaxché y Crudo Ligero Marino, entre otros.

Sin incluir Cantarell, la tasa de crecimiento compuesto anual de la producción de crudo en el país fue de 7.9 % en el periodo 2005-2011 (Figura 1.3). Esto es superior a las tasas observadas en otros países productores de crudo en el mundo.

Figura 1.3. Producción de petróleo crudo por región y activos integrales (Miles de barriles diarios)



(1) Información oficial a partir de 2008, sus campos asociados se desincorporaron del Activo Integral Poza Rica-Altamira

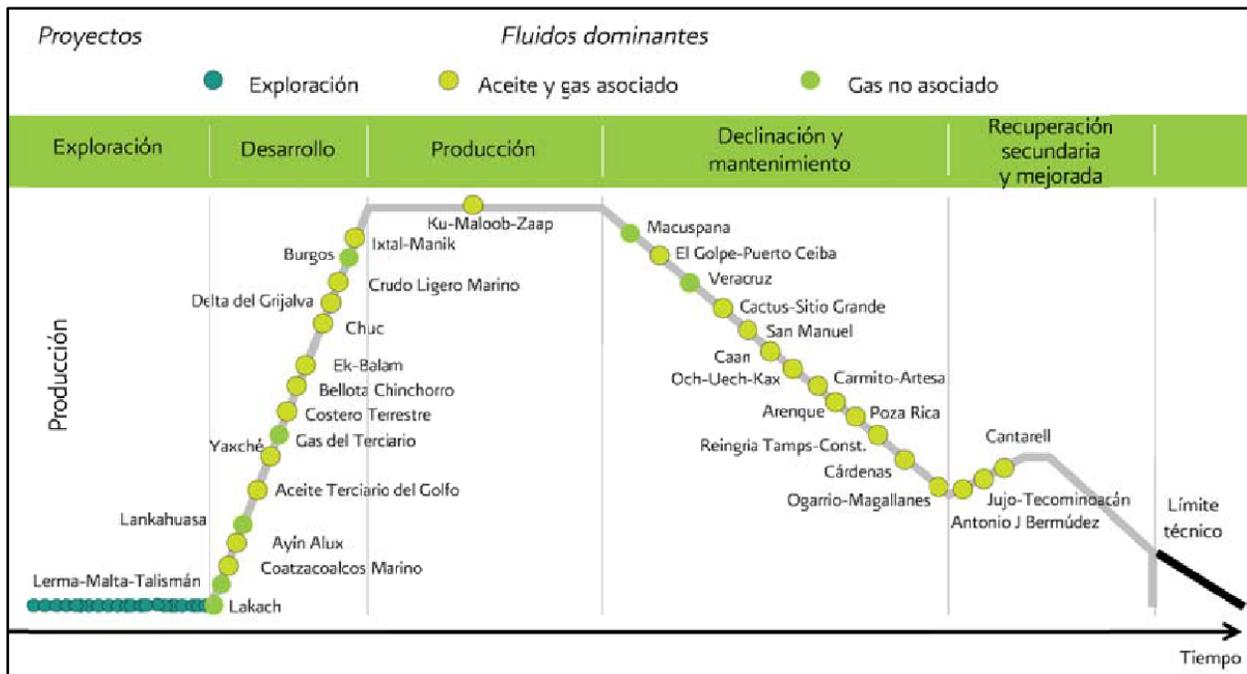
(2) No incluye ATG

Fuente: PEMEX, 2012

La composición y características de los campos productores reflejan el comportamiento que ha tenido la producción en los últimos años. Actualmente, aproximadamente 80 % de éstos son campos maduros y se encuentran en estado avanzado de explotación. Prueba de ello es que del total de la producción de aceite en 2011, 90 % provino de campos descubiertos hace 20 años o más. En el mediano plazo, se espera que estos campos continúen siendo importantes en la conformación de la plataforma de producción de PEMEX.

En 2011, el activo Cantarell produjo 500.7 Mbd mediante la aplicación de un proceso de recuperación secundaria para estabilizar su producción. Lo anterior permite confirmar los beneficios de emplear métodos de recuperación más sofisticados en campos maduros, como la recuperación secundaria y mejorada (Figura 1.4).

Figura 1.4. Ciclo del portafolio de proyectos de PEMEX Exploración y Producción



Fuente: PEMEX, 2012

En 2011, PEMEX diseñó un plan de desarrollo para la exploración del proyecto ATG, e inició un nuevo plan de desarrollo para la explotación del proyecto en sectores, de acuerdo a una clasificación en tres etapas, diferenciando las actividades en función del conocimiento del subsuelo y el grado de desarrollo del sector. Esta estrategia considera nuevos procedimientos, técnicas y herramientas para optimizar la explotación de los pozos.

Al adquirir mayor información derivada de los trabajos en campo de la exploración de Chicontepec, se logró definir este nuevo plan de desarrollo, que reconoce la heterogeneidad del Proyecto, privilegiando el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías. Como resultado de este esfuerzo destaca un aumento significativo en el factor de recuperación, al pasar de 11.6 % (conforme a una primera evaluación realizada en 2010) a 19.2 %.

Por último, se observa un cambio positivo en la gestión de este proyecto. El porcentaje de pozos sin producción se redujo de 47 % en promedio en 2008 y 2009 a 29 % a finales de 2011. Esto es uno de los factores que han permitido que la producción registre una tendencia positiva. La producción pasó de 29.3 Mbd en 2008 a 52.8 Mbd en 2011 (valores promedio anuales).

En cuanto a la producción de gas natural, ésta aumentó de 4,573 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2004 a 6,534 MMpcd en 2009 (incremento de 42.9 %). Sin embargo, a partir de 2010 se presentó una ligera reducción, principalmente en la producción de gas asociado, debido a una menor explotación de la zona de transición de Cantarell. En 2010, la producción fue equivalente a 6,337 MMpcd, 3 % menos respecto a la registrada en 2009. En 2011, nuevamente se observó una caída de 7 % respecto al año previo, con una producción promedio de 5,913 MMpcd.

Con respecto al gas no asociado, las principales cuencas productoras se encuentran en la Región Norte, particularmente en los Activos Burgos y Veracruz. Para la explotación de Burgos, es necesario optimizar los diseños y costos de los pozos, así como hacer más rigurosa y selectiva la propuesta de localizaciones. Para el caso de Veracruz, se está llevando a cabo un programa intensivo de adquisición de estudios de sísmica tridimensional.

Finalmente, es importante mencionar que uno de los elementos fundamentales en el subsector hidrocarburos es la asignación oportuna de recursos para la exploración y explotación. En los últimos 10 años, las inversiones en estos rubros han sido las más altas en la historia, con un crecimiento promedio anual de alrededor de 9 %. Particularmente, se ha fortalecido la actividad exploratoria, con tasas de crecimiento promedio anual de aproximadamente 19 %, a través de la adquisición e interpretación de estudios de sísmica 2D y 3D. Además, se ha llevado a cabo una mayor actividad en aguas profundas del Golfo de México.

1.4. Tipos de Reserva

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones, denominadas SPE-PRMS, emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), el *World Petroleum Council*

(WPC) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), organizaciones técnicas donde México participa.

Las Reservas son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas (Figura 1.5).

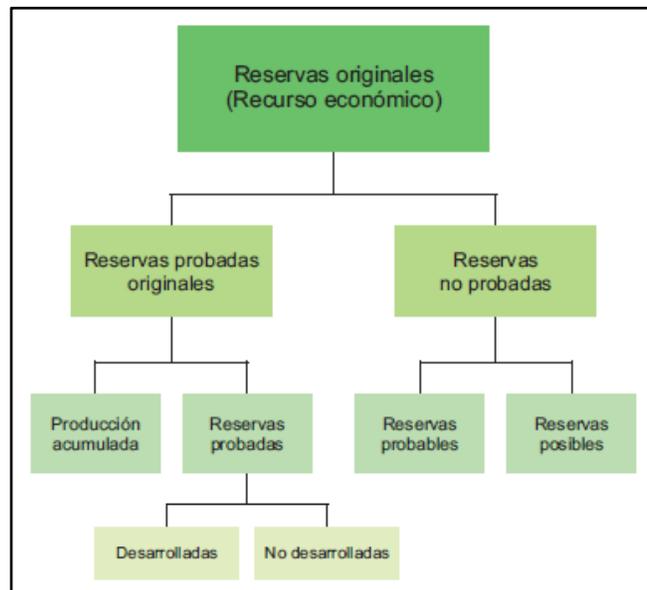


Figura 1.5. Clasificación de las reservas de hidrocarburos (PEMEX, 2012)

1.4.1. Reservas Probadas

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán

recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

1.4.1.1. Reservas Desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

1.4.1.2. Reservas No Desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada.

1.4.2. Reservas No Probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

1.4.2.1. Reservas Probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

1.4.2.2. Reservas Posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

1.5. Ubicación

La Cuenca de Chicontepec se ubica geográficamente en la porción centro-oriente de la República Mexicana, en porciones de los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí, entre los paralelos 21°39'53.72" y 19°55'55.76" de latitud norte y los meridianos 98°53'07.75" y 96°46'22.52" de longitud oeste. Geológicamente pertenece a la Provincia Tampico-Misantla, cubriendo un área aproximada de 11,300 km². Fisiográficamente se localiza en la planicie costera del Golfo de México (Raisz, 1964), limita al este con la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), al oeste con la Sierra Madre Oriental, al norte con el Arco Tamaulipas y la Sierra de San Carlos y al sur con el llamado Macizo de Teziutlán, que se encuentra al oeste del poblado de Misantla (Bitter, 1993) (Figura 1.6).

El Paleocanal Chicontepec se localiza entre los municipios de Papantla y Chicontepec, a 250 km al noreste de la ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica, Veracruz, abarca una superficie aproximada de 3,815 km² y tiene una dirección general NW-SE. Al norte colinda con la ciudad de Cerro Azul, Veracruz, al sur con el estado de

Puebla, al este con las ciudades de Tuxpan y Poza Rica y al oeste con el estado de Hidalgo. Tiene una longitud de 123 km y una anchura variable de 25 km en la parte norte y 12 km en la parte sur (Figura 1.7). En el subsuelo, el Grupo Chicontepec alcanza, en algunos sitios, hasta 2,500 m de espesor en el depocentro.

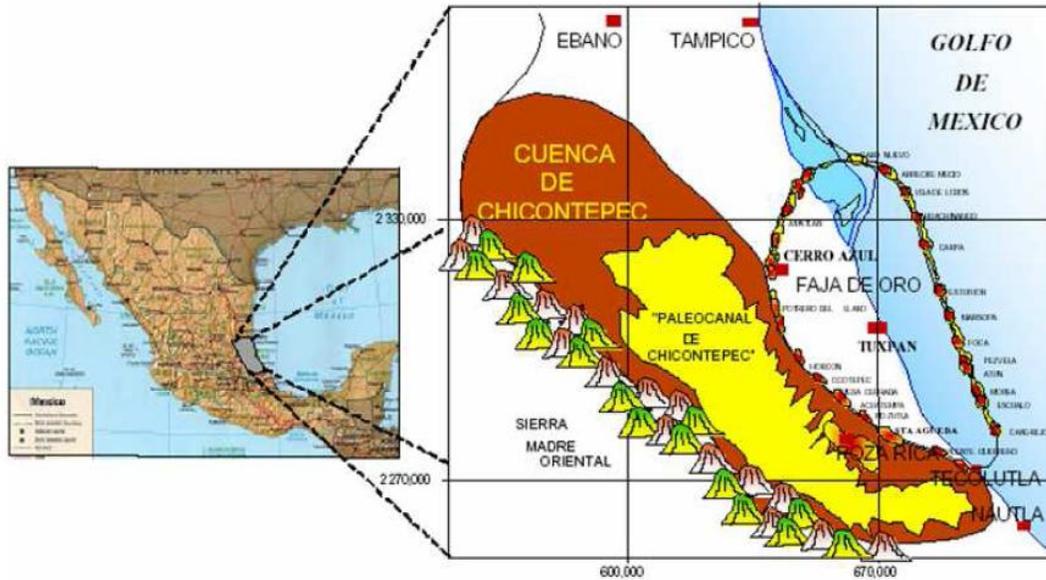


Figura 1.6. Ubicación geográfica de la Cuenca de Chicontepec (González, P. y Cruz, P., 1999)

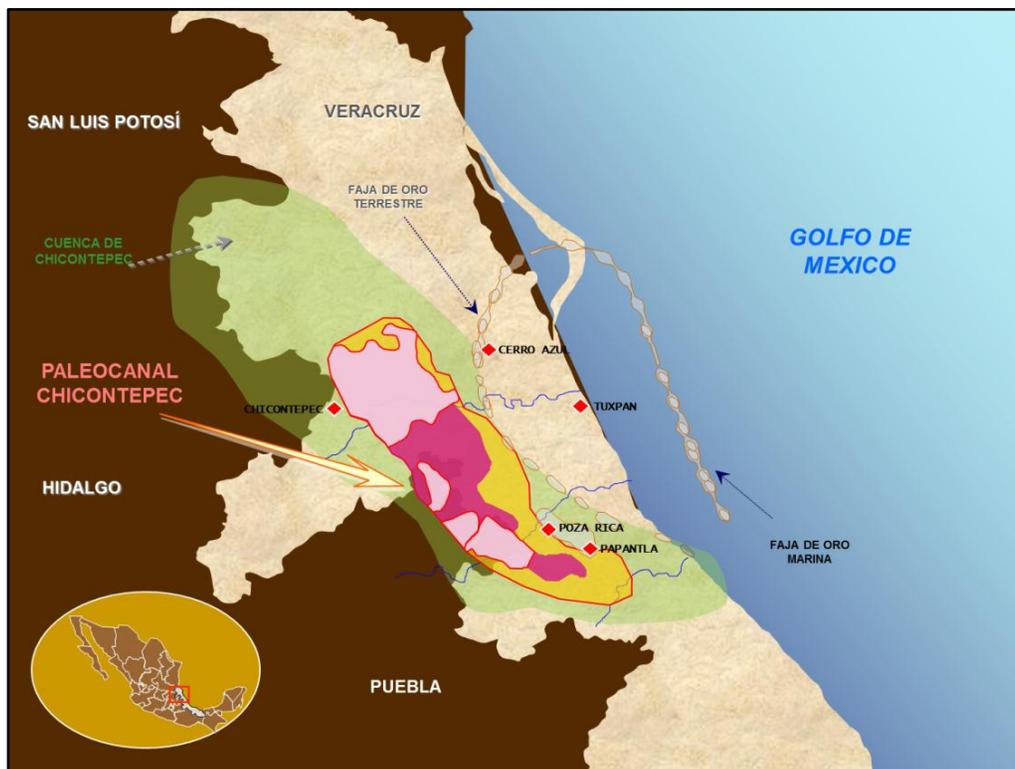


Figura 1.7. Ubicación geográfica del Paleocanal de Chicontepec (PEMEX 2012)

Para administrar los recursos petroleros, PEMEX dividió el país en 4 regiones: Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur. El Paleocanal de Chicontepec se localiza en la Región Norte. Esta región posee la mayor extensión territorial con respecto a las otras regiones de Pemex Exploración y Producción (PEP). Se extiende en 27 estados e incluye 1.8 millones de kilómetros cuadrados aproximadamente (1'800,000 km²). La región se conforma por una parte terrestre y otra marina, localizándose en la porción norte de la República Mexicana con las siguientes colindancias. Al norte con los Estados Unidos de América, al sur con el Rio Tesechoacán del Estado de Veracruz, al oriente con la Isobata de 500 metros del Golfo de México y al occidente con el Océano Pacífico.

Administrativamente, la región se compone de cuatro activos: **Aceite Terciario del Golfo**, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; así como por el activo de exploración denominado Golfo de México Norte.

Para facilitar el desarrollo de la reserva de los 29 campos de Chicontepec, se ha dividido en 8 sectores (figura 1.8):

Sector 1.

Campos: Tenexcuintla y Sabana Grande.

Sector 2.

Campos: Pastoría, **Tlacolula**, Sitio, Aragón, Ahuáteme, Amatitlán y Cacahuatengo.

Sector 3.

Campos: Coyotes, Horcones, Gallo, Soledad Norte, Soledad, Palo Blanco y Agua Nacida.

Sector 4.

Campos: Coyol y Humapa.

Sector 5.

Campos: Miquetla y Miahuapan.

Sector 6.

Campos: Coyula y Escobal.

Sector 7.

Campos: Agua Fría, Coapechaca, Tajín y Corralillo.

Sector 8.

Campos: Furbero, Presidente Alemán y Remolino.

De los veintinueve campos petroleros de la Cuenca de Chicontepec, el campo Soledad Norte está desarrollado; mientras que los campos Coyotes, Soledad, Miquetla, Aragón, Agua Fría, Tajín, Coapechaca, Amatitlán y Horcones, se encuentran parcialmente desarrollados. En el resto de las áreas se está iniciando la actividad de exploración y/o producción; sin embargo tienen potencial suficiente para su exploración y producción futura, en el mediano y largo plazo (PEMEX, 2008).

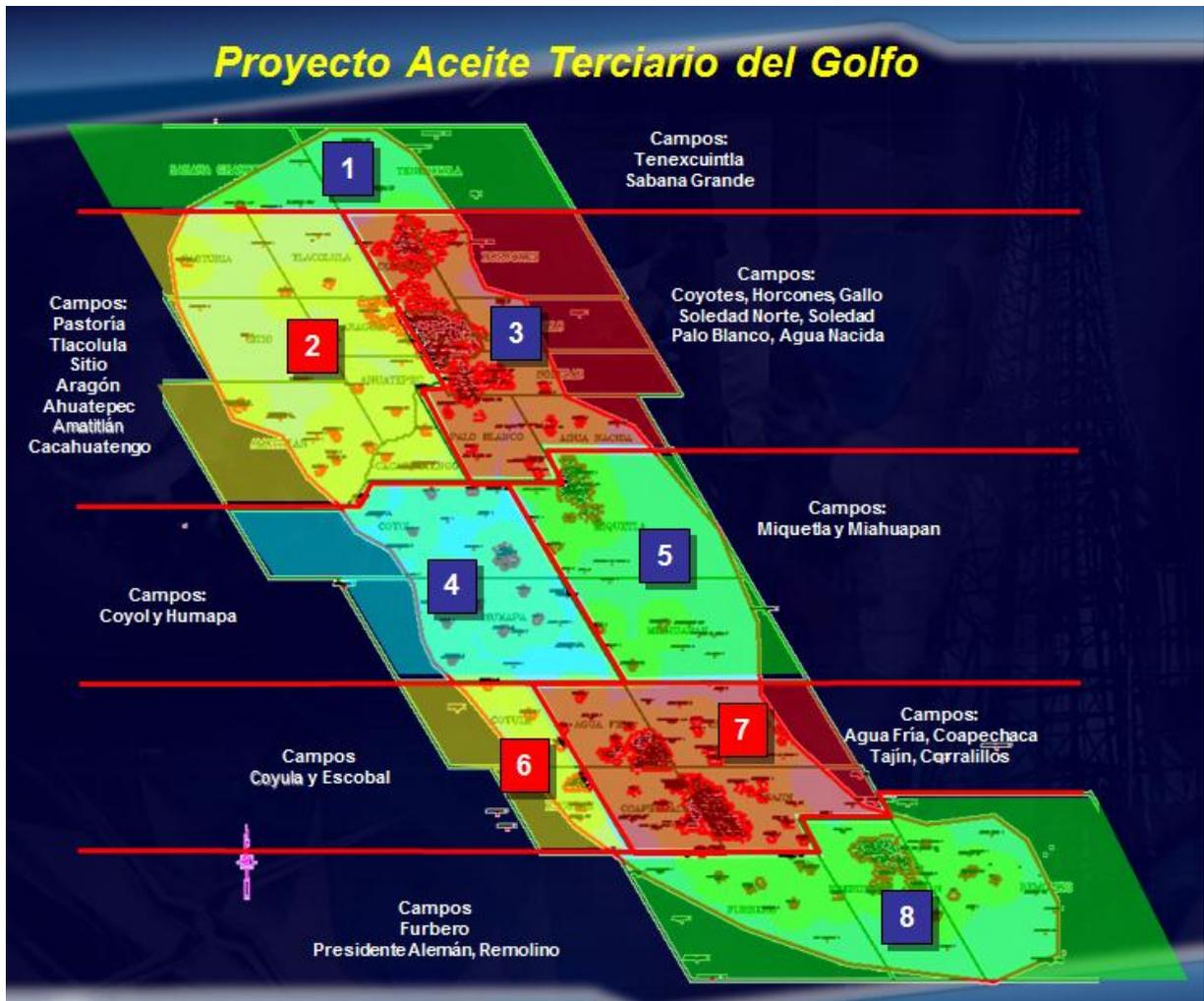


Figura 1.8. Sectores en que se dividió el Canal de Chicontepec (PEMEX, 2008)

1.6. Vías de Comunicación

El área donde se localiza la Cuenca de Chicontepec tiene numerosas vías de acceso terrestre por medio de carreteras estatales y federales que comunican a las principales ciudades y municipios, así como caminos rurales entre comunidades más pequeñas. También se cuenta con un aeropuerto ubicado en la ciudad de Poza Rica, Veracruz.

La principal vía de comunicación es la carretera No. 130 (Cd. de México-Poza Rica), que pasa por Pachuca y Tulancingo, en el estado de Hidalgo, y Huachinango y Xicotepec, en el estado de Puebla.

De Poza Rica se puede tomar la carretera No. 180 que pasa por Tihuatlán y Álamo, después en las proximidades de Cerro Azul está el entronque con la carretera No. 127 y aproximadamente a unos 30 km está la desviación al poblado de Chicontepec; es de mencionarse que en este último punto se observan afloramientos muy representativos del Grupo Chicontepec.

En la región norte de la Cuenca, la carretera No. 105 que une a las ciudades de México y Tampico pasando por Pachuca y Huejutla de Reyes, comunica la zona de estudio en este último punto, en Huejutla, se encuentran buenos afloramientos del Grupo Chicontepec.

También por la carretera No. 70, que va de San Luis Potosí a Tampico, se pasa por Ciudad Valles, en donde está el entronque que une a esta población con Tamazunchale; por medio de una carretera secundaria se puede llegar a Huejutla y de ahí al poblado de Chicontepec.

Al sur de la Cuenca, la carretera No. 129 une a Nautla con Puebla, pasando por Martínez de la Torre y Teziutlán, que es considerado el límite inferior de la cuenca (Bitter, 1993), en esta ruta se localiza también la desviación hacia Misantla. De ahí, por la carretera No. 131 se llega a Perote, Puebla y se comunica a la Ciudad de México.

Finalmente podemos mencionar que existen, además de todas las vías ya mencionadas, un gran número de caminos secundarios y terracerías que permiten comunicar a la mayor parte de los poblados del área (Figura 1.9).

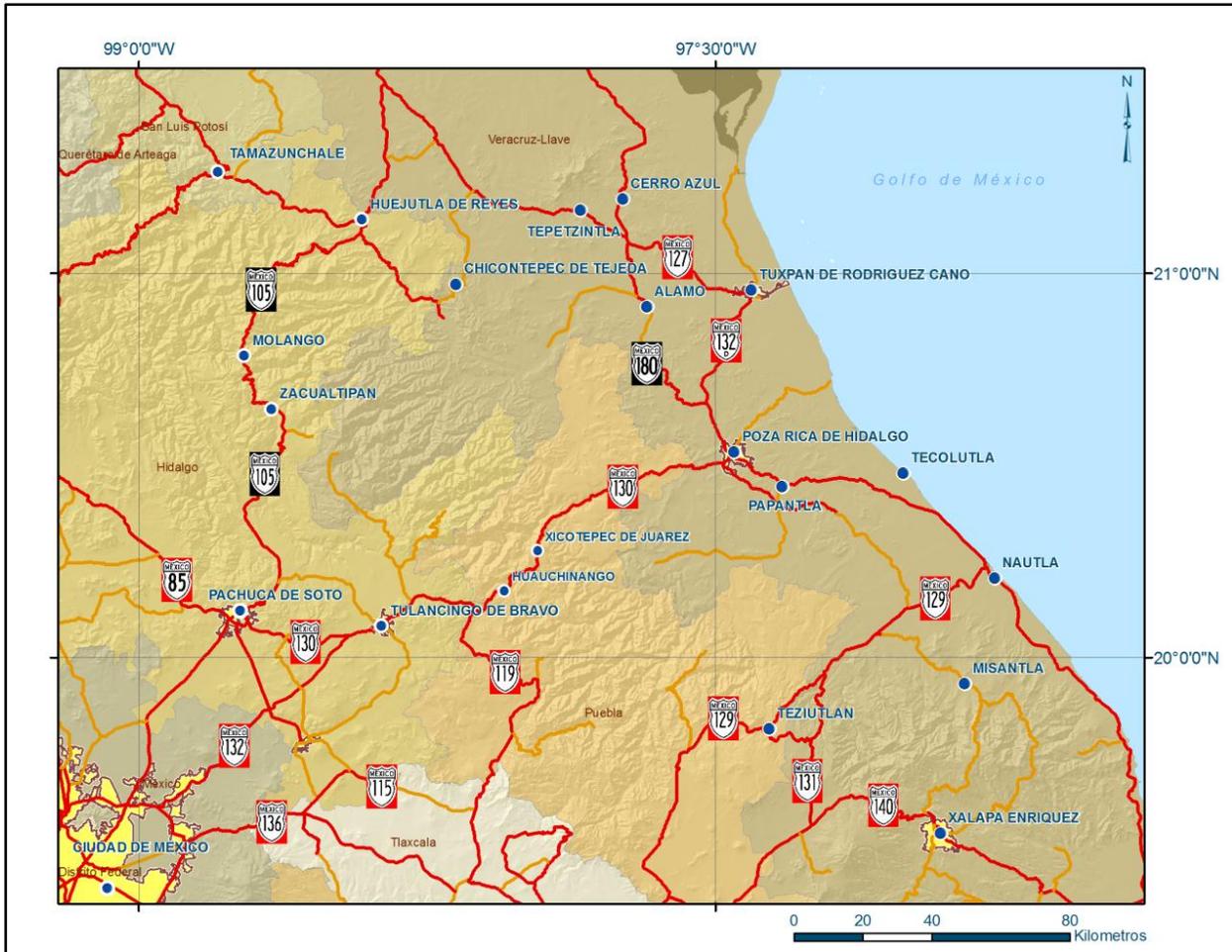


Figura 1.9. Principales vías de comunicación al área de Chicontepec

1.7. Fisiografía

De acuerdo a la clasificación fisiográfica de Raisz (1964), el área que cubre la Cuenca de Chicontepec se ubica en dos Provincias Fisiográficas. La mayor parte de ella se ubica en la provincia Llanura Costera del Golfo Norte y en menor proporción en la provincia Sierra Madre Oriental; al sur se encuentra limitada por la provincia Eje Neovolcánico (Figura 1.10).



Figura 1.10. Provincias Fisiográficas relacionadas a la Cuenca de Chicontepec (Raisz, 1964))

1.7.1. Llanura Costera del Golfo Norte

La porción oriental de la Cuenca de Chicontepec se ubica en la provincia fisiográfica de la Llanura Costera del Golfo Norte; la cual se extiende dentro del país a lo largo de 700 km, bordeando el litoral que presenta una forma cóncava y sinuosa a lo largo del litoral del Golfo de México, desde el Río Bravo hasta llegar a las estribaciones del Eje Neovolcánico, quedando limitada al occidente por la Sierra Madre Oriental. Su ancho es variable e irregular, alcanzando su máximo en el paralelo que pasa por Matamoros, Tamaulipas (200 Km) y la menor en su extremo sur (75 Km).

En general, es una superficie plana con suave inclinación al oriente, donde la altitud va del nivel del mar hasta 200 m; el relieve se originó por levantamientos tectónicos durante el Cenozoico y se caracteriza por formas de planicie costera, pero cuya evolución posterior no ha sido uniforme; gracias a ello es posible distinguir dos

porciones bien contrastadas a las que sirve de límite el río Tamesí. La parte norte muestra amplias áreas de tierras bajas, arenosas o pantanosas, en las que las corrientes no han socavado su cauce, sino que las han rellenado, quedando en alto respecto a los terrenos vecinos. Existe una porción central intermedia entre las dos regiones, que está formada por una serie de bajas colinas cubiertas de esquistos (CSVA, 2001).

La porción sur es más angosta y se le conoce como La Huasteca; en ella los ríos labran su cauce poco profundo; los terrenos llanos forman fajas alargadas de norte a sur. Abundan en ella lomeríos y cadenas aisladas de poco relieve topográfico, pero de gran relevancia económica, porque han dado origen a las estructuras en que se alojan importantes yacimientos petrolíferos.

1.7.2. Sierra Madre Oriental

En ella se ubica la porción occidental de la Cuenca de Chicontepec, la cual está orientada aproximadamente de manera paralela a la costa del Golfo de México. Se inicia en el cinturón cordillerano de Norteamérica en USA, se extiende en el sur del estado de Texas, en la región del “Big Bend”, para continuar dentro de nuestro país en la Sierra del Burro y terminar al norte del Cofre de Perote, punto de contacto con la Cordillera Neovolcánica (Faja Volcánica Transmexicana); tiene una longitud de 1 350 km, y una anchura media de 150 km. Sus máximas elevaciones varían de 2,200 a 3,000 m.s.n.m. de altitud.

Esta cordillera presenta dos flexiones importantes en su estructura: una en las cercanías de Torreón, Coahuila y otra en la vecindad de Monterrey, Nuevo León, esta última es la que se denomina Curvatura de Monterrey, la cual describe la región en donde la Sierra Madre Oriental cambia su tren estructural de una dirección este-oeste, cerca de Saltillo, a una dirección noreste, al noreste de Saltillo; y de una dirección este-oeste, cerca de Monterrey, a una dirección sureste, al oeste de Linares (Padilla y Sánchez, 1985).

En su parte norte, la Sierra Madre Oriental, se separa hasta más de 500 km, de la costa del Golfo de México, pero converge hacia ella en el sur, al grado de que al terminar al norte del Cofre de Perote, solo quedan 75 km del litoral. Por esta circunstancia, la planicie costera es muy amplia en algunos sectores.

Es fundamentalmente un conjunto de sierras menores de estratos intensamente plegados y fallados; conformados en la mayoría de los casos por rocas sedimentarias marinas antiguas del Cretácico y del Jurásico Superior, en las que predominan las calizas, quedando en segundo término las areniscas y las lutitas.

1.7.3. Eje Neovolcánico

Se caracteriza por un enorme complejo de rocas volcánicas de diversos tipos, acumuladas en numerosos y sucesivos episodios volcánicos que se iniciaron a mediados del Terciario (Neógeno) y que continúan hasta el presente. Uno de sus rasgos característicos es la franja de estratovolcanes que se extienden de oeste a este, casi en línea recta, más o menos sobre el paralelo 19. Asimismo, integran a esta región grandes sierras volcánicas, enormes coladas lávicas, conos dispersos o en enjambre, amplios escudos (volcanes de basalto); depósitos de ceniza y otros; los volcanes se encuentran dispersos entre llanuras de extensión diversa. Existen también depresiones circulares de origen volcánico llamadas calderas, maars y xalapaxcos.

1.8. Orografía

La Cuenca de Chicontepec se ubica en un área que corresponde con lomeríos en la planicie costera del Golfo de México; también existen cerros y pequeñas prominencias de formas redondeadas cuyo relieve no rebasa los 500 m.s.n.m.; se encuentra influenciada por la zona montañosa de La Huasteca, por la Sierra Madre Oriental, la Sierra de Papantla y la Sierra de Chicontepec.

1.9. Hidrografía

La Cuenca de Chicontepec se encuentra ubicada en dos Regiones Hidrológicas. Su porción sur se encuentra en la Región Hidrológica 27, Norte de Veracruz (Ríos Tuxpan-Nautla), cuencas de los ríos Tuxpan, Cazonas, Tecolutla y Nautla; la porción norte se encuentra en la Región Hidrológica 26, Pánuco, cuencas de los ríos Pánuco y Moctezuma (CONAGUA, 2007). Los ríos desembocan en el Golfo de México y tienen su origen en la Sierra Madre Oriental o en numerosos afluentes fuera de la Cuenca (Figura 1.11).

La laguna de Tamiahua, una de las más grandes de la República Mexicana, se une con el río Pánuco a través de los canales Chijol, Calabozo, Wilson y con la laguna de Tampico Alto.



Figura 1.11. Regiones Hidrológicas relacionadas a la Cuenca de Chicontepec (CONAGUA, 2007)

1.10. Antecedentes Históricos y Petroleros de la Cuenca de Chicontepec

La presencia de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec data de 1926, cuando las compañías “El Águila” y “Stanford”, perforaron pozos con objetivo de llegar a las rocas del Cretácico, ahí se detectaron areniscas únicamente con manifestaciones de hidrocarburos, por lo que los pozos se consideraron económicamente no rentables. Durante el desarrollo del campo Poza Rica, en mayo de 1935, con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica-8, se confirmó el potencial de hidrocarburos del Grupo Chicontepec.

Posteriormente entre los años 1952 a 1963, al perforarse pozos con objetivo Jurásico en los campos de los Distritos de Poza Rica y Cerro Azul, se manifestó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones arcillo-arenosas del Cenozoico, pero debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación.

Fue entre los años de 1963 y 1970, cuando los pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad habían dejado de fluir en la Formación Tamabra, que se realizaron recuperaciones mayores en las arenas de la Formación Chicontepec. Basados en los resultados de estas intervenciones, así como en el éxito obtenido en los pozos con objetivo Eoceno Inferior, los cuales se perforaron en diferentes áreas, se concluyó que a pesar de no ser pozos de alta productividad, al ser pozos someros y de bajo costo en su perforación, se planificó su desarrollo. Por lo que la explotación comercial de “Chicontepec”, se inició en el año de 1970, con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán.

Mediante estudios sedimentológicos-estructurales, (Busch & Govela, 1974; Cuevas, 1977) al “Paleocanal Chicontepec” se le estimó una longitud aproximada de 123 km y un ancho de 25 km. Se delimitaron áreas potencialmente productoras proponiendo la perforación de ocho localizaciones exploratorias, resultando exitosas todas. Como consecuencia, a finales de los 70's se inicia un programa de perforación de 49 pozos exploratorios de los cuales 47 fueron productores.

En 1979 la compañía “DeGolyer” and “MacNaughton” validó las reservas de hidrocarburos en 106 MMMbpce de OOIP (volumen original en sitio), lo que equivale a una reserva probada de 4,625 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), una reserva probable de 6,801 MMbpce y una reserva posible de 2,176 MMbpce, dando una reserva total de 13,602 MMbpce, pudiendo llegar hasta 17,645 MMbpce mediante la implementación de métodos de recuperación secundaria. En ese mismo año se elaboró el “Proyecto Chicontepec”, en el cual se propusieron diversos escenarios de desarrollo, siendo 1980, cuando Petróleos Mexicanos manifiesta su interés en esta cuenca.

Fue en 1980 cuando PEMEX considera la posible extracción de los 13,602 MMbpce estimados, mediante la perforación de 16,000 pozos direccionales para evitar dañar la agricultura y ganadería. A partir de este proyecto se les dio nombre a los 29 campos en los 8 sectores que actualmente se conocen.

En su primera etapa, la producción de aceite se incrementó de 2.5 Mbd a 14.3 Mbd, mediante la perforación de 300 pozos en los campos Soledad, Aragón, Coyotes, Horcones y Soledad Norte, los cuales resultaron productores.

Con la finalidad de contrarrestar la declinación de la producción de 14.3 Mbd a 9.8 Mbd, en el periodo de 1983 a 1991, las actividades se enfocaron en dar mantenimiento a pozos y a perforar 228 pozos adicionales de desarrollo en los campos Agua Fría y Tajín.

En 1991 se crea el Proyecto Integral de Desarrollo denominado “Paleocanal de Chicontepec”, para el cual se realizan diversos estudios geológicos del área. De 1992 a 2001, después de haber alcanzado una producción máxima de 17.8 Mbd, ésta comienza a declinar hasta un 50% al final de este periodo.

Con la finalidad de mejorar el conocimiento del subsuelo, en 1998, se realizó un estudio geológico-geofísico previo a la certificación de reservas, programada con la compañía “DeGolyer” and “MacNaughton” en el año de 1999. Este estudio permitió sustentar el nuevo valor de aceite in situ (OOIP) de 139 MMMbpc y una reserva probable (2P) de 6,500 MMMbpc; además, en función de la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite (°API), espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos, se identificaron 5 áreas de oportunidad.

Para el periodo 2002 a 2006, se reactivó la perforación para el desarrollo de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, logrando alcanzar un incremento de producción de aceite de 27.2 Mbd, utilizando nuevas tecnologías para la terminación y el fracturamiento de pozos.

En 2007, se define la creación del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (ATG) para atender el desarrollo del Paleocanal “Chicontepec”. La estrategia inicial del Activo se destacó por una gran actividad de perforación y terminación de pozos del 2008 al 2010, representando una gran inversión, sin embargo, la producción cerró en 2010 con solo 44.8 Mbd.

En una segunda etapa, a partir de mediados de 2010, se cambió la estrategia del Activo a un balance adecuado de actividades, el cual se ha ejecutado durante el 2011, destacando las actividades de optimización, con un bajo monto de inversión que

lograron aumentar los volúmenes de producción de aceite hasta en 63 Mbpd al cierre de 2011 (Figura 1.12).

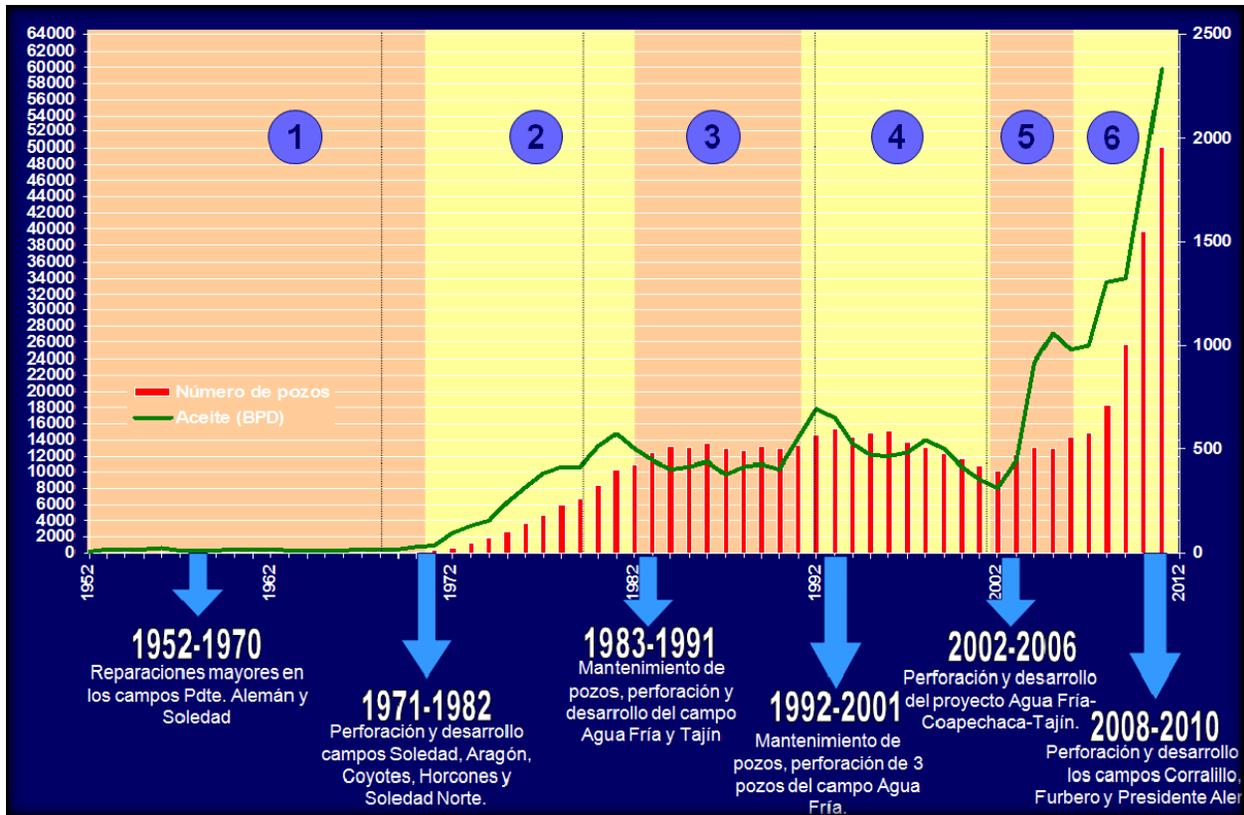


Figura 1.12. Comportamiento histórico de producción de Paleocanal de Chicontepec (A. I., 2012)

1.11. Impacto Económico

La Cuenca de Chicontepec se considera económicamente estratégica debido al gran volumen de hidrocarburos estimado que contiene en sus yacimientos, al 1 de enero de 2012 se estima una reserva de hidrocarburos 3P de 17,036.6 MMbpc, lo que refleja la magnitud de oportunidad que tiene la Cuenca de Chicontepec para producir enormes volúmenes de hidrocarburos e indica, también, la necesidad de cantidades importantes de inversión para extraer la reserva estimada.

En términos generales y, paradójicamente, aunque la provincia se conoce desde hace más de setenta años, el conocimiento geológico-petrolero es insuficiente, tanto por limitaciones tecnológicas reales como por falta de trabajos y estudios con objetivos

precisos, así como por la complejidad geológica natural (sui generis e ininteligible) que posee la provincia.

La característica distintiva de los campos descubiertos en Chicontepec ha sido la escasa producción petrolera, ya que en muy corto tiempo se presenta la disminución de la presión de los yacimientos y, consecuentemente, la declinación y la caída de la producción. Aunado a esto, dadas las propiedades geológicas de los depósitos arenosos, los factores de recuperación de hidrocarburos son muy bajos, del orden de entre 1 y 2% para aceite, en promedio, y de 5% en gas natural; y se espera incrementarlos a más de 3% para aceite y a 8% para gas hacia el año 2020 (Arzate, 2009).

Por tal motivo y con el fin último de incrementar la producción de hidrocarburos, es de suma importancia incrementar fuertemente la actividad exploratoria y diversificar la plataforma de producción, precisando asegurar la óptima aplicación de los requerimientos físicos y financieros para la exploración y explotación de estos recursos, así como la disponibilidad de tecnologías, capacidades humanas y de ejecución para resolver las complejidades que representan este yacimiento.

Todo esto constituiría los primeros pasos para lograr la solución de la problemática sobre la caracterización petrofísica de los yacimientos (porosidad y permeabilidad) y la distribución y geometría de los cuerpos arenosos. Así, con un mayor y más preciso conocimiento de los depósitos y yacimientos, se podrá tener un cierto aumento del factor de recuperación, para un manejo y gestión más adecuada y duradera de esta región petrolera.

Finalmente, es fundamental abordar una evaluación lo más precisa y honesta posible de las reservas probadas, probables y posibles en Chicontepec. La falta de certidumbre en la evaluación de las reservas, en general, pone en riesgo la estabilidad técnica y financiera de la industria petrolera, así como la viabilidad económica del país.

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1. Evolución Geológica

Desde el punto de vista geológico, la Provincia Tampico-Misantla (Figura 2.1), dentro de la cual se ubica la Cuenca de Chicontepec, se localiza al este del frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al oeste de la isobata -500 m del Golfo de México, el Arco de Tamaulipas al norte y el Eje Neovolcánico al sur, comprende una historia geológica que comienza en el Triásico hasta el periodo Reciente; en tanto que la historia de la Cuenca de Chicontepec es más reciente, ya que comprende el periodo Paleoceno y Eoceno.

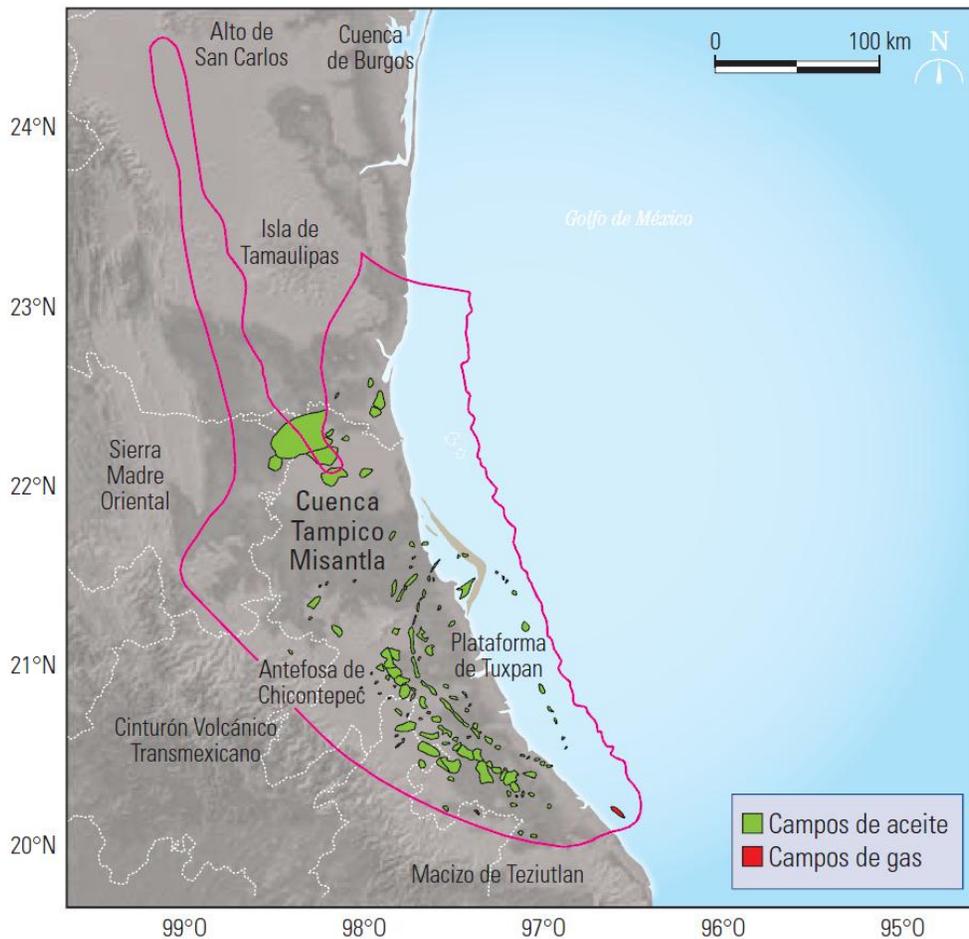


Figura 2.1. Ubicación geológica de la Provincia Tampico-Misantla (PEP, 2011)

Tectónicamente la provincia geológica Tampico-Misantla ha pasado por varias etapas. A fines del Triásico (Rhaetiano) se formaron cuencas que han sido relacionadas al inicio del proceso de rift del Golfo de México o al tectonismo en la margen occidental con el

ancestral Océano Pacífico. Durante el Jurásico Temprano y Medio se presentó una etapa de rift que dio lugar a la apertura del Golfo de México. Durante el Jurásico Tardío y hasta inicios del Cretácico Temprano se presentó la etapa de deriva (*drift*) con la formación de corteza oceánica en la parte central del Golfo de México. La margen pasiva establecida en la etapa de deriva continuó en el Cretácico posterior al cese de la apertura del Golfo.

Desde finales del Cretácico se inicia la formación de una antefosa como resultado de la aproximación del cinturón de pliegues y cabalgaduras laramídicas que dio lugar a la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación. Esta carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza al oriente del cinturón cabalgado y la formación de la cuenca de antepaís (*foreland basin*) o antefosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno, parcialmente limitada al este por la Plataforma de Tuxpan. Una vez terminado el proceso de deformación laramídica y la colmatación de la antefosa, la provincia pasó a un dominio de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete terciario depositado sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México (PEMEX-BP, 1994), (Figura 2.2).

El área de afloramientos cenozoicos marinos de esta provincia geológica es lo que se definió originalmente como Cuenca Tampico-Misantla por López (1956), limitada al norte por el Arco de Tamaulipas, al sur por el Macizo de Teziutlán, al oeste por los afloramientos mesozoicos de la Sierra Madre Oriental y al este se consideró como límite geográfico la línea de costa actual del Golfo de México, aunque actualmente se considera la isobata de 200 m. Geológicamente se reconocen cuatro subprovincias parcialmente superpuestas (Cabrera y Lugo, 1984, López, 1956):

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

Estas subprovincias comparten elementos del sistema petrolífero, por lo que se describen de manera conjunta.

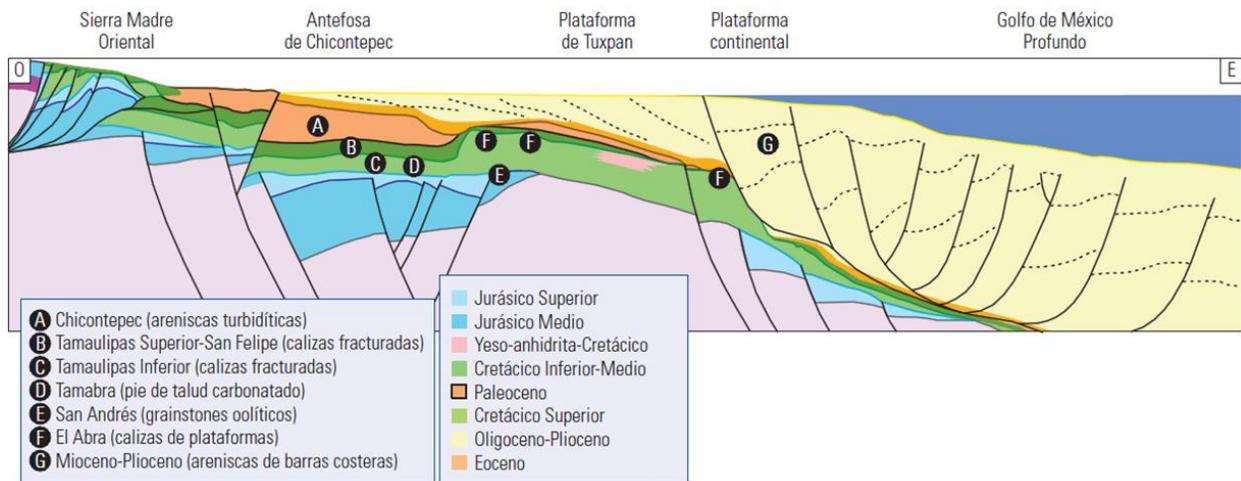


Figura 2.2: Sección estructural W-E a través de la provincia Tampico-Misantla y ubicación de los plays establecidos. (PEMEX-BP, 1994)

La Cuenca de Chicontepec se originó en la parte final del Cretácico y durante el Paleoceno por una combinación de eventos tectónicos y erosivos, es una cuenca sedimentaria de tipo antefosa, de considerable magnitud, producto de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide), la deformación de que sufrió la Plataforma de Tuxpan (basculamiento) y de la erosión producida por corrientes submarinas que canalizaron sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico, generando una serie de canales que fueron rellenados por sedimentos arcillosos y arenosos, de manera alternada, en un ambiente marino profundo, en forma de lóbulos y abanicos submarinos, acumulados por corrientes de turbidez (turbiditas), definidos como Grupo Chicontepec, el cual se ha dividido en Inferior, Medio y Superior.

Durante el Eoceno Medio continuó el relleno de la cuenca, siendo la Sierra Madre Oriental la principal fuente de aporte de sedimentos, durante este tiempo se depositaron lutitas, areniscas con algunas capas de conglomerado y bentonita, que constituyen las formaciones Tantoyuca y Chapopote. El alto de la plataforma de Tuxpan fue sepultado y se estableció en el área una amplia plataforma clástica. Lutitas y limolitas de las formaciones Horcones, Palma Real Inferior y Alazán fueron depositadas durante el Oligoceno Temprano. Se presentan esporádicos crecimientos coralinos en la parte superior, mientras que los conglomerados y areniscas conglomeráticas marcan discordancias. El límite de la secuencia principal reportado cerca del límite de los pisos

Rupeliano y Chattiano, puede correlacionarse con la discordancia que marca la cima de la Formación Palma Real y que dio lugar al depósito del conglomerado Mecatepec. Durante el desarrollo de estas discordancias los sedimentos se depositan hacia las partes más profundas produciendo intervalos prospectivos bajo la actual plataforma continental.

El Paleocanal de Chicontepec se encuentra orientado de noroeste a sureste, paleogeográficamente es una depresión alargada, originada durante el Paleoceno-Eoceno, al inicio y durante los levantamientos por plegamiento y fallamiento de la Sierra Madre Oriental por efecto de la Orogenia Laramide que, levanta y bascula la cuenca con un echado regional hacia el sureste. Durante este periodo se suceden varios episodios de erosión y relleno dejando una morfología irregular de numerosos canales y bordes de erosión que controló la distribución de los depósitos sedimentarios guiados por la fuerte pendiente debido al basculamiento. La sedimentación se compone de turbiditas depositadas en forma de complejos de abanico, alternando arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. El último episodio regional de erosión y relleno, removi6 rocas desde el Eoceno Inferior (campo Palo Blanco) hasta rocas del Jurásico (campo Presidente Miguel Alemán), en un evento que se va profundizando y ensanchando hacia el sureste, dejando en contacto el Eoceno Inferior con el Jurásico. Su contenido faunístico de foraminíferos bentónicos indica una depositación en ambiente nerítico externo a batial de aguas profundas; en algunos lugares con más de 2700 m de espesor.

2.2. Estratigrafía

La secuencia sedimentaria que cubre al basamento cristalino de la Provincia Tampico-Misantla, está compuesta por 31 formaciones geológicas, de las cuales 13 son cenozoicas y las restantes 18 son mesozoicas, reportándose espesores de hasta 7 km para toda la cubierta sedimentaria de rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico y terrígenos del Cenozoico (Figura 2.3).

El basamento cristalino de la Cuenca Tampico-Misantla está constituido por rocas ígneas y metamórficas con edades que varían desde el Pérmico hasta el Jurásico Medio (Jacobo, 1984). En la columna sedimentaria de la Provincia Tampico-Misantla se reconocen cuatro tectono-secuencias (PEMEX-BP, 1994).

La primera tectono-secuencia, denominada *Synrift*, inicia en el Triásico con el depósito sobre el basamento de clásticos continentales de ambientes aluviales y fluviales, con algunos flujos de lava, que constituyen la Formación Huizachal del Triásico Tardío al Hettangiano, seguidos por una secuencia transgresiva marina de areniscas y lutitas de la Formación Huayacocotla del Jurásico Inferior, depositada durante el Hettangiano-Pliensbachiano (Imlay et al., 1948, Guerrero et al., 1991). Los fósiles contenidos en estas rocas indican que las aguas marinas que inundaron las cuencas provinieron del ancestral Océano Pacífico (Cantú, 2001a). En el Jurásico Medio se restablecieron condiciones continentales y se depositaron clásticos de la Formación Cahuwasas. Una nueva transgresión favoreció el depósito de calizas oolíticas de rampa interna de la parte inferior de la Formación Huehuetepec, las cuales mediante un cambio de facies se transforman a anhidritas en su parte superior y depósitos locales de halita (González, 1970, Espinoza et al., 1987). Hacia la parte superior del basamento estas facies cambian a areniscas y conglomerados.

Sobre estas formaciones se depositaron en el Calloviano calizas arenosas, grainstones oolíticos de rampa interna y wackestones bioclásticos arcillosos de rampa media y externa, que constituyen la Formación Tepexic, las cuales fueron sobreyacidas por calizas arcillosas y carbonosas de aguas profundas de la Formación Santiago al alcanzar la máxima transgresión en el Oxfordiano (Erben, 1956). Alrededor de los altos de basamento se desarrollaron rampas carbonatadas en las que se depositaron en la parte interna calizas arcillo-arenosas de la Formación San Pedro y oolíticas de la Formación San Andrés y sus equivalentes laterales de rampa media y externa de la Formación Chipoco y de cuenca de la Formación Tamán. Estas facies alcanzaron su máximo desarrollo durante el Kimmeridgiano progradando hacia la cuenca, sobre todo durante el siguiente descenso del nivel del mar, observándose en algunas zonas un cambio abrupto de la Formación Santiago a Chipoco y/o San Andrés (Hernández, 2001). Las calizas arcillosas y carbonosas de la Formación Pimienta cubren regionalmente a las facies de las formaciones Tamán, Chipoco y San Andrés durante el Tithoniano. En los altos de basamento más prominentes como el de Tuxpan se mantuvieron condiciones de aguas someras y probablemente zonas expuestas durante gran parte del Tithoniano. Hacia el final de Jurásico se deposita sobre la Formación Pimienta un paquete delgado de clásticos correspondientes a la Formación La Casita, derivado de la erosión de las zonas expuestas de basamento.

La segunda tectono-secuencia es la Margen Pasiva I inicia con el depósito de calizas de rampa interna (packstones y grainstones oolíticos y bioclásticas) del miembro inferior de la Formación Tamaulipas Inferior, cuya edad corresponde al Berriasiano-Valanginiano. Estas rocas son sobreyacidas por calizas arcillosas de cuenca y capas de bentonita del miembro bentonítico de la misma formación, las cuales se hacen gradualmente más carbonatadas hasta pasar al miembro superior de calizas color crema constituido por wackestones de microfósiles planctónicos. Al mismo tiempo hacia el alto de Tuxpan se depositaron calizas de agua somera de la parte inferior de la Formación El Abra, que se correlacionan con la Formación Cupido del noreste de México. Cerca del límite Aptiano-Albiano se depositan en toda el área mudstones y wackestones arcillosos y lutitas laminares del Horizonte Otates. Durante el Albiano y Cenomaniano se depositaron los mudstones y wackestones de foraminíferos planctónicos con capas y lentes de pedernal de la Formación Tamaulipas Superior en la mayor parte de la provincia, a excepción del alto de Tuxpan, sobre el que se desarrolló una plataforma representada por las calizas de la Formación El Abra bordeado por delantales (*aprons*) de facies de talud de la Formación Tamabra. A finales del Cenomaniano esta plataforma sufre una exposición subaérea particularmente prolongada, con la transgresión subsiguiente se restablece temporalmente la sedimentación carbonatada somera, pero la tasa de sedimentación no alcanza a mantener el paso con el ascenso relativo en el nivel del mar y la plataforma queda sumergida depositándose las calizas pelágicas carbonosas de la Formación Agua Nueva del Turoniano sobre las formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior. Posteriormente se depositaron las calizas bentoníticas con intercalaciones de bentonita de la Formación San Felipe seguidas por margas, calizas arcillosas y lutitas calcáreas de la Formación Méndez, que marcan el final de la tectono-secuencia Margen Pasiva I.

La tercera tectono-secuencia Antefosa está caracterizada por el cambio de sedimentación carbonatada a terrígena y el cambio del patrón de subsidencia termal a flexura por carga tectónica. Sobre la Formación Méndez se depositaron las lutitas calcáreas bentoníticas de la Formación Velasco del Paleoceno Inferior. Los sedimentos derivados de la erosión de las rocas mesozoicas levantadas y deformadas en el cinturón laramídico así como del descapotamiento del Macizo de Teziutlán en el sur iniciaron el relleno de la antefosa desde la parte occidental con el depósito de una alternancia de lutitas y areniscas con algunas capas de conglomerado, que constituyen la Formación Chicontepec (Bitter, 1993). Los ambientes de depósito variaron desde fluviales y deltaicos de grano grueso adyacentes al cinturón cabalgado pasando

rápidamente a ambientes de prodelta, plataforma y abanicos turbidíticos. Durante el Eoceno Temprano, probablemente debido al descenso del nivel del agua en la Cuenca del Golfo de México o a la formación del abultamiento periférico (*peripheral bulge*) de la antefosa, se formaron grandes valles de incisión en la margen del Golfo de México, dentro de los que se incluyen los denominados paleo-cañones Bejuco-La Laja, Chicontepec y Nautla (Busch y Govea, 1978, Carrillo, 1980). En estos valles de incisión los sedimentos cenozoicos y mesozoicos preexistentes fueron erosionados, particularmente en la parte sur donde los sedimentos del Eoceno descansan sobre rocas de Cretácico Inferior y Jurásico Superior (Figura 2.3). Se infiere que grandes cantidades de sedimento con potencial almacenador fueron transportadas hacia la parte profunda del Golfo de México desde las desembocaduras de los valles de incisión ubicadas al norte y sur de la Plataforma de Tuxpan. Este elemento bloqueó la salida directa de los sedimentos de la antefosa hacia el Golfo de México, forzándolos a salir por el norte y por el sur, zonas en las que la erosión fue más pronunciada y que podrían corresponder a las desembocaduras de los paleocañones Bejuco-La Laja y Chicontepec-San Andrés de Carrillo (Carrillo, 1980). Las rocas del Cretácico Superior depositadas sobre la plataforma de Tuxpan así como las calizas del Albiano-Cenomaniano de la misma plataforma también fueron parcialmente erosionadas durante este tiempo y sujetas a karstificación. Al subir nuevamente el nivel base de erosión, estos valles fueron rellenados por turbiditas menos arenosas de la parte superior de la Formación Chicontepec y lutitas calcáreas de la Formación Guayabal del Eoceno Temprano, marcando el final de la deformación laramídica. Es importante señalar que durante las diferentes etapas de relleno de la antefosa no se estableció un perfil batimétrico de plataforma-talud-cuenca del tipo margen pasiva como el del actual Golfo de México. El perfil batimétrico en la antefosa tendía a ser homoclinal tipo rampa o con zonas de plataforma relativamente estrechas, en las que los deltas y sistemas costeros adyacentes a las fuentes de aporte pasaban una zona de prodelta o talud homoclinal en el que predominaba el transporte por corrientes de turbidez, flujos de escombros y deslizamientos tipo slump.

La Sierra Madre Oriental continuó siendo la fuente principal del sedimento de la cuarta tectono-secuencia, que es la Margen Pasiva II. Durante el Eoceno Medio se depositaron lutitas, areniscas con algunas capas de conglomerado y bentonita de las formaciones Tantoyuca y Chapopote. El alto de la plataforma de Tuxpan fue sepultado y se estableció en el área una amplia plataforma siliciclástica. Lutitas y limolitas de las formaciones Horcones, Palma Real Inferior y Alazán fueron depositadas durante el

Oligoceno Temprano. Se presentan esporádicos crecimientos coralinos en la parte superior, mientras que los conglomerados y areniscas conglomeráticas marcan discordancias (López-Ramos, 1956). El límite de la secuencia principal, reportado cerca del límite de los pisos Rupeliano y Chattiano, puede correlacionarse con la discordancia que marca la cima de la Formación Palma Real y que dio lugar al depósito del conglomerado Mecatepec (López, 1956). Durante el desarrollo de estas discordancias los sedimentos se depositan hacia las partes más profundas produciendo intervalos prospectivos bajo la actual plataforma continental. El Oligoceno Superior y parte del Mioceno Inferior está representado en tierra por una sección granodecreciente en la base (Formación Coatzintla) consistente de areniscas, limolitas y lutitas que cambian transicionalmente hacia arriba a una sucesión granocreciente de limolitas, areniscas y conglomerados (Formación Escolín) depositados en ambientes costeros y de plataforma somera, incluyendo sistemas fluvial-estuarino-plataforma y fluvial-deltaico-plataforma (López, 1956). Posterior el depósito de la Formación Escolín se desarrolló en el área una gran discordancia. Se infiere que durante parte del Aquitaniano y del Burdigaliano grandes cantidades de sedimento atravesaron esta zona a través de valles de incisión para ser depositadas en la parte occidental del Golfo de México.

Con el inicio de la transgresión en el Burdigaliano y hasta el Langhiano los valles de incisión fueron rellenados por una sucesión granodecreciente (parte inferior de la Formación Tuxpan) compuesta de conglomerados y areniscas conglomeráticas de ambientes fluviales que gradúan a areniscas finas, limolitas y lutitas de ambientes estuarinos y de plataforma interna a externa como se puede observar en el área entre Poza Rica y Cazonas (Hernández, 2004). Estas rocas están cubiertas por una sucesión granocreciente de areniscas fosilíferas de grano fino a medio correspondientes a la parte superior de la Formación Tuxpan del Mioceno Medio; estas son las rocas más jóvenes que afloran en la provincia Tampico-Misantla. Después del depósito de la Formación Tuxpan, una regresión forzada provocó el desplazamiento de las facies hacia la Cuenca del Golfo de México durante el Mioceno Tardío. Las facies de plataforma progradaron hasta abarcar la mayor parte de la actual plataforma continental. En esta zona se depositaron una serie de parasecuencias apiladas constituidas por limolitas arcillosas y areniscas de grano fino. Sobre la plataforma las areniscas porosas se concentran en los sistemas de nivel alto (*highstand systems tracts*), que generalmente se identifican en los registros sísmicos porque corresponden a zonas con altas amplitudes.

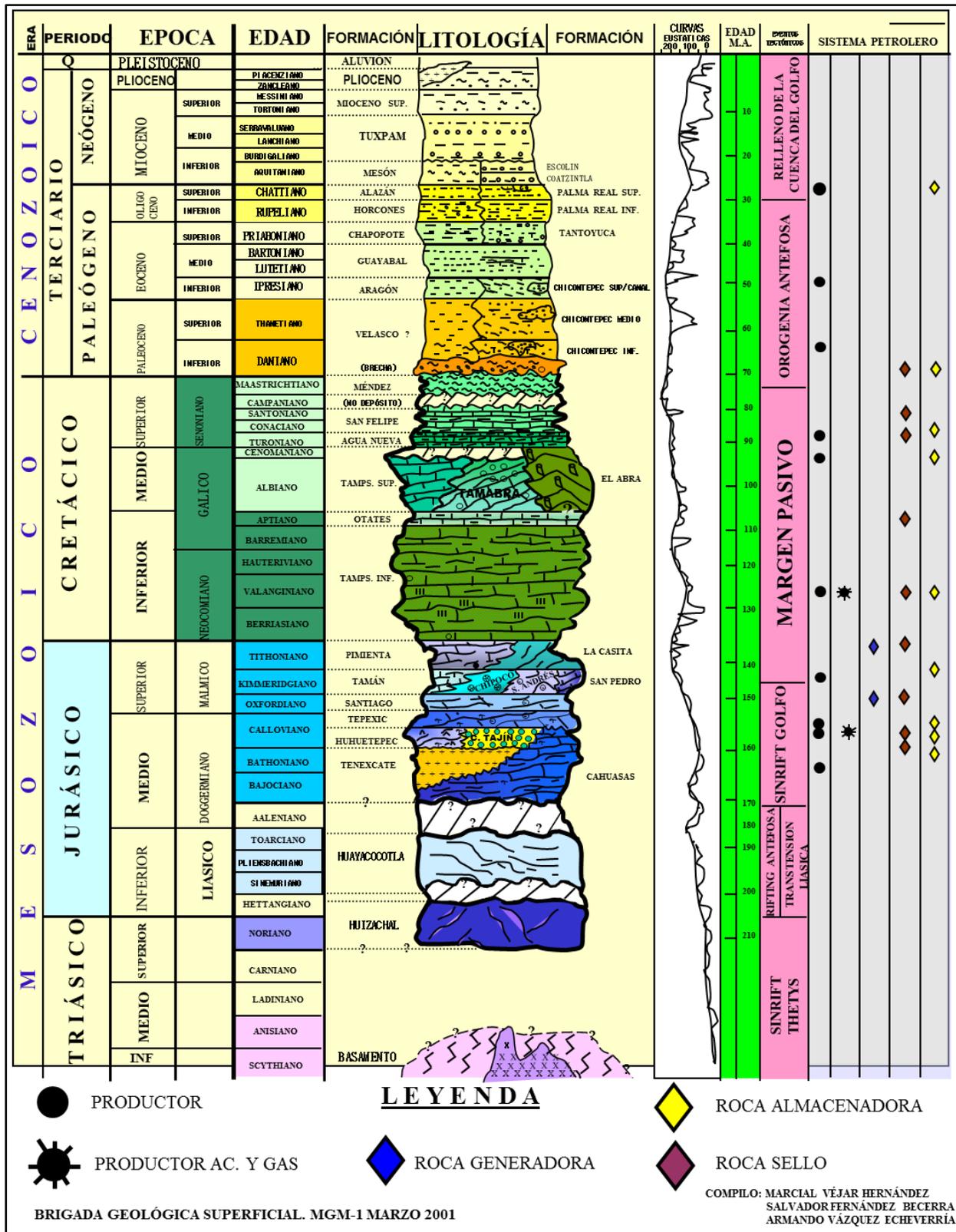


Figura 2.3. Columna estratigráfica general de la Provincia Tampico-Misantla (PEMEX, 2001)

2.3. Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec

La columna estratigráfica de la zona donde se encuentra la Cuenca de Chicontepec se compone de veinte formaciones geológicas: tres del Periodo Jurásico, siete del Cretácico y diez del Cenozoico, siendo estas últimas las que constituyen el relleno de las cuencas cenozoicas Tampico, Misantla y Chicontepec; mediante un límite de secuencias con una discordancia progresiva (Figura 2.4). El basamento cristalino del Pérmico-Triásico y ocho formaciones geológicas; una del Triásico (Formación Huizachal) y siete del Jurásico Inferior y Medio (formaciones Huayacocotla, Cahuansas, Tenexcate, Huehuetepic, Tepéxic, Santiago y San Pedro), no forman parte de las relaciones estratigráficas del límite de secuencias inferior, ya que los paleocanales de Chicontepec no alcanzaron a erosionarlas; las unidades más antiguas que están en contacto con el Grupo Chicontepec, son las formaciones San Andrés y Tamán.

SISTEMA	SERIE	PLAY PRODUCTOR	FORMACION		
			NORTE	SUR	
TERCIARIO	OLIGOCEÑO SUPERIOR	●	HORCONES	PALMA REAL SUPERIOR	
	OLIGOCEÑO INFERIOR		ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR	
	EOCEÑO SUPERIOR		TANTOYUCA	CHAPOPOTE	
	EOCEÑO MEDIO		GUAYABAL		
	EOCEÑO INFERIOR		●	CHICONTEPEC SUPERIOR	ARAGON
	PALEOCEÑO SUPERIOR		●	CHICONTEPEC MEDIO	
	PALEOCEÑO INFERIOR		●	CHICONTEPEC INFERIOR	
CRETACICO			VELAZCO BASAL		
	SUPERIOR		MENDEZ	CHICONTEPEC CANAL	
	MEDIO		SAN FELIPE		
	INFERIOR		AGUA NUEVA		
			TAMAULIPAS SUPERIOR	TAMABRA	
JURASICO			TAMAULIPAS INFERIOR		
	SUPERIOR		PIMIENTA		
			TAMAN	SAN ANDRES	

Figura 2.4. Columna Estratigráfica tipo representativa de la Cuenca de Chicontepec (PEP, 2005)

A continuación se describen las principales características de las unidades estratigráficas que tienen una mayor relación con el relleno de la Cuenca de Chicontepec y con el sistema petrolero.

2.3.1. Mesozoico

2.3.1.1. Jurásico

2.3.1.1.1. Formación Tamán (Oxfordiano-Kimmeridgiano)

Fue propuesta por Heim en 1926, la localidad tipo se encuentra, de acuerdo a Erben en 1956, en los afloramientos cercanos a la población de Tamán ubicados en las cercanías de Tamazunchale, San Luis Potosí (Nava y Alegría, 2001). Se reporta en pozos petroleros de la Cuenca de Chicontepec y en los pozos perforados en las márgenes de la Plataforma Valles-San Luis Potosí; se define como una secuencia de calizas bien estratificadas, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutita negra. Incluyen una alternancia de lutitas calcáreas color negro, carbonosas, con calizas arcillosas de color gris oscuro, en estratos con espesores de 40 a 50 cm; las lutitas tienen estratos con espesores de 10 a 15 cm, con tonos rojizos por intemperismo (Nava y Alegría, 2001).

Se considera una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 m) en las paleodepresiones; sin embargo, sus espesores disminuyen notablemente hacia las partes altas del paleorelieve, e incluso hasta desaparecer. Subyace en forma concordante y transicional a la Formación Pimienta, esto es observable en superficie y reportado en el subsuelo por pozos petroleros; sobreyace en algunas partes a la Formación Santiago, pero en otras llega a cubrir al basamento del Triásico (Nava y Alegría, 2001). Algunos autores han llegado a agrupar las formaciones Tamán, Santiago y Pimienta en una sola porque no aprecian límites contrastantes entre ellas (SGM, 1999).

Presenta estratos de biomicrita con organismos pelágicos, como radiolarios, equinodermos y *Rhaxella*. Su macrofauna ha permitido establecer su edad, la que corresponde al Oxfordiano-Kimmeridgiano.

Los análisis geoquímicos realizados en muestras de superficie y del subsuelo por Petróleos Mexicanos (PEMEX), muestran la presencia de estratos bituminosos con abundante materia carbonosa; basándose en esto, se interpreta que se acumuló en un ambiente de depósito correspondiente a las márgenes de una plataforma. Se correlaciona con la Formación San Andrés al sur de la Cuenca y se le considera una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

2.3.1.1.2. Formación San Andrés (Oxfordiano-Kimmeridgiano)

Fue definida por Cantú en 1971. Se reporta en el sur de la Cuenca de Chicontepec y es considerada como la última formación junto con la Formación Tamán que fue erosionada por el complejo de paleocanales del Grupo Chicontepec (Mayol, 2005).

Está representada por grainstone de oolitas, peletoides, bioclastos e intraclastos. Campa (1970), la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas. La divide en dos partes, el miembro superior está formado por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita; son de color café oscuro en algunos casos por impregnación de aceite. El miembro inferior está constituido en más del 60% de calcarenitas oolíticas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita; además presenta algunos estratos de dolomías y de areniscas feldespáticas cementadas con calcita (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es mixto (transicional) o de rampa cercana al litoral o en el mismo litoral, inclusive en lagunas con barras arenosas; se depositó en aguas someras, cálidas, muy cargadas de sales y otros minerales solubles a lo largo de costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos incluidos. La Formación San Andrés es una excelente roca almacenadora.

La Formación San Andrés se encuentra subyaciendo a la Formación Pimienta y suprayaciendo a la Formación Santiago; a veces está en contacto directo con el basamento o con el complejo basal. Se considera de edad equivalente a la Formación Tamán del Jurásico Superior (Oxfordiano-Kimmeridgiano), (Mayol, 1998), y también se correlaciona con la Formación Chipoco, la cual corresponde con una roca sello (PEMEX, 2000).

2.3.1.1.3. Formación Pimienta (Kimmeridgiano-Tithoniano)

Fue definida por Heim en 1926. Su localidad tipo se encuentra en el Rancho Pimienta ubicado en el Valle del Río Moctezuma, en el km 337 de la carretera México-Laredo. La litología de la localidad tipo se compone de una secuencia de calizas de color gris oscuro en capas delgadas con bandas de pedernal. Contiene también, calizas

mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, con abundante materia orgánica; presenta algunos lentes de pedernal negro. Los estratos de carbonatos se distinguen por contener gran cantidad de foraminíferos, presenta además, un horizonte de 50 cm de espesor de coquinas con abundantes amonitas dentro de las calizas arcillosas de color negro, que afloran cerca de Tepatlán, Puebla (Nava y Alegría, 2001).

Varios de los pozos perforados dentro de la Cuenca de Chicontepec atraviesan esta formación, y en otros casos afloran como ocurre en los alrededores del Rancho Pimienta, al sur-sureste de Tamazunchale, San Luis Potosí; también se tienen buenos afloramientos al sur de Poza Rica, Ver. en la cañada, del Río Zempoala, al suroeste y sureste de Jonotla, en las cercanías de Cuetzalan del Progreso y Mazatepec, Puebla. El espesor reportado para esta unidad es muy variable, desde 28 hasta los 600 m. Subyace a la Formación Tamaulipas Inferior y sobreyace a las Formaciones Tamán y San Andrés.

De acuerdo con su contenido faunístico, que incluye especies como: *Calpionella alpina*, restos de equinodermos y tintínidos, se determinó que su edad corresponde al periodo Kimmeridgiano-Tithoniano, marcando en su parte superior el límite Jurásico-Cretácico. Se infiere que se depositó en condiciones de plataforma con comunicación al mar abierto y un importante aporte de terrígenos finos, con cambio litológico hacia la cima que se explica por una variación en las condiciones batimétricas que corresponden a mares someros de baja energía.

Se le considera roca generadora de hidrocarburos de acuerdo a estudios geoquímicos que indican alto contenido de materia orgánica, además también funciona como roca sello por sus capas de calizas arcillosas y lutitas (Nava y Alegría, 2001).

2.3.1.2. Cretácico

2.3.1.2.1. Formación Tamaulipas Inferior (Berriasiano-Aptiano)

Fue definida por Stephenson en 1921 y descrita más ampliamente por Muir en 1936. Su localidad tipo se encuentra aflorando en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, en este lugar consiste de una secuencia de calizas densas de grano fino, de color crema, en estratos plegados, con nódulos de pedernal (Nava y Alegría, 2001).

Se encuentra aflorando al sur de la paleopenínsula de Tamaulipas, en el este-centro de la Sierra Madre Oriental y en el sector transversal; además también aflora en el norte y noreste de la cuenca Mesozoica del centro de México; todos ellos ubicados fuera de la Cuenca de Chicontepec; dentro de la cuenca sólo fue posible confirmar su presencia durante la perforación de varios pozos petroleros. En el subsuelo esta unidad es reportada en varios pozos petroleros de la cuenca, manteniéndose continua a través de toda su extensión, también se encuentra en otras cuencas como la de Burgos, Veracruz y todas las demás áreas que conforman la Provincia Tampico-Misantla.

La litología está compuesta de calizas wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal de color gris oscuro a negro, además presenta intercalaciones de lutitas negras laminares. Contiene en su parte basal grainstone con oolitas, bioclastos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y diseminaciones de hematita. El espesor de los estratos varía de 0.6 a 2.20 m. y el espesor promedio de la formación es de 400 m (Nava y Alegría, 2001).

Sobreyace en concordancia a la Formación Pimienta en toda la extensión de la Cuenca, sin embargo, el contacto superior es muy variado y discutido, depende más bien del área que se esté analizando. Para Mayol (2005), el contacto superior es con la Formación Tamaulipas Superior, en otros sitios la unidad está truncada por el Paleocanal, por lo que su contacto es discordante con la Formación Chicontepec. Para PEP (2000), el contacto es referido a un contacto transicional erosivo con la Formación El Abra, que se convierte después en algunos sitios en una concordancia con la Formación Otates, es con esta última que subyace a la Formación Tamaulipas Superior. El SGM (1999), en su carta Poza Rica, maneja como una sola a las formaciones Tamaulipas Inferior y Superior, debido a su similitud litológica que complica su separación.

2.3.1.2.2. Formación Tamaulipas Superior (Albiano-Cenomaniano)

Fue descrita informalmente por Stephenson en 1921, después por Belt en 1925 y definida formalmente por Muir en 1936. Su distribución es muy amplia, se ha reportado al sur de la Península de Tamaulipas, al este de la Sierra Madre Oriental, al sureste de la Cuenca de Sabinas, al este de la cuenca Mesozoica del Centro de México y la

Cuenca de Burgos, así como en la Cuenca de Chicontepec; aunque autores como Salas (1949) y Mayol (2005), la ubican solo en la parte norte de la Cuenca, haciéndola equivalente a la Formación Tamabra en la porción sur de la cuenca, en el área de Poza Rica, Veracruz. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas donde se define como una secuencia de calizas blancas con pedernal blanco, intercaladas con calizas arcillosas grises con pedernal negro, en capas de 30 a 50 cm.

En el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec consiste de calizas mudstone a wackestone de color gris claro y café oscuro, con estilolitas, contiene bandas y lentes de pedernal y nódulos de hematita. Presenta intercalaciones de lutitas, margas y delgados horizontes de tobas, además abundante disolución. Hacia la base contiene intercalaciones de estratos delgados de bentonita de color claro, verde y gris; su espesor varía de 60 a 400 m.

La Formación Tamaulipas Superior sobreyace concordantemente a la Formación Otates, cambia de facies con las formaciones Tamabra y El Abra al sur de la Provincia Tampico-Misantla; subyace concordantemente a la Formación Agua Nueva. Por su microfauna se le asigna una edad del Albiano-Cenomaniano, ya que contiene micro y microfósiles tales como: *Rotalispora* sp. *Colomiella recta*, *Nannoconus Truitti*, *Calciesphaerula innominata*, *Inoceramus comancheanus*, *Microcalamoides diversus*, *Praeglobotruncana aptiensis*, *Pithonella ovalis*, *Munuaniceras uddeni* y *Kingena wacoensis*, entre otros.

Su ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica ya que contiene material tobáceo y bentonítico en capas delgadas, proveniente de la actividad volcánica del arco magmático del occidente. Se le considera roca almacenadora dada su buena porosidad secundaria por fracturamiento, en especial en la zona de Ébano y Pánuco.

2.3.1.2.3. Formación Tamabra (Albiano-Cenomaniano)

Fue definida por Muir en 1936 y descrita más ampliamente por Heim en 1940 y Flores en 1955. Se encuentra aflorando al este de la Sierra Madre Oriental, al oriente de los bordes arrecifales de la Plataforma San Luis Valles y del Atolón de la Faja de Oro; así mismo se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, en el área de Poza

Rica y en Misantla, Veracruz. Es un conjunto litológico constituido por brechas de carbonatos, es decir, son rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas); incluye rocas derivadas del borde de plataforma, por lo que, contiene clastos de ambiente arrecifal, moluscos y rudistas.

La unidad consiste de brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Esta formación se divide, en el Campo Poza Rica, en miembro superior (zona de calcarenitas biógenas) y un miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías) (Nava y Alegría, 2001). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de sus sedimentos. El espesor promedio de esta secuencia es de 200 m para la zona de Poza Rica, aunque localmente los espesores pueden ser mayores, como en algunas donde se reporta que varía de 300 a 1,500 m. Su edad Albiano-Cenomaniano, se confirma basándose en su posición estratigráfica y su contenido faunístico de especies planctónicas y bentónicas como: *Stomiosphaera conoidea*, *Microcalamoides diversus*, *Nannoconus minutus*. Su ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia entre depósitos de arrecife y mar abierto. Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoideas y microcristalinas, corresponde con potenciales rocas almacenadoras y productoras de hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001).

2.3.1.2.4. Formación El Abra (Albiano-Cenomaniano)

Definida por Power en 1925, su distribución es amplia en el subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla (Salas, 1949), sin embargo Mayol (2005), no la incluye en la columna tipo de la Cuenca de Chicontepec. La localidad tipo se encuentra en el Cañón de El Abra, sobre la carretera Ciudad Valles.-Tampico, aproximadamente a 10 km al oriente de Ciudad. Valles, San Luis Potosí (Nava y Alegría, 2001).

Es una secuencia compleja de facies de plataforma constituida por depósitos de post-arrecife y de arrecife; en su facies lagunar se compone de una potente sección de mudstone a packstone de miliólidos y bioclastos de color gris claro, con dolomías y evaporitas. Contiene abundantes bioclastos, intraclastos y fósiles que se encuentran localizados en mayor o menor proporción en una matriz micrítica (wackestone) o bien cementados por calcita espática (grainstone); a veces la matriz está recristalizada dando la apariencia de cementante. Se le subdivide en dos facies principales (de plataforma carbonatada) con edades semejantes:

a) Facies Arrecifal (Facies Taninul), está formada por una potente secuencia de boundstone de caprinidos, radiolítidos, toucasias, nerineas y escasos corales; las rocas son de color gris y gris-café, masivas, intercaladas por packstone y grainstone de bioclastos y oolitas. Se caracteriza por formar montículos de diversos tamaños bordeando a la plataforma de Tuxpan. Es una excelente roca almacenadora.

b) Facies Post-Arrecifal (Facies El Abra), se le considera una gruesa secuencia de mudstone-wackestone, calizas bioclásticas y calcarenitas con miliólidos y toucasias, dolomitas y calizas parcialmente dolomitizadas, de aspecto sacaroide; se presentan intercalaciones de bentonita de color gris verdoso; son de color gris azulado y verde, depositadas sobre una gran plataforma interna, en aguas claras lagunares, cálidas y poco profundas. El espesor de sus facies (arrecifal y lagunar) llega a medir 2,000 m; subyace concordantemente a la Formación Agua Nueva y sobreyace en discordancia a la Formación Tamaulipas Inferior.

Contiene algas estromatolíticas, corales, rudistas, crinoides, *Toucasia texana*, *Caprinula*, *Microcalamoides confusus*; que confirman la edad, Albiano-Cenomaniano; aunque, a veces, se extiende en algunas localidades al Aptiano y al Turoniano en otras. Se le correlaciona con las calizas El Doctor, de la región de San Joaquín, Querétaro. Su ambiente de depósito se define como el de una plataforma carbonatada amplia y estable de aguas someras. Presenta cavernas, vúgulos y porosidad primaria, además de abundante fracturamiento que incrementa su permeabilidad. Este complejo de sedimentos carbonatados formadores de bancos o arrecifes en dicha plataforma, constituyen verdaderas trampas estratigráficas con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de constituir una excelente roca almacenadora (Nava y Alegría, 2001).

2.3.1.2.5. Formación Agua Nueva (Turoniano)

Fue definida por Stephenson en 1921 y estudiada ampliamente por Muir en 1934, aflora en el frente oriental de la Sierra Madre Oriental, al noreste de la Cuenca Mesozoica del centro de México y al sur de la Península de Tamaulipas; en el subsuelo se ha cortado en pozos petroleros en las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla. En la Cuenca de Chicontepec no aflora, solo se ha encontrado en cortes de núcleos de los pozos perforados en ella, aunque presenta una constante continuidad lateral a través de toda la cuenca.

La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega, ubicado en la Sierra de Tamaulipas, en donde se caracteriza por ser una secuencia calcáreo-arcillosa; se divide en dos miembros, el miembro inferior se compone de calizas arcillosas con laminaciones de lutita e impresiones de *Inoceramus labiatus*; el miembro superior se caracteriza por calizas wackestone en estratos delgados con un espesor de 127 m (Nava y Alegría, 2001).

La unidad estratigráfica consiste de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal; contiene intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas. Los estratos son delgados y medios en la base, laminares en la parte media y superior. Incluyen mudstone y calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro. En algunas localidades presenta intercalaciones de lutitas calcáreas laminares, mudstone-wackestone gris, ligeramente arcilloso con abundantes nódulos de pedernal negro e interestratificaciones de lutitas de color gris verdoso de aspecto laminar (Nava y Alegría, 2001); el espesor promedio de la unidad es de 240 m. Su edad es Turoniano, aunque en algunas localidades es Cenomaniano Superior-Turoniano, caracterizada por su contenido faunístico que incluye: *Calcisphaerula Innominata*, *Inoceramus Labiatus*, *Rotalipora appenninica*, *Marginotruncana indica*, *Globotruncana helvetica* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es de plataforma externa en aguas relativamente profundas con circulación restringida, de baja energía y poca oxigenación; se interpreta influencia de vulcanismo proveniente del lado del Pacífico. Se asocia con una regresión ligera dentro de una transgresión general. Se correlaciona con las formaciones Maltrata de la Cuenca de Zongolica, Soyatal del área de Zimapán, Cuautla de la Cuenca Guerrero-Morelos y con Tamasopo de la región Valles-San Luis Potosí. Tiene las tres posibilidades dentro del sistema petrolero: roca generadora, basado en su contenido de materia orgánica, roca almacenadora debido a su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento y roca sello por sus horizontes arcillosos y por las calizas mudstone y wackstone.

2.3.1.2.6. Formación San Felipe (Coniaciano-Santoniano)

Fue definida por Jeffreys en 1910, presenta una amplia distribución, ya que se reporta su presencia al sur de la Paleo-Península de Tamaulipas, en las cuencas de: Burgos, Veracruz y las del Sureste; al este de la Sierra Madre Oriental y en la cuenca

Mesozoica del centro de México. También se encuentra en afloramientos o en el subsuelo de la Provincia de Tampico-Misantla, incluyendo Chicontepec, aunque con espesores muy variados a lo largo de la cuenca.

La localidad tipo se ubica al oeste del poblado de San Felipe en San Luis Potosí, en donde se caracteriza por una alternancia de calizas y lutitas dispuestas en estratos delgados de color gris verdoso con capas de bentonita verde (Nava y Alegría, 2001).

Su litología dominante es mudstone y wackestone bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal; alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. En la mayor parte de los sitios en la que se ha estudiado se compone de wackestone de color gris verdoso que intemperiza a café, en estratos de 10 a 40 cm de espesor, con intercalaciones de lutitas bentoníticas también de color gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm. de espesor (Nava y Alegría, 2001). Su espesor varía de 50 hasta 330 m., aunque en Poza Rica, Veracruz, se reportan espesores en subsuelo de 50 a 150 m.

Sobreyace en forma concordante a la Formación Agua Nueva y discordantemente a la Formación Tamaulipas Superior; subyace concordantemente a la Formación Méndez. Algunas especies de su amplio contenido faunístico son las siguientes: *Globotruncana lapparenti*, *Heterohelix globulosa*, *Inoceramus unduloplicatus*, *Ostrea plumosa*, *Globotruncana fornicata*, *Marginotruncana difformis*, que confirman su edad Coniaciano-Santoniano. Su ambiente de depósito de esta formación es el de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático localizado al occidente de México en plena actividad de depositación durante este tiempo. Se le tiene considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal, así como roca sello debido a que contiene algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad (Nava y Alegría, 2001).

2.3.1.2.7. Formación Méndez (Campaniano-Maestrichtiano)

Fue definida por Jeffrey en 1910 y descrita más ampliamente por DeGolyer en 1916. Su localidad tipo se encuentra al oriente de la estación Méndez en el km 629 del ferrocarril de San Luis Potosí a Tampico; su litología se caracteriza por margas de color gris que presentan fracturamiento concoidal. En la cima, las margas son de color rosado y se conocen como “Méndez Rojo”, este miembro tiene intercalaciones de margas

grises con areniscas arcillosas. Aflora en la mayoría de los casos en el eje axial de los sinclinales del frente este de la Sierra Madre Oriental.

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. Su espesor de la Formación Méndez varía desde 100 m hasta 1 000 m aproximadamente. Es de edad Campaniano Superior-Maestrichtiano y representa la última formación del Periodo Cretácico que erosionaron los paleocanales de la Cuenca de Chicontepec.

Sobreyace concordantemente a la Formación San Felipe, es discordante con las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior; se presenta en contacto tectónico con rocas del Jurásico Superior al noroeste de las Truchas Veracruz, subyace concordantemente a la Formación Velasco Basal del Paleoceno (Nava y Alegría, 2001).

Por su contenido faunístico, compuesto de *Globotruncana conica*, *Globotruncana bulloides*, *Heterohelix ct cieneuxiae*, *Globotruncana ventricosa*, *Planulina dayi*, *Clavulinoides trilaterata*, entre otros, y por su posición estratigráfica, se confirma que su edad corresponde al Campaniano-Maestrichtiano. Su ambiente sedimentario de esta formación es el de mar abierto, de aguas tranquilas representadas por facies de relleno de cuenca con aporte de terrígenos y cenizas volcánicas. Se le considera roca almacenadora por su litología en horizontes brechoides y también roca sello por sus horizontes limosos y arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2. Cenozoico

2.3.2.1. Paleógeno

2.3.2.1.1. Formación Velasco (Paleoceno Inferior)

Fue definida por Cushman y Trager en 1924. Tiene su localidad tipo en la estación Velasco del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí. Se encuentra expuesta en el lado este y sureste del Sinclinal de Magiscatzin en Tamaulipas, se reporta también al sur en la Cuenca de Chicontepec. Se compone de lutitas de color gris, verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de capas delgadas de areniscas calcáreas. Al sur de la Cuenca de Chicontepec, la Formación Velasco consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de

bentonita, cenizas y arenas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al este de la Faja de Oro la Formación Velasco está representada por lutitas de color verde. Su espesor promedio es de 140 m (Nava y Alegría, 2001).

Sobreyace en discordancia planiangular a la Formación Méndez, por medio de una zona de brecha. Ocasionada por el material arrojado por impacto del meteorito Chicxulub. Su contacto superior es concordante con la Formación Chicontepec.

Al oeste de Ébano-Pánuco, en las Haciendas de Tulillo, se zonificó a la Formación Velasco en dos miembros distintivos por su contenido faunístico: Velasco Basal y Velasco Superior (Nava y Alegría, 2001).

Velasco Basal es una biozona que se caracteriza por el predominio de ejemplares de la familia Globigerinidae, con un porcentaje muy elevado de *Globigerina cretacea* d'Orbigny y contenidos menores de: *Globorotalia velascoensis* y *Globorotalia compresa*, por lo que se le asigna una edad correspondiente con el Paleoceno Inferior. La fauna en su mayoría es pelágica, aunque con algunos ejemplares bentónicos que indican un mar de aguas más profundas que el de la Velasco Superior, en un ambiente marino que corresponde con mar abierto. Su espesor máximo es de 90 metros.

Existe una gran semejanza entre las microfaunas de las formaciones Velasco y Chicontepec, variando la parte basal de la Velasco que no se encuentra representada en la Chicontepec. Se le considera que este miembro corresponde con roca sello por su baja porosidad y permeabilidad.

La biozona Velasco Superior también se presenta en la región de Ebano, Velasco y La Palma, entre otras localidades. Su fauna es planctónica y bentónica que corresponde a condiciones batiales y neríticas con profundidades variables hasta cerca de 700 metros. La salinidad corresponde a un medio braquisalino (del griego brachys que significa "cerca"), es decir, a un mar de agua ligeramente diluida. En esta biozona predominan numéricamente los ejemplares de las familias *Globorotaliidae* y *Globigerinidae*, que constituyen hasta un 60 % del conjunto faunístico y en menor proporción *Globorotalia membranacea* (Ehrenberg). Por sus características litológicas se considera roca sello.

2.3.2.1.2. Grupo Chicontepec (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior)

Fue estudiada por primera vez, según Contreras (1979), por Cummins a inicios del siglo XX, en las cercanías del poblado de Chicontepec, Ver., sin embargo, sus estudios nunca fueron publicados. Dumble et al., en 1918, fueron los que la definieron formalmente como Formación Chicontepec, aunque posteriormente fue elevada al rango de “Grupo Chicontepec”. Nuttall (1930), fue el primero en dividir al Grupo Chicontepec en tres miembros: Chicontepec Inferior, Medio y Superior, división que hasta ahora prevalece por la buena diferenciación que se puede hacer con la prospección sísmica y con micropaleontología.

Este grupo estratigráfico se encuentra desde el sureste de San Luis Potosí hasta Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, aunque su mayor desarrollo se presenta en la Cuenca de Chicontepec; también se ha reportado en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz (Nava y Alegría, 2001). Su localidad tipo se encuentra a 2.5 km al este de Chicontepec, Veracruz, donde se compone de una alternancia de areniscas arcillosas con limolitas y lutitas de color gris verdoso con estratificación rítmica e intercalaciones delgadas de margas arenosas de color gris oscuro (Nava y Alegría, 2001). Las tres biozonas de la Formación Chicontepec: Inferior o Basal, Medio y Superior o Canal, actualmente son consideradas como formaciones por si solas, ya que reúnen las características estratigráficas que permiten su separación y son cartografiables, además se pueden separar en el subsuelo por sus contactos discordantes que se identificaron en las secciones sísmicas. Las dos primeras corresponden con una edad del Selandiano-Thonetiano dentro del Paleoceno Superior, mientras que la Chicontepec Superior o Canal se ubica en una edad del Ypresiano correspondiente al Eoceno Inferior.

Los sedimentos que rellenan la Cuenca de Chicontepec se caracterizan por ser de origen turbidítico, depositadas primero por corrientes submarinas que erosionaron el sustrato para dar forma a la cuenca y después hubo un depósito volumétricamente importante en las depresiones formadas por la erosión en abanicos submarinos (Aleman, 1980). Mineralógicamente la mayor parte de las areniscas están constituidas por 45% de cuarzo, 4% de feldespatos, 30% de fragmentos líticos (calcáreos, de areniscas retrabajadas y volcánicos), 15% de matriz arcillosa, 5% de bioclastos y 1 % de micas; que de acuerdo con Folk la roca se clasifica como una litarenita (Aleman, 1980).

La textura general es de arenita lítica, pobremente clasificada que varía de grano fino a medio y en menor medida a grueso. La matriz está constituida principalmente de minerales arcillosos de clorita e illita. Así mismo su cementante está constituido por carbonato de calcio y sílice.

La distribución de los sedimentos está marcada por las dimensiones de lo que fue la cuenca y los canales asociados; fuera de la cuenca se encuentran sedimentos de areniscas y lutitas correspondientes a la Formación Velasco (Alemán, 1980).

La profundidad de los depósitos tuvo variaciones de norte a sur, de 400 hasta 2,400 m bajo el nivel del mar y el espesor de las formaciones varía desde 0 m en los bordes de la cuenca hasta más de 2,500 m en el depocentro de la parte central de la Cuenca (Alemán, 1980); sin embargo, Contreras (1979), reporta un espesor máximo para todo el Grupo en el depocentro de 3,300 m.

Presenta variaciones de continuidad lateral importantes, ya que en ocasiones de un pozo a otro, se tiene una secuencia que cambia en su granulometría de forma significativa con acuñamientos que pueden deberse a que durante los depósitos sedimentarios no lograban cubrir toda la cuenca (Pérez, 1990). La secuencia terrígena del Grupo Chicontepec es correlacionable con las formaciones Midway y Wilcox en la Cuenca de Burgos, de edad Paleoceno Superior-Eoceno Inferior (Alemán, 1980).

2.3.2.1.2.1. Formación Chicontepec Inferior (Paleoceno Superior)

Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosa con tonos verdosos y café, presenta contenidos moderados de bentonita blanca y verde; con intercalaciones de areniscas arcillosas de color gris y de grano fino; en algunos sitios donde aflora contiene impregnaciones de aceite residual (Pérez, 1990; Alemán, 1980). Aflora en la parte norte de la Cuenca de Chicontepec, desde Huejutla hasta el norte del Arroyo Tanlajas, y a lo largo de la carretera México-Poza Rica en los Kilómetros 229, 256 y 261 (Contreras, 1979), con muy buenos afloramientos en las proximidades de Ceiba, Puebla.

Por medio de los pozos perforados en el centro de la Cuenca de Chicontepec se han medido espesores que alcanzan hasta 1,500 m. Tiene un amplio contenido faunístico dentro de las que destacan las siguientes especies: *Anomalina velascoensis*,

Morozovella, *Globorotalia wilcoxensis*, *Nuttalides florealis* y *Spiroplectammina grzybowskii*, entre otras, que le asignan una edad correspondiente al Paleoceno Superior. Su contacto Superior es discordante con las formaciones Chicontepec Medio, Chicontepec Superior, así como con las formaciones del Eoceno; su contacto inferior es por discordancia angular con las formaciones San Pedro y Cahuasas en el pozo Vega de la Torre y con todas las unidades del Jurásico Tardío y del Cretácico; es concordante al sur de Poza Rica, Veracruz, con la Formación Velasco (Nava y Alegría, 2001).

Su depósito se asocia al continuo levantamiento del Occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente, relacionado con la Orogenia Laramide, que originó la Sierra Madre Oriental y que al erosionarse aportó un gran volumen de sedimentos hacia la cuenca en condiciones próximas a los litorales y a zonas marginales de profundidad somera y también como depósitos que ocurrieron de manera irregular en abanicos submarinos. Se le considera roca almacenadora de poco potencial por sus horizontes lenticulares arenosos (Nava y Alegría, 2001); lo cual puede corroborarse, ya que al NW del campo Soledad se presenta como roca almacenadora-productora (Pérez, 1990), sus facies arcillosas corresponden con rocas generadoras o sello.

2.3.2.1.2.2. Formación Chicontepec Medio (Paleoceno Superior)

Se compone de una secuencia de lutitas de color gris verdoso, gris y café con contenidos de bentonita, que en varias localidades presenta impregnaciones de aceite (Pérez, 1990) y en otras se caracteriza por la presencia de guijarros de caliza formando conglomerados o areniscas conglomeráticas, alternadas con areniscas oscuras de grano fino a medio, compactas y con restos de plantas; al sur de la Cuenca de Chicontepec está constituida por lutitas compactas, masivas, color gris, sin estratificación visible y con láminas de areniscas calcáreas (Nava y Alegría, 2001).

Se caracteriza por contener en los sedimentos de grano fino las siguientes especies fósiles: *Chiloqumbelina critina*, *Morozovella*, *Chilestomella sp*, *Bulimina trihedra*, *Globigerina velascoensis* y *Gümbelina globulosa*; por lo que se le asigna una edad Paleoceno Superior. Su contacto superior es concordante en algunos sitios o discordante en otros con las formaciones Chicontepec Superior y Aragón; en tanto que su contacto inferior es también concordante o discordante con la Formación Chicontepec Inferior.

Se considera que se depositó en un ambiente similar al de la Formación Chicontepec Inferior (abanicos submarinos), con diferencia en la magnitud de los periodos de aporte, que en este caso fueron mayores, que se interpreta por la variación en la alternancia de los sedimentos arcillosos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes arenosos los que presentan alta porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2.1.2.3. Formación Chicontepec Superior (Eoceno Inferior)

Consiste de areniscas calcáreas o ligeramente calcáreas de color gris claro a gris oscuro, de grano fino a medio con ligera impregnación de aceite residual en varias localidades donde aflora. Contiene escasos estratos de lutitas suaves levemente arenosas, de color pardo oscuro, gris verdoso y verde oscuro, también con impregnaciones de aceite residual (Alemán, 1980).

Presenta estructuras primarias como: laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, huellas de carga y restos de carbón diseminado; el espesor promedio es de 400 m, su contacto superior es concordante con la Formación Aragón por medio de cambio de facies; es también concordante con la Formación Guayabal. Su contacto inferior es concordante con la biozona de la Formación Chicontepec Medio y se presenta en discordancia con la Formación Chicontepec Inferior (Nava y Alegría, 2001).

Se infiere que estos sedimentos se depositaron en un ambiente de cuenca con influencia de flujos turbidíticos distales, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec; en un ambiente menos profundo que las unidades Chicontepec Inferior y Medio, en donde proliferaban organismos bentónicos. Se han identificado fósiles del Eoceno Inferior tales como: *Globigerina pseudobulloides*, *Trochammina diagonis*, *Globorotalia rex*, entre otros. Es roca sello por sus horizontes arcillosos, y en sus horizontes arenosos presentan pocas posibilidades de contener hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001; Pérez, 1990).

2.3.2.1.3. Formación Aragón (Eoceno Inferior)

Fue definida por Nuttall en 1930, consiste de lutitas de color gris claro, gris oscuro y verdoso, que se caracterizan por presentar estratificación bien marcada por laminación causada por intercalaciones de bentonita. Sólo en la parte inferior de la formación se

encuentran algunos horizontes de areniscas y a veces algunos nódulos calcáreos pequeños. Su espesor varía de 80 a 325 m., aunque en ocasiones no se ha definido completamente debido a que tiene una litología similar a la de la Formación Chicontepec Superior (Nava y Alegría, 2001).

Su contacto superior es concordante con la Formación Guayabal, mientras que el contacto inferior es a través de un cambio de facies con la Formación Chicontepec Superior, que se determina casi siempre por su contenido microfauístico. Por su contenido fosilífero, que incluye: *Globorotalia aragonensis*, *Globigerina orbiformis*, *Globigerina soldadoensis*, *Textularia agglutinans* y *Vulvulina pectinata var. mexicana*, se determinó que su edad corresponde al Ypresiano, ubicado en el Eoceno Inferior. Los sedimentos de la Formación Aragón se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas en una plataforma clástica que recibía aportes de terrígenos de los elementos exhumados inestables procedentes del occidente, de la Sierra Madre Oriental. Se considera almacenadora por sus horizontes arenosos y roca sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2.1.4. Formación Guayabal (Eoceno Medio)

Definida por Adkins en 1925 y descrita más ampliamente por Cole en 1927. Su localidad tipo se encuentra en Guayabal, Municipio de Tanatoco, Ver., aproximadamente a 12 Km al oeste de Potrero del Llano, en el camino a Tlacolula, Veracruz (Hernández, 2005). Consiste de lutitas de color gris azul con intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas; localmente contiene nódulos de siderita (característicos de esta formación).

Al sureste de Poza Rica, Veracruz, se distingue por presentar cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico. Incluyen una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular, e intercalaciones de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo. La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su espesor varía de 60 a 1 200 m., incrementándose de norte a sur (Nava y Alegría, 2001).

En la Cuenca de Chicontepec, sus contactos superior e inferior son concordantes con la Formación Aragón y con las formaciones Tantoyuca y Chapopote respectivamente,

también subyace en discordancia angular con la Formación Palma Real (Nava y Alegría, 2001). Su edad es del Eoceno Medio (Lutetiano), la cual se determinó por la presencia de especies planctónicas y bentónicas como: *Globigerina topilensis*, *Globorotalia albeari*, *Amphistegina mexicana*, *Nodosaria mexicana* y *Eponides guayabalensis*, así como algunos moluscos como: *Ostrea sellaeformis*, *Trunconotaloides rohri*, *Protocardia gambrina*, *Venericardia serricosta*; además de abundantes briozoarios y corales (Nava y Alegría, 2001).

Se correlaciona con la Formación Mount Sellman y sus variaciones laterales de la Cuenca de Burgos, así como con la Formación Cook Mountain del Eoceno Medio, en la Cuenca de Burgos (Hernández, 2005).

Sus condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros de plataforma clástica; sus cambios de espesor muestran que una gran parte del depósito ocurrió en un cañón submarino inclinado al sur, recibiendo sedimentos del oeste. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2.1.5. Formación Tantoyuca (Eoceno Medio-Superior)

La Formación Tantoyuca fue mencionada por primera vez en un Reporte Geológico inédito de la Compañía "El Águila" por Ickes (1913), siendo Wiebe en 1924, quien publicó por primera vez sus características geológicas de esta formación. Su localidad tipo se encuentra a 1 km al este de la población de Tantoyuca, Veracruz, a 150 m al NE del cruce del camino de Tantoyuca a Chopopo (Hernández, 2005).

Está constituida por una secuencia arenoso-conglomerática, areniscas y conglomerados arenosos de grano grueso que varía a fino, con cementante calcáreo y algunas intercalaciones de lutita arenosa de color gris a gris oscuro; presenta también algunos conglomerados y brechas con fragmentos de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, probablemente provenientes de la erosión del Grupo Chicontepec, del Eoceno Inferior (Hernández, 2005). En otras localidades consiste de areniscas de cuarzo de grano fino a grueso y conglomeráticas, con cementante calcáreo y sin estratificación definida, con algunas intercalaciones de lutitas bentoníticas y margas arenosas; además presenta esporádicos horizontes de conglomerados y brechas, formados de fragmentos de calizas del Cretácico, areniscas de la Formación Chicontepec, pedernal, rocas

metamórficas y volcánicas; su espesor llega a alcanzar los 1 000 m (Nava y Alegría, 2001).

Su edad corresponde, al igual que la Formación Chapopote, al Eoceno Medio-Superior (Lutetiano Superior-Bartoniano-Priaboniano), confirmada por su contenido faunístico reportado, que consta de abundantes foraminíferos encontrados en las fracciones finas y que corresponden a los géneros *Operculina* y *Lepidocyclina* (Nava y Alegría, 2001).

Las condiciones de su depósito evidentemente fueron costeras, ya que está formada principalmente por material detrítico de facies deltaicas, procedente de regiones altas adyacentes ubicadas al oeste.

2.3.2.1.6. Formación Chapopote (Eoceno Superior)

Fue definida por Cole en 1927. Su localidad tipo se encuentra en la margen norte del río Tuxpan cerca de la población de Chapopote, Tamaulipas, en el cruce de la carretera de Álamo a Potrero del Llano, Veracruz; se compone de margas de color gris claro verdoso que intemperizan a color crema (Nava y Alegría, 2001).

En las localidades donde se presenta el cambio de facies con la Formación Tantoyuca, se caracteriza por presentar estratificación irregular y se compone de margas con intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso en la cima; en otros sitios donde aflora, contiene intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano fino, con cementante calcáreo. En la base se compone de lutitas calcáreas, de color verde, que intemperizan a amarillo, plásticas y arenosas; contiene también algunas capas delgadas de areniscas de grano fino con horizontes de lutitas. En otras localidades presenta areniscas conglomeráticas con intercalaciones de lutitas de color gris y algunas capas de bentonita. Su espesor varía de 80 hasta 800 m. Sus contactos inferior y superior son concordantes con la Formación Guayabal y con las formaciones Horcones y Palma Real Inferior, respectivamente (Nava y Alegría, 2001).

Contiene abundantes foraminíferos en sus facies (Tantoyuca y Chapopote), en esta última destaca la presencia de: *Anomalina dorri*, *Bulimina semicostata*, *Globorotalia cerroazulensis*, *Hantkenina alabamensis*, *Textularia eocaena*, que definen su edad correspondiente al Eoceno Superior.

Su ambiente de depósito corresponde con el de una plataforma marina clástica en un mar tranquilo con aporte de terrígenos de granulometría fina, es un ambiente marino somero de aguas tranquilas cerca de la línea de costa. Se correlaciona con la Formación Tantoyuca del área de Poza Rica, Veracruz. Se le considera excelente roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2.1.7. Formación Alazán (Oligoceno Inferior)

Fue definida por Dumble en 1912, su localidad tipo se encuentra en el río Buenavista, en el cruce del antiguo camino entre las Haciendas Alazán y Mozula, Veracruz. Se encuentra distribuida a lo largo de una franja de 280 km desde el río Cazones hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas (Nava y Alegría, 2001).

Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a gris oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. En algunos pozos se reportan intercalaciones de lutitas grises que cambian a areniscas de color gris con intercalaciones arcillosas; su espesor es variable, desde 60 hasta 930 m (Nava y Alegría, 2001).

Sobreyace en forma concordante y transicional a la Formación Horcones o Palma Real Inferior, subyace de forma discordante a la Formación Coatzintla, sin embargo según Mayol (2005), la Formación Alazán sobreyace a las Formaciones Tantoyuca y/o Chapopote y subyace a las Formaciones Horcones y/o Palma Real Superior, propone como unidad equivalente a la Formación Palma Real Inferior.

Contiene fauna fósil de las especies *Ammospirata mexicana*, *Anomalina alazanensis*, *Bolivina tectoniformis*, *Globorotalia opima*, que le asignan su edad perteneciente al Oligoceno Inferior (Rupeliano). Por su litología y por su contenido faunístico se interpreta que esta formación se depositó en una plataforma clástica. Es probable que los sedimentos de la Formación Palma Real Inferior equivalente en edad, pertenezcan a mares que se hayan extendido desde el flanco norte del Macizo de Teziutlán hasta el flanco este de la Sierra de Tamaulipas, extendiéndose al oriente hasta el actual Golfo de México (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2.1.8. Formación Palma Real Inferior (Oligoceno Inferior)

Fue descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida por Villatoro en 1932. Su localidad tipo se encuentra en el cruce del camino entre Potrero del Llano y Tempache, Veracruz, en la Hacienda de Palma Real. Aquí se compone de una secuencia clástica de características variables, en función de su proximidad a la línea de costa; el espesor promedio es de 250 m. Está constituida por lutitas calcáreas de color amarillo café, muy intemperizadas y quebradizas, laminares y nodulares con intercalaciones de capas delgadas de areniscas de grano fino (Nava y Alegría, 2001).

En otras localidades está constituida de lutitas arenosas, areniscas de cuarzo, conglomerados y gravas de calizas y pedernal, con abundantes foraminíferos, incluso presentan desarrollos lenticulares de calizas coralinas; las areniscas presentan huellas de oleaje (Nava y Alegría, 2001). Sobreyace a las formaciones Tantoyuca y Chapopote y subyace a la Formación Palma Real Superior. Su contenido fosilífero de especies como: *Ggyroidina broekhuana*, *Cibicides aknerianus*, *Anomalina grosserugosa*, *Operculina operculinoides*, *Vaginulina elegans*, permiten definir su edad en el Oligoceno Inferior (Rupeliano). Se considera por su posición estratigráfica, su litología y el contenido faunístico que su depósito ocurrió en un ambiente de plataforma terrígena. La variación tan notable en su litología se explica por la transgresión que tuvo lugar durante el principio del Oligoceno; incluso otros autores mencionan que esta formación descansa en discordancia angular sobre las formaciones Chapopote-Tantoyuca, Guayabal y Chicontepec, debido que a que al depositarse, la superficie de sedimentación, tenía una inclinación al este. Se considera como una roca sello por su baja porosidad y permeabilidad cuando predominan las fracciones finas (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2.1.9. Formación Palma Real Superior (Oligoceno Superior)

Fue descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida por Villatoro en 1932; consiste de lutitas de color gris, arenosas, bentoníticas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo de grano fino, con cuerpos lenticulares de calizas coralinas con abundantes orbitoides; contiene un horizonte de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio; también se reporta que contiene conglomerados al noroeste de Poza Rica, Veracruz (Nava y Alegría, 2001).

Se han perforado espesores de hasta 280 m en el Campo Poza Rica. Como el depósito de estos sedimentos se efectuó al final de la transgresión después de que se depositó la Formación Palma Real Inferior, su litología es muy semejante, siendo muy difícil su separación; la cual se hace únicamente por microfósiles, aunque se considera que tienen contacto concordante (Nava y Alegría, 2001).

Contiene abundantes ejemplares de foraminíferos bentónicos, como *Lepidocyclina tuberculata*, *Lepidocyclina parvula*, *Lepidocyclina esterodisca* y *Schenckiella cyclostomata*, que permiten situarla en el Oligoceno Superior (Nava y Alegría, 2001). Al final del depósito de la Formación Palma Real debió efectuarse una regresión, ya que en general, aparece en su cima un intervalo de clásticos, llamado Conglomerado Mecatepec. Los sedimentos de esta formación presentan serias dificultades para su estudio, debido a los cambios laterales de facies encontrados en varias localidades (Nava y Alegría, 2001).

2.3.2.1.10. Formación Horcones (Oligoceno Superior)

Fue definida por Grimdale en 1933, en la localidad tipo ubicada al sureste y noreste de Colipa, Veracruz, también se reporta en el pozo petrolero Plan de Las Hayas 1, en donde consiste de lutitas y areniscas conglomeráticas de color gris claro con intercalaciones aisladas de bentonita gris. Aflora al noreste, oeste y sureste de Poza Rica, Veracruz y se ha encontrado en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec al este y al oeste de la Faja de Oro, así como en la Cuenca de Veracruz (Nava y Alegría, 2001).

La unidad se compone de lutitas calcáreas de color gris claro y gris oscuro, que intemperizan a color café, con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 cm de espesor, con algunas intercalaciones de ceniza volcánica. También se reportan capas gruesas de hasta un metro de conglomerados heterogéneos con fragmentos redondeados de calizas y dolomías, con pedernal negro y en menor proporción fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas. Su espesor es muy variable, de 60 a 450 m. Sobreyace a las formaciones Alazán y/o Palma Real Inferior y subyace a la Formación Palma Real Superior; también presenta cambio de facies con las formaciones Mesón y Escolín.

Su edad es del Oligoceno Superior (Chatiano), que se determinó por su contenido faunístico de especies como: *Lepidocyclina fauosa*, *Globigerina ampliapertura*, *Planulina cocoaensis*, *Rotaliatina mexicana*, *Textularia eocaona* (Nava y Alegría, 2001). Se depositó en aguas someras cercanas a la costa, con aporte de material detrítico resultado de la erosión de rocas más antiguas. Se le considera roca almacenadora por sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos; sin embargo se le considera poco atractivo desde el punto de vista petrolero porque casi siempre está aflorando (Nava y Alegría, 2001).

2.4. Marco Tectónico Estructural

La Cuenca de Chicontepec se encuentra en una región compleja geológica y tectónicamente hablando, debido en principio a los estilos de deformación y tectónica que determinaron los tipos de sedimentación.

A partir de la fragmentación de Pangea en el Triásico Temprano, la tectónica dominante en la periferia del Golfo de México, particularmente en la región que ahora ocupa la Provincia Tampico-Misantla, fue controlada por procesos tectónicos que originaron deformación por extensión. La fragmentación y separación inicial de la Pangea en el área de la cuenca del protogolfo de México, está evidenciada por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en las depresiones continentales.

Estas depresiones estuvieron controladas por grabens continentales estrechos, orientados más o menos paralelos a las costas continentales actuales (Salvador, 1991). Parte del movimiento tectónico experimentado en la Provincia Tampico-Misantla, fue de carácter lateral derecho debido a la presencia de la falla Tamaulipas-Oaxaca, propuesta por Padilla y Sánchez (1986). Esta falla fue la que desplazó en el Jurásico Temprano y Medio el bloque de Yucatán hacia el Sur y forma el borde occidental de la Plataforma de Tuxpan que es la frontera oriental de la cuenca antes mencionada.

La frontera occidental de la Provincia Tampico-Misantla, la conforma el frente de la Sierra Madre Oriental y el límite oriental es la Plataforma Valles-San Luis Potosí. Los principales elementos elevados de basamento que juegan un papel en la evolución de la Cuenca de Chicontepec son: la Paleo-Plataforma de Tuxpan en el oriente, la Paleo-

Plataforma de Valles-San Luis Potosí al poniente y el Alto de Teziutlán-Santa Ana al sur (Figura 2.5).

Durante el Mesozoico, gruesos paquetes sedimentarios fueron depositados en la cuenca del Golfo de México y del Pacífico, controlados por las incursiones marinas a las partes bajas y como producto de la erosión de los bloques expuestos del basamento. Estos paquetes de roca son los que dentro del contexto tectónico serían deformados en un cinturón de pliegues y cabalgaduras, producidas por esfuerzos compresivos en dirección SW a NE durante el Cretácico Tardío y hasta el Eoceno Tardío, que al final dieron origen a la Sierra Madre Oriental.

Las cabalgaduras y fallas inversas, los pliegues isoclinales con planos axiales vergentes al NE, así como las fallas laterales, se produjeron durante el mismo evento de deformación inicial compresivo.

En este evento están involucradas las rocas más antiguas de la Formación Chicontepec (Paleoceno Inferior), las cuales representan un depósito sin-tectónico asociado a un evento de compresión. Del mismo modo, las rocas pre-cenozoicas depositadas sobre la corteza transicional debajo de la Cuenca de Chicontepec, son deformadas hasta cierto grado produciendo pequeños pliegues amplios evidenciados en la prospección sísmica. A principio del Paleoceno, el principal aporte de sedimentos provenía del NW, desde el arco volcánico erosionado.

Este arco es producto de la subducción de la Placa de Farallón bajo Norteamérica con dirección de convergencia al NE. Conforme la deformación de la Sierra Madre Oriental avanza de NW a SE se forman pliegues suaves en la Cuenca de Chicontepec. Posteriormente un proceso de deformación por cizalla que genera fallas laterales transpresivas por lo que tienen componente inversa como ocurre con el sistema Brinco-Escobal y su prolongación al norte (lineamiento Platón Sánchez-Comotipán), con lo que se desarrolla una nueva configuración de plataforma dentro de la Cuenca de Chicontepec.

Para este tiempo, el aporte de sedimentos a la cuenca es de poniente a oriente con procedencia de fragmentos de carbonatos desde la Sierra Madre Oriental recientemente formada y del SW al NE con procedencia cuarcítica (Macizo de Teziutlán-Santa Ana). Un evento distensivo posterior, favorece el relajamiento de la

Cuenca de Chicontepec, aunado a la subsidencia de la Cuenca Tampico-Misantla, así como de toda la Cuenca del Golfo de México. El esfuerzo máximo que originó extensión produjo el fracturamiento en dirección NE-SW, paralelo al que produjo el fallamiento normal. En el Eoceno, se llevó a cabo el resto de la sedimentación de la Formación Chicontepec con el desarrollo de estructuras sin-sedimentarias.

El fallamiento lateral y las fracturas, se desarrollaron posterior al depósito de las formaciones Chapopote y Guayabal y se mantienen activas hasta el Reciente. Es evidente la presencia de actividad tectónica actual que mantiene activas una serie de fallas laterales. La más importante por el efecto que tiene, es la que se localiza en el tramo de la carretera de Lázaro Cárdenas a Poza Rica, Ver.

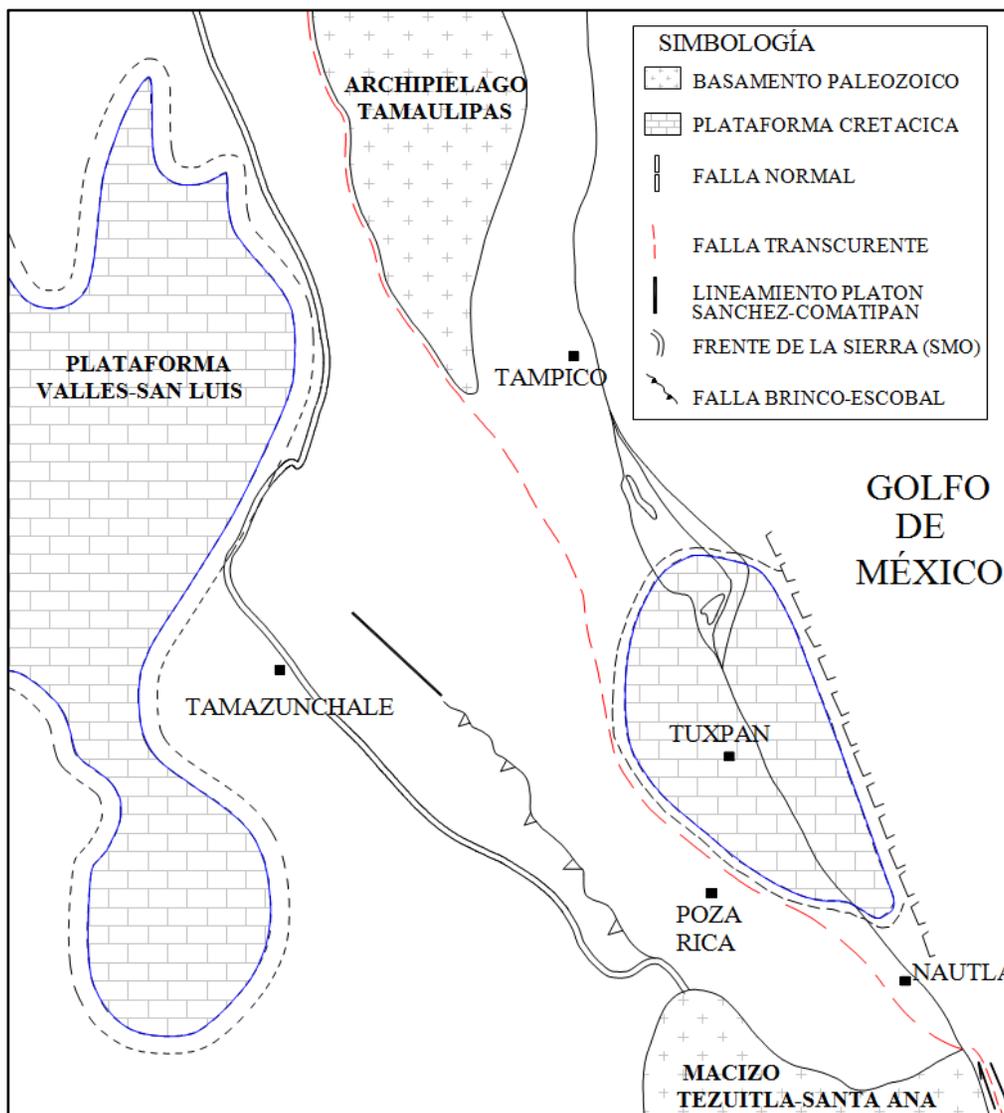


Figura 2.5. Modelo tectónico de la Cuenca de Chicontepec PEP, 2009)

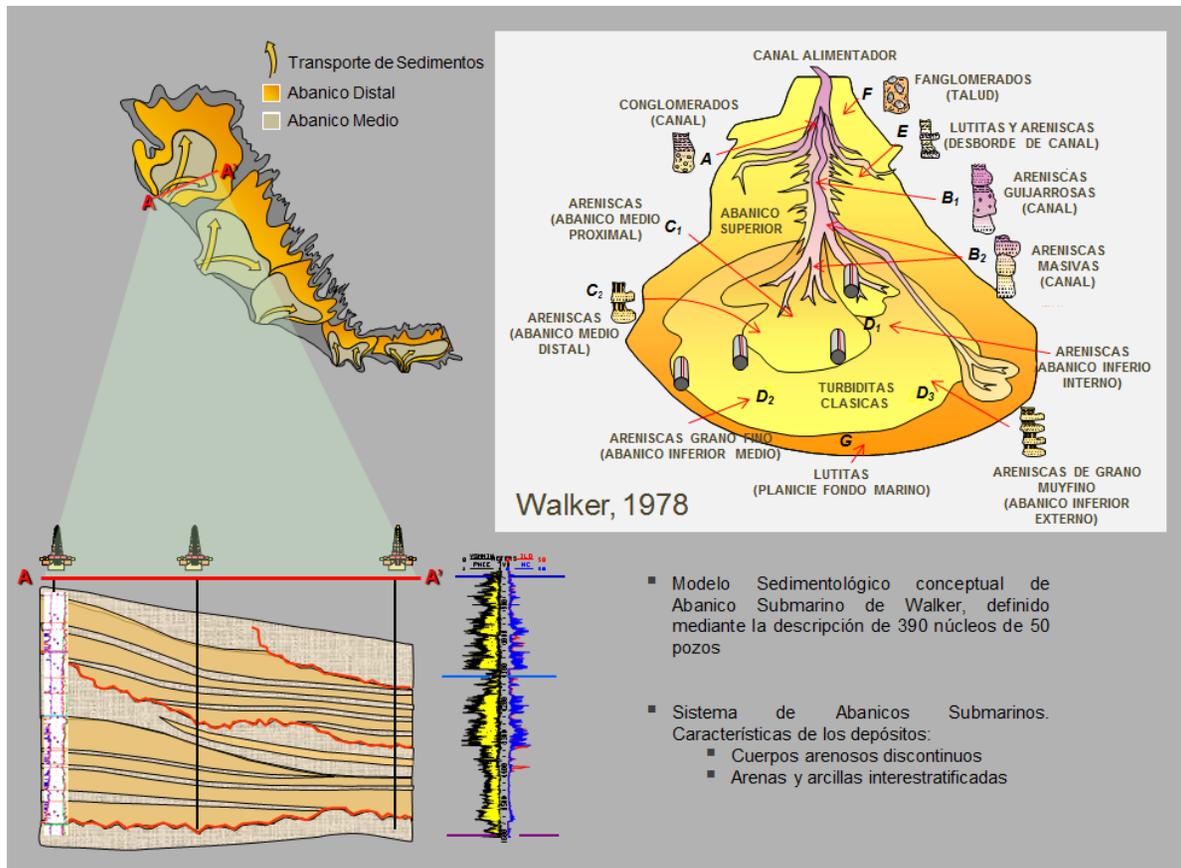


Figura. 2.6. Modelo conceptual de abanico submarino (Walker, 1978)

Al igual que la base del Eoceno Inferior, su cima es discordante. Dichas discordancias en la base y cima de este nivel estratigráfico, son ejemplos de eventos erosivos entre los cuales fueron desarrolladas pequeñas cuencas de interés petrolero. Hacia el sureste, la erosión diferencial alcanzó su máxima expresión. Esto debido en parte a la presencia de zonas incompetentes y a la distribución de los principales sistemas de paleocorrientes. Allí la columna del Albiano al Eoceno Inferior Temprano está ausente, pues la Formación Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) yace directamente sobre el Jurásico Superior.

El uso de modelo de abanico submarino, como un esquema de predicción general del estudio de ambientes de depósito en sistemas arenosos modernos y antiguos depositados en aguas profundas, toman en cuenta factores tectónicos, tales como, cuencas divergentes y convergentes en un marco geodinámico de colisión, así como los aspectos de transporte de masas, flujos de gravedad y corrientes profundas de fondo marino y fluctuaciones del nivel del mar. Además de considerar las complejas interacciones entre tectónica y tasas de sedimentación a través del tiempo geológico.

2.5. Modelo de Sedimentación

El Modelo de Sedimentación de la Cuenca de Chicontepec está definido por una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de turbiditas que conforman abanicos submarinos, erosión y relleno. Los sedimentos del Grupo Chicontepec tienen su origen principalmente en la Sierra Madre Oriental y en la Plataforma de Tuxpan, estos sedimentos fueron erosionados y posteriormente transportados por corrientes fluviales que se convierten en deltas en el ambiente transicional y posteriormente depósitos en plataforma clástica, desde cuyo borde se originaron corrientes de turbidez depositándose en ambientes de aguas profundas. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas, que implica la presencia de canales y abanicos submarinos de ambiente nerítico externo a batial, formando turbiditas y complejos de abanicos y canales, que constituyen una secuencia sedimentaria compuesta por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas.

Existe un gran número de modelos para abanicos submarinos modernos, entre los que destacan el de Mutti (1972), Normark (1978) y Walker (1978). En este trabajo se considera que el ambiente de depósito en la Cuenca de Chicontepec corresponde a un modelo de abanico submarino, como el propuesto por Walker (1978), en el cual se identificaron 11 asociaciones de facies distribuidas a lo largo de ella (Figura 2.6). Además de que contempla la posibilidad que las facies de abanico medio e inferior sean atravesadas por la incisión de canales principales de lóbulo que, en un momento dado, pueden reactivarse prolongando su recorrido y construyendo un nuevo lóbulo en una posición más externa que el anterior. Todas estas variaciones de facies se han reconocido en afloramientos de la Cuenca de Chicontepec.

Regionalmente, el modelo está conformado por varios abanicos, con sus canales alimentadores ubicados en la margen occidental y oriental de la Cuenca de Chicontepec. Estos depósitos 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 (Figura 2.7). Esta discordancia es uno de los factores que regula la distribución de hidrocarburos en diferentes trampas estratigráficas. En la región norte y centro de la cuenca, la mayoría de los hidrocarburos se localizan por debajo de esta discordancia, mientras que en la porción sur la producción se ubica en las arenas basales que la sobreyacen.

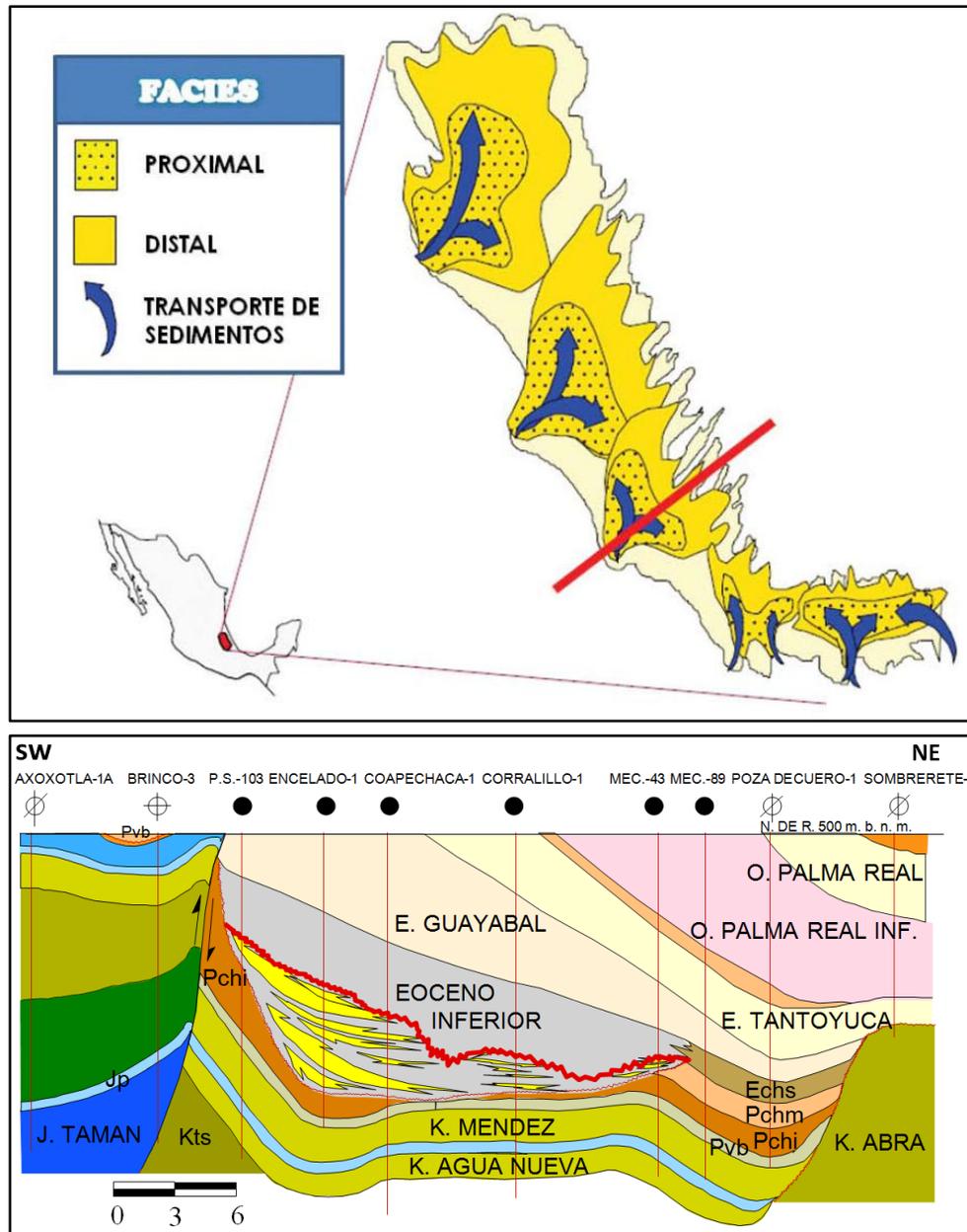


Figura 2.7. Sección estratigráfica que muestra la discordancia regional del Eoceno Inferior (PEMEX, 2010)

Las secuencias estratigráficas recientemente han adicionado un nuevo modelo general para sistemas turbidíticos de aguas profundas, el cual está basado en las variaciones eustáticas del nivel del mar, manejados como ciclos eustáticos de tercer orden y restringidos al tiempo de esos periodos relativos de descensos del nivel del mar; este modelo eustático sobre la expresión sísmica y registros eléctricos característicos de cuerpos de arenas de aguas profundas es a gran escala, y por lo tanto, se deben de considerar también a detalle las facies y los procesos asociados a los mismos (Aguayo *et al.*, 2006).

2.6. Geología Estructural

En la Provincia Tampico-Misantla, las rocas anteriores al Jurásico Medio están afectadas por el fallamiento normal (*synrift*) que produjo una serie de bloques basculados y que controló la distribución de las facies almacenadoras jurásicas. Algunas de estas fallas fueron reactivadas en el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano pero principalmente durante la deformación laramídica desde finales del Cretácico hasta el Eoceno, creando vías de migración para los hidrocarburos (Figura 2.2).

En la región occidental y norte de la provincia los esfuerzos laramídicos produjeron pliegues y cabalgaduras que crearon fracturas en las rocas jurásicas y cretácicas más frágiles y que actualmente están sepultadas por rocas del Cretácico Superior y Cenozoico. La subsidencia térmica y la acumulación de la cuña sedimentaria cenozoica de margen pasiva provocaron el basculamiento regional de esta provincia hacia el este.

La cuenca de Chicontepec, perteneciente a la secuencia sedimentaria Cretácica-Paleógena de México, es un ejemplo de una cuenca sintectónica, que se caracteriza por presentar discordancias progresivas que atestiguan que al mismo tiempo que ocurría en algunos sectores levantamiento y erosión de la secuencia sedimentaria marina, como resultado de la fase de deformación compresiva de la Orogenia Laramide en otras localidades próximas, ocurría sedimentación continua (sin discordancias). En la Cuenca de Chicontepec, la generación de la discordancia progresiva fue controlada al oriente por las rocas carbonatadas muy competentes de la Plataforma de Tuxpan y hacia el poniente por el Frente de la Sierra Madre Oriental; las relaciones estratigráficas discordantes se reconocen claramente en una sección sísmica de dirección E-W, donde se observa cómo las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas mesozoicas están erosionadas en varios niveles (discordancia progresiva) y son cubiertas por las rocas clásticas (areniscas y lutitas) de diferente espesor de las formaciones Chicontepec Inferior, Medio y Superior.

La Cuenca de Chicontepec presenta poca deformación estructural, caracterizándose por contener grandes espesores de unidades terrígenas de ambiente marino (depósitos de abanico submarino y turbiditas) rellenando el paleo-elemento que se formó durante la Orogenia Laramide entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan.

En la Cuenca de Chicontepec, en el sector centro-oriente de la secuencia clástica del Paleoceno, se reconocen pliegues suaves, simétricos con orientación general NNW-SSE, mientras que en su región poniente (frente de la Sierra Madre Oriental), en la secuencia mesozoica y con una orientación similar, existen cabalgaduras, fallas inversas, pliegues apretados y recostados.

Una fase importante de deformación que se ha documentado ocurrió durante la Orogenia Laramide (Turoniano-Paleoceno), las estructuras generadas se presentan como pliegues paralelos y cabalgaduras con un rumbo general NNW-SSE, con convergencia al oriente y buzamiento entre 10 y 15° al NW, que presentan diferentes estructuras menores asociadas como pliegues chevrón e isoclinales en las secuencias calcáreas delgadas, pliegues disarmónicos en las secuencias calcáreo-arcillosas y arcillo-arenosas, crucero de roca (clivaje) y fallas inversas de menor desplazamiento. Las secuencias de areniscas y lutitas que constituyen el Grupo Chicontepec únicamente presentan pliegues suaves en los sectores próximos a la Sierra Madre Oriental, como ocurre en las inmediaciones de la comunidad de La Ceiba, Puebla.

Otra fase de deformación corresponde con un sistema de fallas lateral transpresivas que cortan a toda la secuencia estratigráfica, tienen echados verticales y en conjunto forman sistemas en flor positiva. Asociado a esta fase de deformación se tienen abundantes fracturas verticales.

3. SISTEMA PETROLERO

3.1. Definición y Partes del Sistema Petrolero

En la historia del desarrollo de la exploración sistemática de hidrocarburos, pueden reconocerse tres estados evolutivos caracterizados por la naturaleza de los criterios que guiaron a la selección de los sitios de perforación en las áreas en prospección. En el primer estado de desarrollo, los principales criterios para selección de perforación, eran la existencia de indicadores superficiales de hidrocarburos, ya fuera en forma de gas o de emanaciones líquidas, esto se presenta cuando se combina la existencia de rocas generadoras activas con la presencia de sellos deficientes (Guzmán y Holguín, 2001). Los exploradores observaron que algunas de estas manifestaciones superficiales estaban también asociadas con estructuras anticlinales, con esta observación empírica comenzó el segundo estado de desarrollo de la explotación petrolera, en donde los criterios de selección de los sitios de perforación, se orientaron fundamentalmente hacia las zonas con existencia de trampas estructurales, principalmente anticlinales (Guzmán y Holguín, 2001).

El tercer y más reciente estado de desarrollo se refiere al estudio del concepto de sistema petrolero, el cual ha evolucionado desde los años 1970's (Dow, 1974; Perrodón, 1980; Demaison, 1984; Magoon, 1987 y 1988; Demaison y Huizinga, 1991; Magoon y Dow, 1994 y 2000). En este estado la selección de sitios de perforación, está relacionada con la existencia de áreas donde se conjuguen todos los elementos y procesos necesarios para la existencia de un yacimiento comercial de aceite y/o gas y, que en conjunto definen un sistema petrolero.

Según Guzmán y Holguín (2001), el Sistema Petrolero o la "Máquina Natural de hacer Petróleo" como también se conoce, es un sistema natural, que incluye a todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza; se debe analizar como un modelo dinámico y se compone de los siguientes subsistemas: generador (roca generadora de petróleo), almacenador (roca almacenadora), sello (roca sello), de migración (ruta de migración), de maduración, de tipo de fluido, de presión y de entrampamiento (trampa); sin embargo, dichos subsistemas deben compartir las relaciones apropiadas espacio-tiempo (sincronía) para permitir que los hidrocarburos se acumulen y se preserven en la corteza terrestre, misma que debe ser susceptible de explotarse con rendimiento

económico; por lo que si se dan las condiciones anteriores en el área evaluada, existe un “Sistema Petrolero” (Figura 3.1).

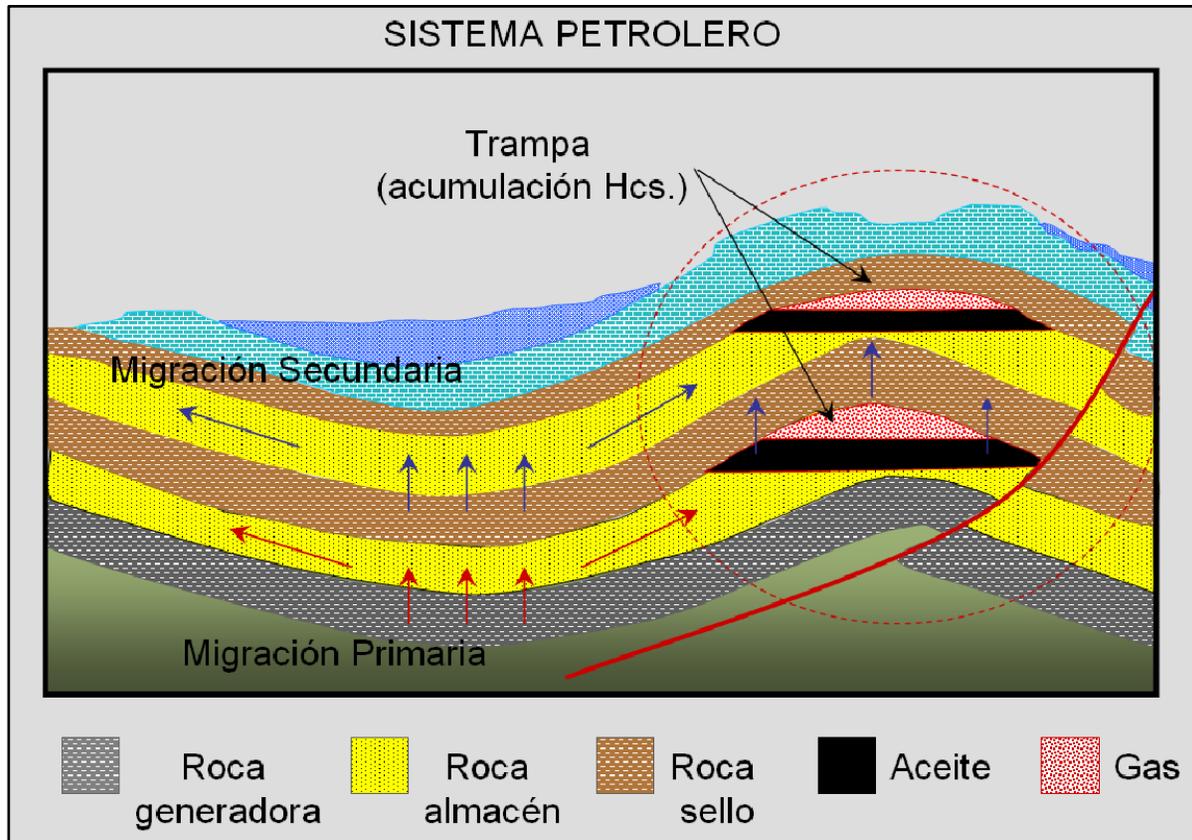


Figura 3.1. Diagrama del Sistema Petrolero (UO, 2010)

3.1.1. Proceso de Generación de Hidrocarburos

La diagénesis, catagénesis y metagénesis son etapas consecutivas de alteración dentro del ciclo del carbón, que de manera irreversible, generan cambios en la composición de la materia orgánica sedimentaria denominados procesos de maduración. La diagénesis se refiere a la etapa más temprana de alteración, en la que los restos de organismos acuáticos o terrestres se alteran y/o degradan por procesos biológicos y químicos de baja temperatura. Esta alteración inicia en la columna de agua y se extiende por sedimentos no consolidados y rocas sedimentarias no compactadas (Horsfield y Rullkötter, 1994).

La catagénesis es la principal etapa de formación del petróleo a partir de kerógeno, se caracteriza por la ocurrencia (asumida) de reacciones de maduración de primer grado, donde la cinética es determinada por la estructura del kerógeno y su grado de

deformación en el tiempo geológico. La metagénesis es la etapa ocurrente entre la catagénesis y el metamorfismo (inorgánico) de la roca y se caracteriza por la generación de gas (Figura 3.2).

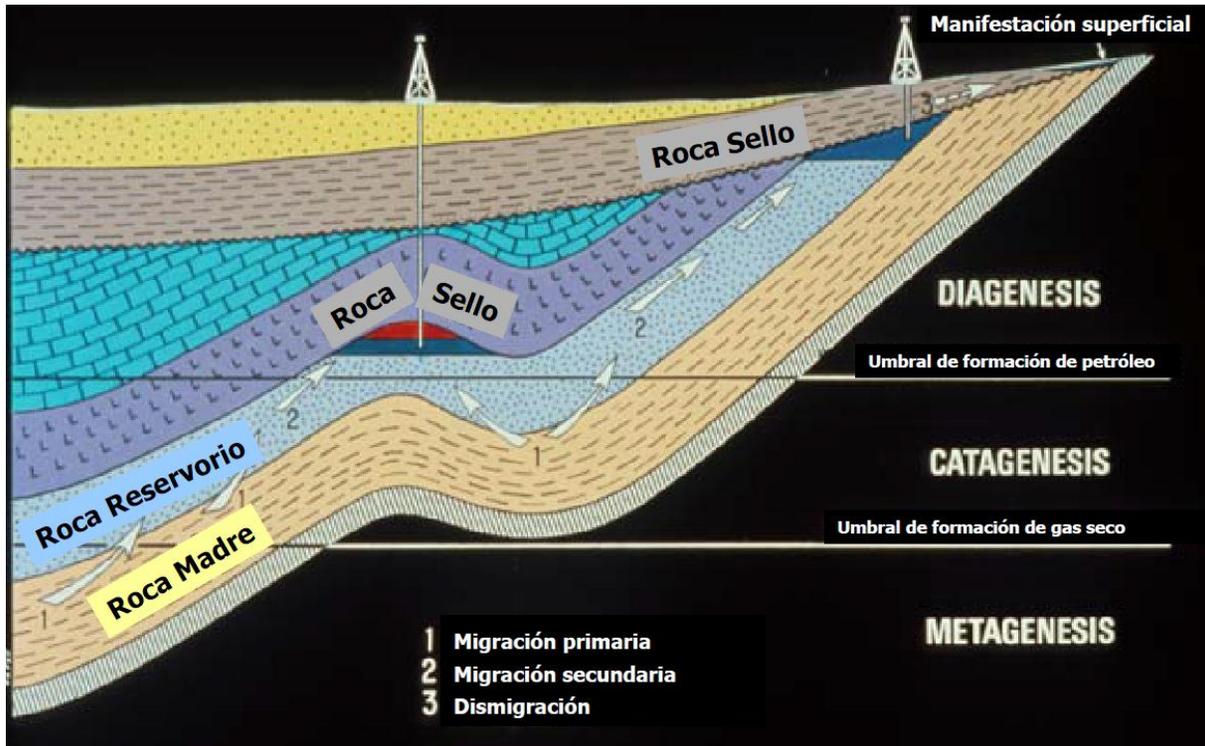


Figura 3.2. Diagrama del Sistema Petrolero (UO, 2010)

3.1.2. Proceso de Expulsión de Hidrocarburos

El proceso más utilizado para evaluar la cantidad de petróleo que puede ser expelido de una roca generadora es la pirolisis acuosa (previa a la gasificación), en este proceso las partes más pesadas del crudo (muestra de roca o kerógeno) se calientan en agua líquida en un reactor cerrado a temperatura sub-crítica para descomponerlas térmicamente (*cracking*), esta descomposición se produce a través de una serie compleja de reacciones químicas y procesos de transferencia de materia y calor. Si las condiciones de tiempo y temperatura son las indicadas, el petróleo (con composición similar al crudo natural) es expelido de la muestra acumulándose en la superficie del agua en el reactor fluyendo espontáneamente. Las cantidades de petróleo expelidas pueden ser exageradas, sin embargo las condiciones de expulsión de petróleo en la naturaleza son las mismas.

De acuerdo con este proceso, la formación de petróleo consiste de dos reacciones: descomposición parcial de kerógeno a bitumen y descomposición de bitumen a aceite (Lewan, 1985). Estudios petrográficos en rocas sujetas a pirólisis acuosa y a maduración natural, muestran que se generan redes orgánicas por expansión de bitumen dentro de la roca matriz durante la descomposición de kerógeno a bitumen. Datos petrográficos (Lewan, 1987) y petrofísicos (Meissner, 1978) sugieren que el desarrollo de una red de bitumen, es esencial para la migración de aceite dentro y durante la expulsión de una roca generadora efectiva.

3.1.3. Proceso de Migración Primaria y Secundaria de Hidrocarburos

La migración de petróleo dentro de la red de capilares y poros, tiene que realizarse en presencia de un fluido acuoso, y prácticamente todos los poros en el subsuelo se encuentran saturados con agua. Este movimiento puede ocurrir por un fluido activo en agua u ocurrir independientemente de la fase acuosa, ya sea por desplazamiento o por difusión. Puede existir una sola fase (aceite y gas disueltos en agua) o un sistema multifásico de fluidos (fases separadas de agua e hidrocarburos) (Tissot y Welte, 1984).

Se le denomina migración primaria al desprendimiento de compuestos de petróleo de las partículas orgánicas sólidas (kerógeno) en los lechos generadores, se involucra también al transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos del lecho generador de grano fino. La migración secundaria ocurre cuando el aceite expulsado del lecho generador pasa a través de los poros más grandes de la unidad de roca más permeable (England, 1994). La diferencia entre migración primaria y secundaria no se fundamenta en distintos procesos de migración, sino en su localización en poros de diferentes tamaños y litología. Lo contrario sucede en la dismigración, que es la pérdida de hidrocarburos de una trampa.

La gravedad específica del gas y del aceite es menor que la del agua de formación, es por esto que los yacimientos de gas y aceite se encuentran principalmente en estructuras altas, donde las rocas (de porosidad y permeabilidad adecuada) están cubiertas por una roca sello (densa y relativamente impermeable) como evaporitas o lutitas. A la roca sello constituida por lutitas en la posición de un alto geológico (como un anticlinal) se le conoce como trampa estructural. Algunos tipos de trampas como arenas lenticulares, arrecifes y acuñamiento de unidades de roca más permeables y porosas se conocen como trampas estratigráficas de petróleo (England, 1994).

El sistema petrolero es una herramienta analítica en la exploración de petróleo que ayuda a la identificación y cuantificación de los elementos de riesgo, al analizar objetivamente y en forma simple cada una de las variables o subsistemas, lo que permite definir programas de investigación y tomar decisiones durante la exploración.

3.1.4. Proceso de Acumulación de Hidrocarburos

Las acumulaciones de petróleo se localizan por lo general en rocas permeables y porosas, donde el tamaño de grano es relativamente grueso y con poca (o nada) materia orgánica insoluble. Es poco probable que las grandes cantidades de petróleo encontradas en estas rocas, se hayan originado ahí mismo a partir de materia orgánica sólida de la cual ahora no existe ningún rastro. En lugar de esto, parece ser que los compuestos fluidos de petróleo se generan en cantidades apreciables únicamente a través de la acción geotérmica del kerógeno orgánico de alto peso molecular, que normalmente se encuentra en rocas sedimentarias de grano fino, donde es usual que residuos orgánicos insolubles permanezcan en la roca. Por esto se concluye que el lugar de origen del aceite y del gas no es el mismo que donde se encuentra en condiciones económicamente explotables sino que ha migrado desde su lugar de origen hasta los yacimientos actuales (Tissot y Welte, 1984).

El petróleo se recolecta a través de la migración secundaria en rocas porosas (permeables), que reúnan las condiciones de una trampa (formación convexa hacia arriba), que dispongan arriba de una roca sello relativamente impermeable. Existe una distinción entre las trampas estructurales y estratigráficas, las estratigráficas se originan principalmente por las características de depósito, mientras que las estructurales se relacionan con los fenómenos tectónicos (Tissot y Welte, 1984). La mayoría de las acumulaciones de petróleo se ubican en yacimientos de rocas clásticas como areniscas y en segundo grado carbonatos, las lutitas fracturadas y rocas ígneas y metamórficas tienen una menor intervención. La porosidad (permeabilidad primaria) en un yacimiento se encuentra dentro del intervalo de 5 a 30 %.

3.2. Clasificación de los Sistemas Petroleros

Los sistemas petroleros varían considerando la forma, la geometría, el tipo de receptáculo y la evolución geológica; se clasifican como puros o híbridos. De acuerdo a

la calidad y cantidad de información geológica disponible referente a la roca generadora (nivel de certeza), los sistemas se clasifican como conocidos, hipotéticos o especulativos.

3.2.1. Sistemas Puros

Tienen la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a los aspectos sedimentológicos, como consecuencia, sus trampas son principalmente estratigráficas. Como ejemplos mexicanos de este tipo de sistemas se encuentran: el Sistema Cuenca de Chicontepec, Sistema Cenozoico de Burgos y Sistema Cenozoico de Veracruz.

3.2.2. Sistemas Híbridos

Se caracterizan por presentar reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales y en fallas, o en combinación de pliegues y fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados (trampas combinadas).

Ejemplo este tipo son: Jurásico Superior-Cretácico Sonda de Campeche, La Casita-Menchaca-Padilla del Golfo de Sabinas y Depósito –Encanto- Concepción de la Cuenca Salina del Istmo.

3.2.3. Sistemas Conocidos (!)

Son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites entrampados en los yacimientos de la misma cuenca.

Ejemplo de este tipo es el Sistema Tamán-Pimienta-San Andrés de Poza Rica, Veracruz.

3.2.4. Sistemas Hipotéticos (.)

Son aquellos en los que la información geoquímica identifica a la roca generadora pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen

yacimientos; como ejemplo se tiene al Sistema Tamán-Pimienta-Tamaulipas de la Sierra Madre Oriental.

3.2.5. Sistemas Especulativos (?)

Son aquellos en los que sólo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han hecho estudios detallados sobre los componentes del sistema petrolero.

3.3. Subsistemas Petroleros

Un Sistema Petrolero se considera como un sistema natural, abierto y compuesto de varios sistemas interrelacionados dentro de un supersistema mayor que es el medio ambiente. Se divide en varios subsistemas básicos los cuales son: generador, almacenador, sello, migración, maduración, entrapamiento y sincronía.

3.3.1. Generador

El subsistema generador, se puede crear de dos formas diferentes, según Hunt (1996). La primera representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos no consolidados recientes, además de los formados por la actividad de las bacterias y las reacciones químicas de baja temperatura, al hidrocarburo generado en esta etapa se le conoce como biológico, bioquímico o biogénico. En porcentajes entre el 10% y el 15% el petróleo se forma directamente por este proceso, donde la materia orgánica se deposita y más tarde sufre alteración química, física y biológica ante un pronunciado aumento en la temperatura, ésta tiene un rango menor de 50 °C aproximadamente; todo este proceso corresponde a la Diagénesis, la cual en su etapa final forma el kerógeno que es la fracción insoluble o el bitumen que es la fracción soluble.

En la diagénesis ocurre la transformación de lípidos (grasas), proteínas y carbohidratos derivados de los organismos principalmente marinos, a kerógeno; el contenido orgánico en promedio de tales sedimentos que eventualmente se transforman a roca generadora varía de 0.5 a 5%.

La segunda forma ocurre cuando el kerógeno es sepultado a más de 1000 m de profundidad, ya que se incrementa el gradiente geotérmico y se producen altas temperaturas (rango de 50 °C a 200°C), ocurre el cracking que es el rompimiento termal, que origina el petróleo y el gas catagénico en un rango de temperatura 50 °C a 200 °C y presiones de 300 a 1500 bares; en este proceso es donde se origina el mayor porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos, se le denomina Catagénesis. El hidrocarburo generado en esta etapa se conoce como térmico, catagénico o catagenético.

La alteración térmica mayor denominada Metagénesis, provoca que el petróleo se divida en dos caminos de transformación por altas temperaturas (de 200 °C a 250 °C), esto genera pequeñas cantidades de metano y metantracita; el gas que se genera es principalmente gas metano térmico.

Con temperaturas mayores a 250 °C y sepultamiento profundo de más de 12 kilómetros, la materia orgánica sufre metamorfismo junto con la roca sedimentaria, por lo que se puede formar grafito. Landes (1977), basado en estudios geoquímicos de materia orgánica, consideró que las características de una roca generadora se pueden conocer por cualquiera de las siguientes formas (Vázquez, 2008):

- a) Por medio de análisis cualitativos y cuantitativos se determina el contenido de materia orgánica de la roca generadora (Contenido de Carbono Orgánico Total COT).
- b) Por medio de análisis ópticos, se determina el tipo de materia orgánica, si es algácea, herbácea, leñosa o carbonosa.

Considerando el Índice de Alteración Termal (IAT), basado en la coloración del tipo de materia orgánica se conoce el nivel de maduración, pero la mejor referencia es la reflectancia de la vitrinita, que nos indica la maduración termal de la materia orgánica en los siguientes valores:

- a) De 0.0 a 0.5 Facies Inmadura.
- b) De 0.5 a 2.0 Facies Madura.
- c) De 2.0 a 4.0 Facies Sobremadura o Metamórfica.
- d) Mayor a 4.0 Metamorfismo.

3.3.2. Almacenador

El *Subsistema Almacenador*, consiste básicamente en que una roca sea capaz de almacenar hidrocarburos, y que debe tener las siguientes características generales, según Vázquez (2008):

- Ser poroso, esto es, que disponga de suficientes espacios para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Pueden tener una porosidad original (presente ya en el sedimento original), o la porosidad secundaria (fracturas o disolución) que es la resultante de cualquier actividad geológica, como resultado de la diagénesis o la deformación, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca; el fracturamiento es un tipo de porosidad secundaria muy importante que se origina por efecto de la acción de esfuerzos en diferentes condiciones tectónicas o por efecto de la fuerza de gravedad.
- Ser permeable, esto es que los poros estén interconectados para que cedan y se muevan fácilmente los hidrocarburos.

3.3.3. Sello

Un *Subsistema Sello* se define como una secuencia sedimentaria rocosa de escasa permeabilidad o impermeable (no deben poseer fracturas ni poros interconectados), si tiene poros, su diámetro promedio de garganta de poro debe ser menor a 4 Angstrom. Estas condiciones no permiten el paso del petróleo más ligero o del gas natural. El sello es el cierre a la migración o desplazamiento de los hidrocarburos. La roca debe constituir una barrera a la migración y eso permite la acumulación en una trampa petrolera.

Las rocas sello más comunes son las lutitas y calizas arcillosas, pero las mejores son el yeso, la sal de roca, la anhidrita y los hidratos de metano.

3.3.4. Migración

En el *Subsistema de Migración* es probable que después de la diagénesis, una parte de los hidrocarburos y el agua hayan sido expulsadas de la roca generadora depositándose directamente en la roca capaz de almacenarlos, este movimiento dentro de la roca generadora se denomina migración primaria. La migración secundaria ocurre en rocas de mayor porosidad y permeabilidad en trayectos más largos, la que origina la

concentración y acumulación del aceite y el gas en yacimientos o las manifestaciones superficiales que forman chapopoterías o escapes de gas.

Los parámetros para establecer las posibles rutas de migración no son del todo conocidos, solamente se puede inferir que las vías de migración pudieron ser por los poros, las fracturas, las superficies de estratificación, las discordancias y las fallas; se interpreta que la migración secundaria puede ser migración lateral y/o vertical. Vázquez (2008), considera que los siguientes son parámetros clave en relación con la migración y acumulación de hidrocarburos:

1. Las partículas arrastradas.
2. La presión capilar (fenómeno de presión de desplazamiento).
3. La flotabilidad.
4. Los efectos del gas disuelto.
5. La acumulación.
6. Los contactos petróleo-agua inclinados.
7. Las barreras estratigráficas.
8. La migración vertical y.
9. El tiempo de acumulación del petróleo.

La presencia de gilsonita o chapopote es evidencia de que los hidrocarburos se movieron en sentido ascendente en diferentes áreas y niveles estratigráficos quedando aceite pesado en los poros de las rocas en la superficie de las regiones petroleras.

Es de suponer que el petróleo expulsado con el agua de la roca generadora se dispersó en partículas minúsculas, tal vez de tamaño coloidal o microscópico y que algunas de ellas incluso pueden haber estado disueltas en el agua. Casi todos los depósitos de petróleo están asociados a agua congénita o fósil, esto quiere decir que la migración de los hidrocarburos está estrechamente ligada con las formas de migración de esta agua.

Las microfracturas de la roca (debidas al aumento de presión interna resultante de la generación térmica de hidrocarburos de peso molecular bajo a partir del kerógeno) permite el desprendimiento de los hidrocarburos de las rocas generadoras compactadas, densas y relativamente impermeables.

Las distancias implicadas por la migración primaria son del orden de metros o decenas de metros.

Las distancias implicadas por la migración secundaria se encuentran dentro del intervalo de decenas de kilómetros.

3.3.5. Entrampamiento

En el *Subsistema de Entrampamiento* se tienen a las trampas, las cuales son obstáculos naturales en el subsuelo que impiden la migración de los hidrocarburos, los cuales quedan acumulados en ella. La característica fundamental de una trampa es la forma convexa, hacia arriba, en cuyo interior existe roca porosa de yacimiento en combinación con una roca sello más densa y relativamente impermeable, localizada arriba y lateralmente. La forma definitiva de la convexidad puede ser angular, curvada o una combinación de ambas; el único parámetro geométrico importante es que debe estar cerrada en los planos vertical y horizontal, sin fugas notables, para formar un recipiente invertido. Los contornos longitudinales de este recipiente invertido, en una trampa estructural, deben circundar las áreas cerradas que constituyen lo que se llama área de cierre o cierre de una trampa.

Las trampas pudieron formarse por condiciones estratigráficas en el tiempo del depósito de los sedimentos, por cambios posteriores, por litificación de sedimentos, por deformaciones estructurales o por combinación de dos o más de estos factores. Las trampas son receptáculos naturales cerrados, son cuerpos de rocas almacenadoras rodeadas por rocas impermeables.

Se tienen trampas estructurales cuando son resultado de modificaciones en la forma de las unidades estratigráficas (fallas, plegamientos y asociadas con domos de sal) y las trampas por variación de permeabilidad que se dan por modificaciones en la continuidad de la roca dentro de éstas, las más importantes son las trampas estratigráficas; ejemplos típicos de estas últimas son las barras de arena, areniscas de canales distributivos deltaicos o de abanico submarino, como las que formaron la Cuenca de Chicontepec; y los arrecifes de carbonatos. Así mismo, existen las trampas combinadas que son la mezcla de las dos anteriores. La mayor parte de los campos petroleros conocidos de México se encuentran en trampas estructurales. Son las de

mayor producción, aunque en los últimos años, las trampas estratigráficas han cobrado gran importancia debido a su potencial almacenador.

La roca sello es quien forma la barrera que interrumpe el movimiento de los hidrocarburos, debido a la disminución general de los diámetros de poro, deberá ejercer presiones capilares mayores que la fuerza impulsora.

3.4. Sistema Chicontepec

El sistema Chicontepec pertenece a los activos de Producción de Poza Rica y Altamira, ambos de la región Norte. Este sistema se define como híbrido, dado que presenta deformación estructural significativa, las trampas son de tipo estratigráfico, cuyo origen se asocia con abanicos submarinos, superficies de erosión y rellenos de paleocanal en muchos casos cortados por fallas laterales; por otra parte es un sistema conocido en cuanto a su nivel de certeza, ya que en los campos que se han estudiado existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite, en las areniscas de Chicontepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora del Jurásico Superior. El Grupo Chicontepec contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos del hemisferio occidental.

Los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de arenas, las que se encuentran a profundidades que varían de 800 a 2400 m; en estos yacimientos no se ha detectado la presencia de contactos de agua-aceite o de gas-aceite. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 kg/cm², su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C.

3.4.1. Rocas Generadoras

Se considera que la roca generadora de este sistema, son las lutitas en el área, al igual que en la Provincia Tampico-Misantla. Por métodos geoquímicos (pirólisis, refractancia de vitrinita, etc.) se establece que su origen corresponde con las facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano), representado por las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, su espesor varía entre 200 y 800 metros. El contenido de carbono orgánico es alto (2.6%). El tipo de kerógeno es del tipo II compuesto por materia algácea marina. El nivel de madurez térmica ($ro=0.7-10\%$)

corresponde a la zona principal de generación de aceite, que fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno.

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.

3.4.2. Migración

En este sistema, la migración se dio principalmente en una sola dirección, por las fallas laterales y fracturas asociadas, por lo que es principalmente en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas con mayor porosidad como son los estratos arenosos del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior.

Los procesos relacionados con la migración, han propiciado la degradación de los hidrocarburos cambiando sus propiedades físico-químicas, lo que se manifiesta en la distribución que tienen los aceites dentro del área denominada Paleocanal de Chicontepec.

3.4.3. Rocas Almacenadoras

Las formaciones que constituyen al Grupo Chicontepec, principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior, componen la principal roca almacenadora en este sistema, ocupando aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca, sus horizontes arenosos se componen principalmente por areniscas (litarenitas y grauvacas líticas) de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa, que presentan porosidad intergranular primaria promedio de 12 %.

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 distribuidores y lóbulos 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. La Formación Aragón es

correlacionable con la Formación Chicontepec y es igualmente almacenadora y sello por sus horizontes arcillosos; esta formación, se encuentra fuera de la Cuenca de Chicontepec.

3.4.4. Rocas Sello

El entrampamiento de los horizontes productores está dado por las mismas formaciones del Grupo Chicontepec debido a las intercalaciones de lutitas con areniscas de grano fino en sus diferentes facies que le sirven como sello al yacimiento.

Las rocas sello en las porciones norte y central del área, lo componen sedimentos arcillosos del mismo Grupo localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Inferior, mientras que hacia el sureste lo establecen los sedimentos arcillosos de la Formación Guayabal (Eoceno Medio). Es importante mencionar que debido a la naturaleza del depósito, las intercalaciones arcillosas entre cuerpos arenosos constituyen sellos de carácter local.

El hecho de que la roca generadora sea de edad Jurásico Tardío, significa que hacia la porción sur del área de estudio los intervalos productores, ubicados en las arenas basales que sobreyacen a la discordancia del Eoceno Inferior, se encuentran muy cercanos a la fuente de origen del petróleo, por lo que la migración secundaria debió ser corta. Esto implica que la discordancia no es un sello efectivo. Hacia el norte y centro del Paleocanal la distancia de migración secundaria fue mayor y ocurrió a través de las fallas laterales y fracturas que cruzaron las discordancias.

3.4.5. Trampas

El patrón de entrampamiento de los hidrocarburos del sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas con una componente principalmente estratigráfica y mixta debida a una componente estructural. Su distribución irregular y lateral está dada por lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada, que limitan en su cima, base y lateralmente a los desarrollos arenosos, de la misma edad que las rocas almacenadoras, que forman las principales trampas, por lo que es en donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

El tipo de trampa es predominantemente de tipo estratigráfica (Figura 3.3), 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 en algunos casos están cortados por falla laterales, pudiendo llegar a construir trampas combinadas.

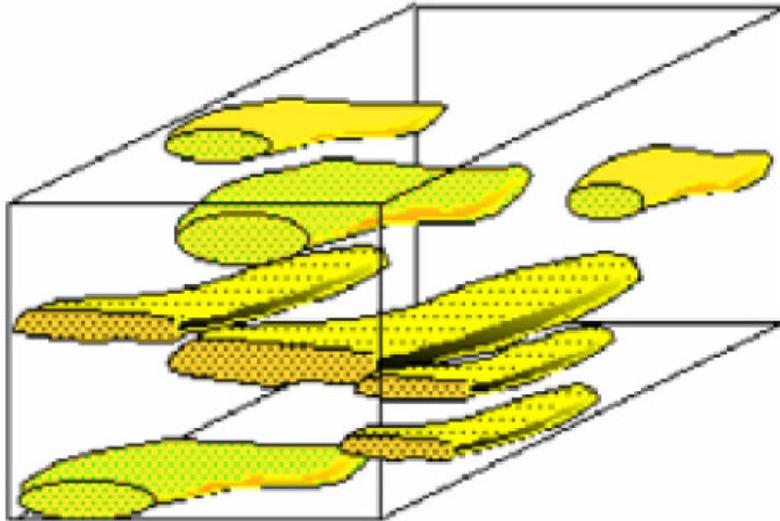


Figura 3.3. Trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepepec (Vazquez, 2008)

3.4.6. Sincronía

La sincronía se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles de ser explotados económicamente.

La erosión que dio origen al Paleocanal de Chicontepepec durante el Paleoceno Tardío-Eoceno Temprano, que las secuencias clásticas depositadas presentan deformación frágil (fallas y fracturas) que modificaron sus propiedades físicas por efectos de la Orogenia Laramide y que el tiempo de maduración para que se generaran los hidrocarburos en capas inferiores dentro de la zona fueron precisos; fueron los elementos necesarios asociados para tener la sincronía de un sistema petrolero. La generación de hidrocarburos fue a partir de rocas del Jurásico Tardío, que tuvo el tiempo necesario para migrar y entraparse en las secuencias del Cenozoico.

3.5.Plays Productores

3.5.1. Play

El Play es un proyecto o grupo de proyectos de campo que comparten similitudes geológicas en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración y almacenamiento. La organización de los tipos de play para análisis económico es fundamental para el proceso de evaluación de una Cuenca Petrolera. Los trabajos de identificación y evaluación de los plays permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos, es decir, que las rocas generadoras y almacenadoras, trampas y sellos, así como la sincronía y migración estén presentes.

En la Cuenca de Chicontepec se depositaron terrígenos en un ambiente marino profundo, presenta evidencia de un Paleocanal de edad Eoceno Inferior en su porción media-sureste, que se profundiza hacia el sur. Se tienen definidos 3 plays productores (Figura 3.4): Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) y el Play Tantoyuca (Eoceno Superior).

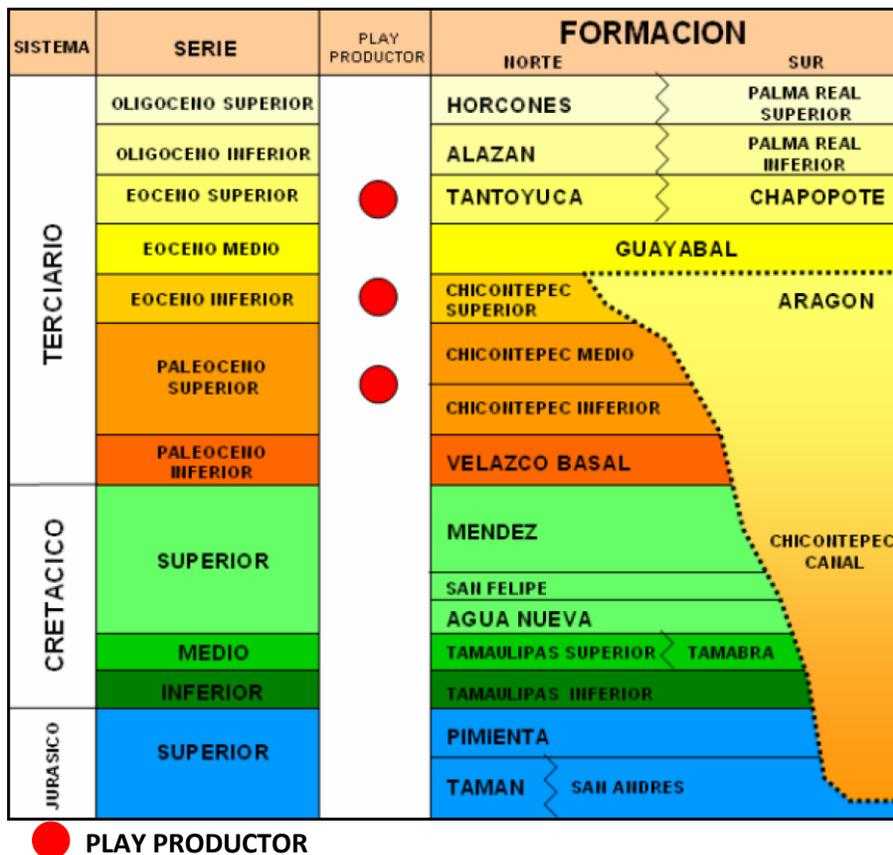


Figura 3.4. Diagrama del Sistema Petrolero (PEP, 2005)

3.5.2. Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior)

Es un play establecido que se localiza en la Cuenca Cenozoica de Chicontepec en la provincia geológica Tampico-Misantla. Comprende parte de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo. Corresponde a una secuencia sedimentaria marina turbidítica de ambientes nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos sobre puestos de edad Paleoceno, Eoceno Inferior que en algunos lugares rebasa los 1,700 m de espesor. Esta secuencia de areniscas (litarenitas-litarenitas félsicas), limolitas y lutitas tienen características muy variables, distribuidas de manera irregular y errática. Los yacimientos de aceite se localizan por debajo de la discordancia regional (Figura 3.5).

Se considera que las rocas generadoras más favorables de donde pueden provenir los hidrocarburos son las facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano), formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, su espesor varía entre 200 y 800 m. El contenido promedio de carbono orgánico es muy bueno (2.6 %). El tipo de kerógeno es de tipo 11 (IH=500-600), compuesto por materia algácea marina. El nivel de madurez térmica ($R_o=0.7-10$ %) corresponde a la zona principal de generación de aceite que fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno.

Las rocas almacenadoras en el play son areniscas del Paleoceno-Eoceno Inferior (formaciones Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior), que aún en un lóbulo sus características cambian y por ende su calidad también, obedeciendo esto a que su espesor es variable y su continuidad lateral dependiente de la geometría y tamaño de la cuenca. Un paquete rocoso puede estar constituido por varios lóbulos, mostrando una alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas tales como: porosidad, permeabilidad, cementante, etc., por tal motivo dentro de un mismo cuerpo pueden existir más de un horizonte productor. Las areniscas manifiestan porosidad intergranular primaria conectada moderadamente e interconectada, rellena con cemento calcítico, exhiben fragmentos de carbonatos en proporción de 28-35 %.

Los tipos de trampa encontradas en este play son principalmente estratigráficas y en segundo término combinadas (estratigráficas-estructurales), su distribución es errática. El aceite es almacenado principalmente en horizontes arenosos de grano medio. El entrampamiento del yacimiento está dado por lutitas intercaladas, que limitan en su

cima, base y lateralmente a los desarrollos arenosos, de la misma edad que las rocas almacenadoras.

Los procesos relacionados con la migración han propiciado la degradación de los hidrocarburos, cambiando sus propiedades fisicoquímicas, por lo que se tienen aceites con diferentes grados API (18-45° API), más ligeros hacia la porción noreste y pesados hacia el sureste.

En el registro tipo se pueden observar los cuerpos de areniscas intercalados con las rocas arcillosas.

3.5.3. Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío)

Este play se encuentra en rocas que se depositaron en una gran depresión alargada orientada de noroeste a sureste, generada por un evento erosivo de gran magnitud, constituyendo una secuencia sedimentaria marina turbidítica de ambiente nerítico externo a batial, que en algunos lugares rebasa los 1,000 m de espesor en la porción sureste del "Paleocanal de Chicontepec" en donde la erosión fue más intensa y pone en contacto rocas del Jurásico Superior (Formación San Andrés) con las del Eoceno Inferior (Formación Chicontepec Superior), con una columna geológica de areniscas limpias a ligeramente limpias (litarenitas-litarenitas félsicas), de composición similar a las de su sustrato (Paleoceno-Eoceno Inferior Temprano), pero con relaciones espaciales internas complejas.

Se considera que los tipos de roca generadora más favorables de donde pueden provenir los hidrocarburos representan las facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) formaciones Santiago, Tamán y Pimienta.

3.5.4. Play Tantoyuca (Eoceno Tardío)

El Play Tantoyuca corresponde a una secuencia sedimentaria de edad Eoceno Superior, representada por arenas, conglomerados, limolitas y lutitas, que fueron depositadas en ambientes de aguas someras, ricas en macroforaminíferos y pobre en fauna pelágica (Cabrera y Lugo, 1984). Su distribución está restringida principalmente hacia el borde oriental del Paleocanal de Chicontepec, en las proximidades de la Plataforma de Tuxpan. Su depósito tuvo lugar en deltas de abanico y canales

submarinos. Su espesor promedio alcanza los 500 m. Las rocas generadoras en esta área son las lutitas arcillo-carbonosas y las calizas arcillosas, principalmente de la Formación Santiago, aunque existe generación en las formaciones Tamán y Pimienta.

La roca almacenadora está constituida por areniscas con geometría de barras de desembocadura y canales distribuidores, los cuerpos de arena tienen espesores entre 12 y 18 m. Son comunes las litarenitas de grano fino a medio. En algunos intervalos existen conglomerados con matriz arenosa. Las rocas sello están formadas por las lutitas de la Formación Palma Real Superior, de edad Oligoceno Medio, además de las lutitas interestratificadas con los cuerpos arenosos de la Formación Tantoyuca. El tipo de trampa predominante es la estratigráfica, pero existen también combinadas.

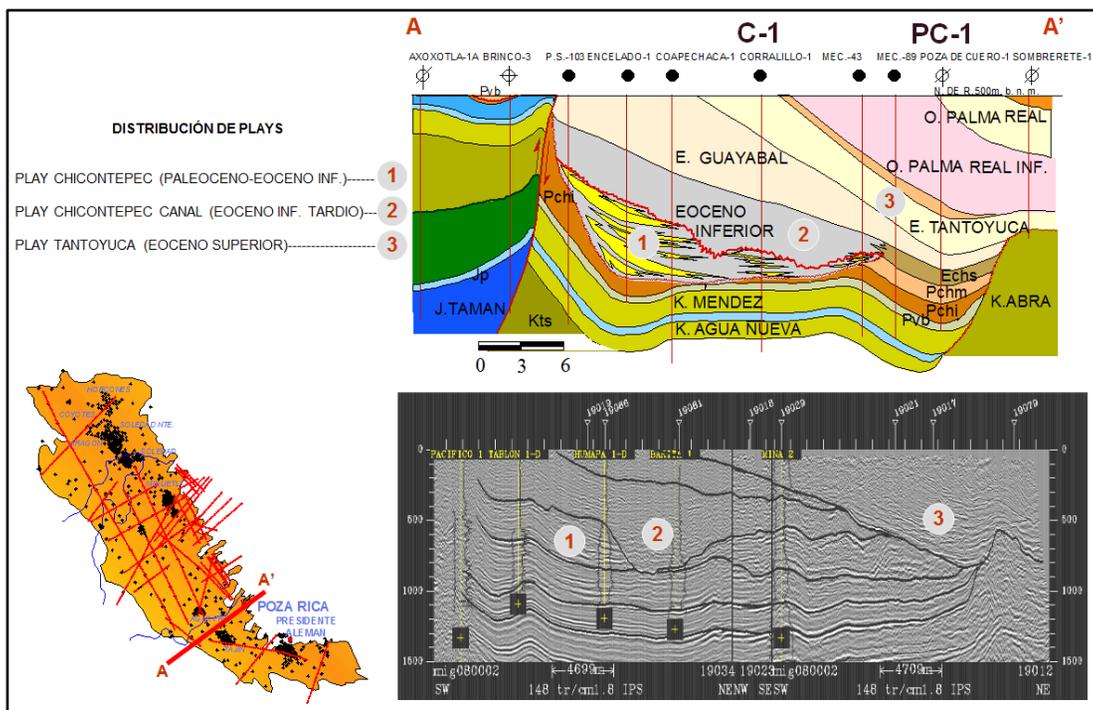


Figura 3.5. Sección geológica mostrando la distribución de Plays productores en la Cuenca de Chicontepec (Tomada de PEMEX, 2010)

3.6. Propiedades Físicas y Químicas del Aceite de Chicontepec

Estas propiedades incluyen densidad API, contenido de azufre del aceite total, composición general y composición de isótopos estables de carbono en el aceite total. La ventaja de conocer estas propiedades, se fundamenta en que proporcionan una visión más amplia de las características orgánicas de los aceites.

Las propiedades físicas de los aceites, como la densidad o su equivalente y la gravedad API, están influenciadas tanto por las facies orgánicas, madurez de las rocas generadoras, así como por la alteración del petróleo durante su migración, preservación en los yacimientos y posterior destrucción. Un aceite crudo está constituido por los siguientes grupos de compuestos orgánicos: hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, las resinas y los asfaltenos. Estos parámetros no son independientes, ya que todos los crudos contienen los cuatro grupos de componentes.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API, parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo (Tabla 3.1).

Tabla 3.1. Clasificación de aceites de acuerdo a su densidad API.

Aceite Crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad (°API)
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Las curvas de destilación TBP (del inglés "true boiling point", temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa.

En muchas cuencas sedimentarias la gravedad API se incrementa con la profundidad de los yacimientos y la madurez de los aceites (Bello, 1986, Hunt, 1996). La gravedad API varía inversamente con el contenido de azufre, de modo que los aceites con gravedades API altas son bajos en su contenido de azufre y los aceites con gravedades API bajas son altos en contenidos de azufre (Waples, 1985). Los aceites comúnmente ligeros son los de mayor contenido de parafinas y los aceites más pesados tienen mayor contenido de asfaltenos.

Los aceites en la Cuenca de Chicontepec presentan gravedades API que varían desde los 12.6° a los 50.6° (Mayol, 2005), el promedio de estos valores es de 30.9 ° API. Según Mayol (2005), con base en un estudio de 69 muestras y de acuerdo a la distribución de los tipos de aceite predominante en la Cuenca de Chicontepec, se tiene mayor presencia de crudos medios y ligeros para el área y mayor abundancia de crudos muy ligeros y condensados en comparación con los crudos pesados (Figura 3.6).

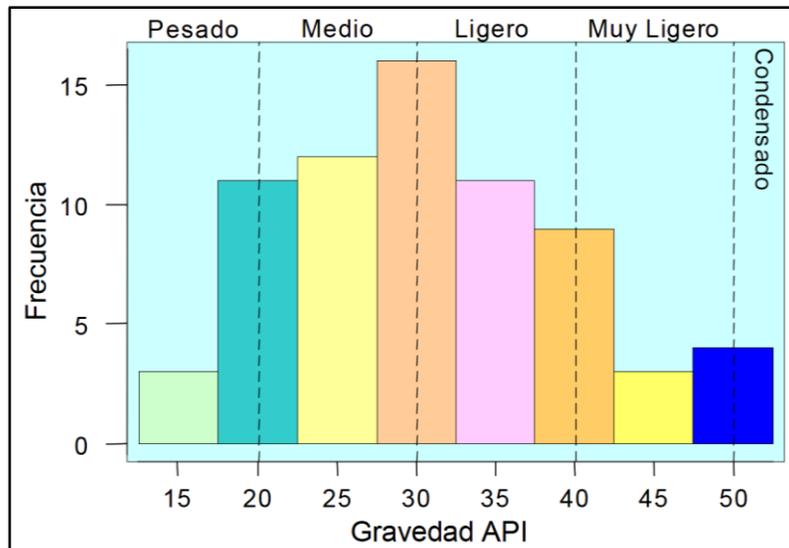


Figura 3.6. Distribución de frecuencia de gravedad API de los aceites de la Cuenca de Chicontepec, donde predominan los crudos medios y ligeros (Tomado de Mayol, 2005)

La distribución de los aceites que se encuentran en la Cuenca de Chicontepec se encuentra bien zonificada, siendo la parte norte de Chicontepec la que produce aceites más ligeros (Figura 3.7).

Usualmente los crudos más ligeros contienen menos azufre y metales (particularmente vanadio y níquel), más hidrocarburos saturados y menos resinas + asfaltenos por lo que son de mayor calidad y precio.

El contenido de azufre en los petróleos crudos y en los bitúmenes naturales varía aproximadamente de 0.05 % a 14.0 %, aunque generalmente los petróleos considerados como comerciales no exceden el 4 %, los aceites con más de 0.5 % se consideran como ricos en azufre. La mayoría del azufre presente en los aceites y extractos es de origen orgánico.

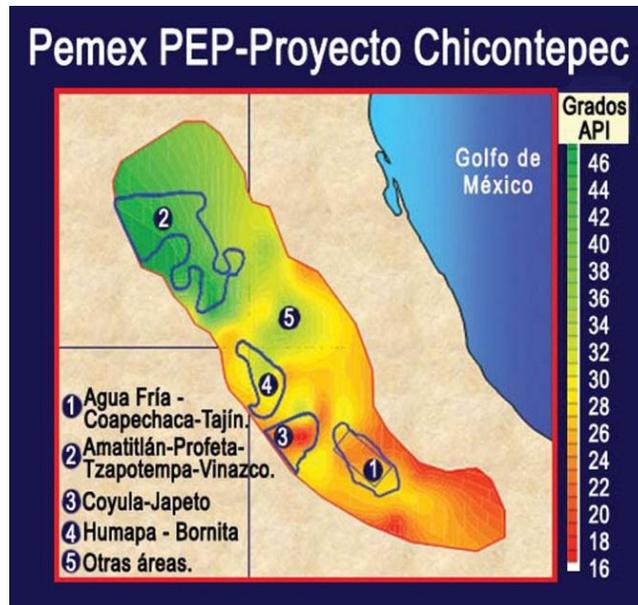


Figura 3.7. Plano de densidades en la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2008)

Los aceites en la Cuenca de Chicontepec tienen un porcentaje de azufre con valor promedio de 1.92 %, variando en un rango de 0.19 % a 5.18 % (Mayol, 2005). Tomando en cuenta que un crudo se considera azufrado con más de 0.5 % de este elemento, los aceites del área de estudio incluyen tanto crudos azufrados como otros no azufrados, predominando los primeros, aun cuando predominan los crudos medios y ligeros (Figura 3.8).

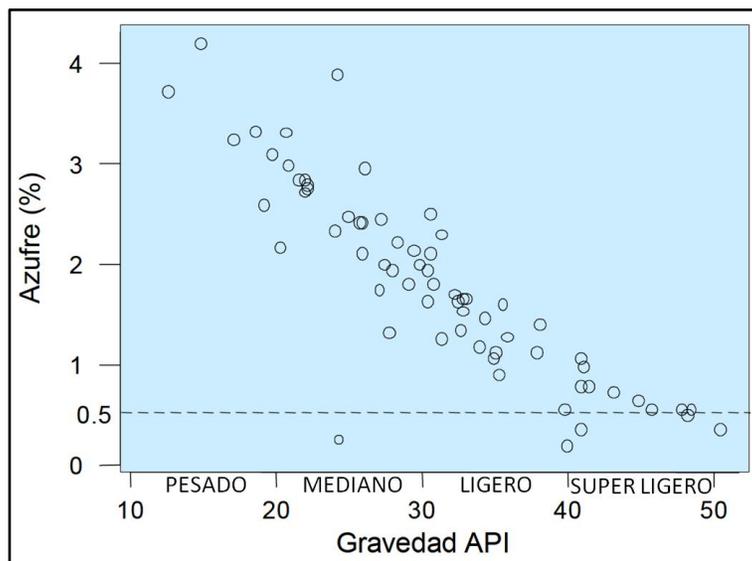


Figura 3.8. Relación de Azufre vs, Gravedad API (Modificado de Mayol, 2005)

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1. Consideraciones Generales

Como se mencionó anteriormente, la Cuenca de Chicontepec es considerada actualmente como la reserva más grande de petróleo de México, siendo sus reservas totales 3P, al 1 de enero de 2012, de 17,036.6 MMBpce, esto hace evidente la importancia que existe en profundizar el conocimiento del subsuelo de la cuenca para poder así comprender de mejor manera las características del yacimiento.

La Cuenca de Chicontepec se considera como un yacimiento no convencional de alta complejidad geológica, estructural y sedimentaria, que contiene aceite degradado en rocas de baja calidad y que presenta baja porosidad y permeabilidad, constituida por sedimentos clásticos producto de depósitos turbidíticos y de abanicos submarinos que constituyen el Grupo Chicontepec, de edad Paleoceno Superior – Eoceno Inferior.

En este sentido, el reto consiste en elevar el factor de recuperación de hidrocarburos y aumentar la producción. Se han identificado tres temas fundamentales por resolver: 1) perforación, 2) terminación de pozos convencionales y no convencionales en ubicaciones óptimas y 3) sistemas artificiales de producción. La perforación es una de las principales actividades a realizar para llevar a cabo la caracterización petrofísica de los yacimientos.

El problema más importante que existe en el yacimiento es el alto grado de homogeneidad que presentan las rocas almacén, por lo que es necesario definir buenos modelos sedimentarios, así como la geometría y continuidad lateral de los paquetes arenosos mediante la perforación de pozos estratégicos de exploración y desarrollo que, complementados con otras herramientas (como sísmica 2D y 3D), permitan ampliar el conocimiento a detalle del subsuelo de la cuenca para delimitar las áreas con alto potencial.

Como parte de este programa de perforaciones, se programó y se perforó el pozo de desarrollo Tlacolula A, con el propósito principal de definir el potencial productor de los paquetes arenosos del Grupo Chicontepec y evaluar la roca almacenadora; con ello se podrá soportar su desarrollo anticipado y así continuar con el desarrollo del campo Tlacolula. La evaluación de los yacimientos permitirá confirmar, actualizar y/o

reclasificar la reserva que se tiene certificada en el área. En ese sentido, en este trabajo se presentan los resultados obtenidos de la perforación de dicho pozo.

La columna atravesada por el pozo de desarrollo Tlacolula-A está constituida por rocas clásticas de edad Eoceno Medio, Eoceno Inferior, Paleoceno Superior y Paleoceno Inferior, correspondientes con las formaciones Guayabal, Chicontepec Canal, Chicontepec Medio, Chicontepec Basal y la Formación Velasco, sobreyaciendo a las margas de la Formación Méndez del Cretácico Superior.

4.2. Objetivo Económico

El objetivo económico consiste en definir el potencial productor de los paquetes arenosos del Grupo Chicontepec en el área, para el desarrollo del campo Tlacolula. Esto se logrará con la correlación litológica y por registros eléctricos de los desarrollos arenosos productores de las formaciones Chicontepec Superior, Medio e Inferior que serán atravesados en el pozo Tlacolula-A, correlacionados con los pozos Pachitepec-A y Tlacolula-D de la cuenca de Chicontepec.

Con la perforación y terminación de este pozo, se pretende delimitar, confirmar, actualizar y/o reclasificar la reserva del campo Tlacolula y del sector 2 del Canal de Chicontepec.

4.3. Situación Actual de las Reservas de Chicontepec

En la Cuenca de Chicontepec, al 1 de enero de 2012, se estima un volumen original total (3P) in situ que asciende a 81,429.6 MMb de aceite y 37,866.5 MMMpc de gas natural (PEMEX 2012), que constituye la mayor acumulación de hidrocarburos descubierta hasta el momento.

A la misma fecha, sus reservas probadas ascienden a 743.0 MMbpce, las reservas probables ascienden a 5,745.8 MMbpce y las reservas posibles ascienden a 10,547.8 MMbpce. Las reservas totales (3P) ascienden a 17,036.6 MMbpce, que representan el 38.9 % de la reserva nacional de hidrocarburos y el 91.2 % de las reservas de la Región

Norte, por lo que está considerada como la reserva más grande de hidrocarburos de México (Tabla 4.1, Anexo I).

Tabla 4.1. Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012 (PEMEX, 2012)

	Volumen original		Petróleo crudo equivalente mmbpce	Reserva de hidrocarburos				Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural		Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc		mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	111,169.1	110,048.8	18,689.0	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	33,958.1	26,091.3
Aceite Terciario del Golfo	81,492.6	37,866.5	17,036.6	10,947.1	0.0	2,056.2	4,033.4	28,397.4	20,977.2
Burgos	418.7	22,986.9	777.2	9.5	17.3	66.6	683.7	3,759.6	3,556.1
Poza Rica-Altamira	28,502.1	43,210.9	653.1	521.5	0.0	31.0	100.5	751.7	522.8
Veracruz	755.8	5,984.5	222.1	20.9	0.5	1.7	199.0	1,049.3	1,035.2
Probadas	41,187.3	71,433.3	1,575.2	813.1	9.7	106.3	646.1	3,858.3	3,360.3
Aceite Terciario del Golfo	12,485.2	5,705.2	743.0	568.3	0.0	59.0	115.7	880.8	601.9
Burgos	397.0	18,832.0	388.0	6.4	9.4	31.8	340.3	1,876.7	1,769.9
Poza Rica-Altamira	27,549.3	41,007.2	294.0	229.2	0.0	14.8	49.9	362.2	259.6
Veracruz	755.8	5,888.9	150.2	9.1	0.2	0.7	140.2	738.6	729.0
Probables	38,883.2	21,824.5	6,169.3	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	11,529.7	8,851.1
Aceite Terciario del Golfo	38,708.5	19,169.6	5,745.8	3,496.8	0.0	759.4	1,489.6	10,311.2	7,747.4
Burgos	11.5	1,936.5	169.3	2.4	3.9	15.4	147.7	812.5	768.0
Poza Rica-Altamira	163.1	718.4	220.5	175.0	0.0	9.3	36.2	258.1	188.5
Veracruz	0.0	0.0	33.6	5.1	0.1	0.2	28.3	147.9	147.1
2P	80,070.4	93,257.8	7,744.5	4,492.4	13.6	890.6	2,347.9	15,388.1	12,211.4
Aceite Terciario del Golfo	51,193.7	24,874.8	6,488.8	4,065.1	0.0	818.4	1,605.3	11,192.0	8,349.3
Burgos	408.5	20,768.5	557.3	8.8	13.3	47.2	488.0	2,689.2	2,537.9
Poza Rica-Altamira	27,712.4	41,725.6	514.5	404.3	0.0	24.1	86.2	620.3	448.1
Veracruz	755.8	5,888.9	183.9	14.3	0.3	0.8	168.5	886.5	876.2
Posibles	31,098.7	16,791.0	10,944.5	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	18,570.0	13,879.9
Aceite Terciario del Golfo	30,298.8	12,991.7	10,547.8	6,882.0	0.0	1,237.8	2,428.0	17,205.4	12,628.0
Burgos	10.2	2,218.5	219.9	0.8	4.0	19.4	195.8	1,070.4	1,018.2
Poza Rica-Altamira	789.7	1,485.3	138.6	117.3	0.0	6.9	14.4	131.4	74.7
Veracruz	0.0	95.6	38.2	6.6	0.2	0.8	30.6	162.8	159.0

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

La reserva probada de la Región Norte al 1 de enero de 2012, en términos de petróleo crudo equivalente, asciende a 1,575.2 millones de barriles, lo cual representa 11.4 % de la reserva nacional. El Activo Aceite Terciario del Golfo ocupa los mayores volúmenes de las reservas en esta categoría con 743.0 MMbpce, que equivale al 47.2 % (Figura 4.1).

En comparación al año anterior, la reserva en esta categoría presenta un incremento neto por 344.5 millones de barriles, lo cual se atribuye primordialmente a las actividades de desarrollo de campos efectuadas a lo largo del año anterior, que permitieron la reclasificación de reservas probables y posibles a la categoría probada.

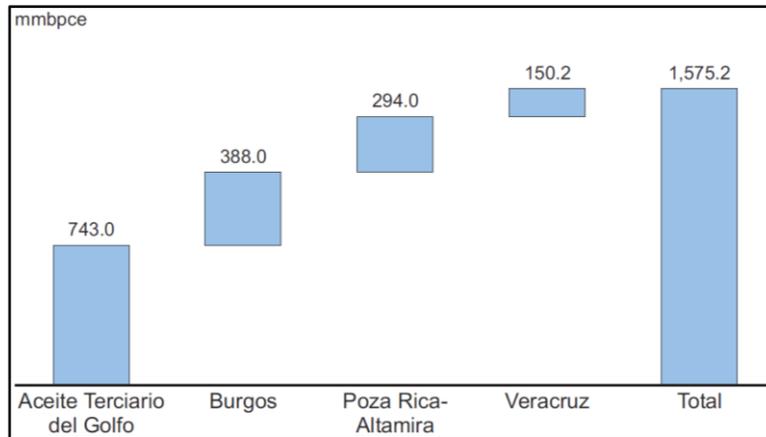


Figura 4.1. Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte (PEMEX, 2012)

En cuanto a la reserva probable, al 1 de enero de 2012 el volumen reportado es de 6,169.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa el 49.9 % del total nacional. Nuevamente el Activo Aceite Terciario del Golfo ocupa los mayores volúmenes de las reservas nacionales en esta categoría con 5,475.8 MMbpce, que equivalen al 88.8 % (Figura 4.2). Comparado con la cifra registrada el año 2011, el volumen anterior presenta una diferencia a la baja de 2,891.0 millones de barriles.

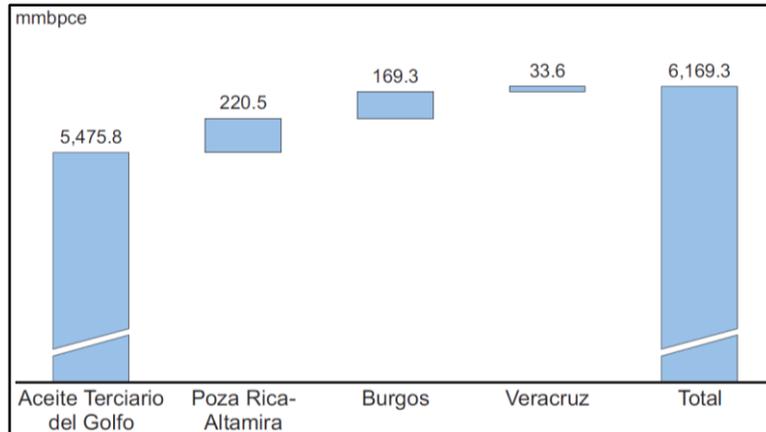


Figura 4.2. Reservas probables al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte (PEMEX, 2012)

La reserva posible en términos de petróleo crudo equivalente de la región al 1 de enero de 2012 alcanza 10,944.5 millones de barriles, es decir, el 61.9 % de la reserva nacional. De igual forma el Activo Aceite Terciario del Golfo ocupa los mayores volúmenes de las reservas nacionales en esta categoría con 10,547.8 MMbpce, que equivale a 96.4 % (Figura 4.3). Comparada con el año 2011, la reserva posible registra un incremento de 2,556.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, como consecuencia del desarrollo de los campos y a la reclasificación de reservas.

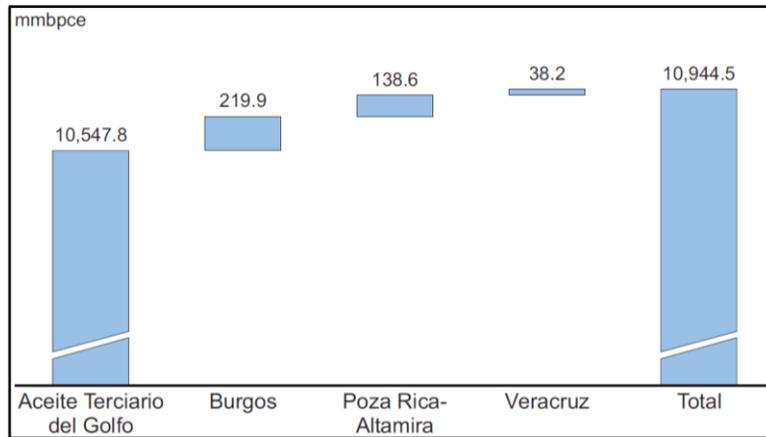


Figura 4.3. Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte (PEMEX, 2012)

En la Cuenca de Chicontepec (PATG), de 2007 al 1 de enero de 2012, se han perforado 1986 pozos de desarrollo, existen 2,029 pozos en operación y 958 que se encuentran sin producción (CNH, 2012). La producción actual promedio por pozo es entre 25 y 200 barriles diarios.

En el último año, PEMEX diseñó un plan de desarrollo para la exploración del proyecto ATG, e inició un nuevo plan de desarrollo para la explotación del proyecto en sectores, de acuerdo a una clasificación en tres etapas, diferenciando las actividades en función del conocimiento del subsuelo y el grado de desarrollo del sector. Esta estrategia considera nuevos procedimientos, técnicas y herramientas para optimizar la explotación de los pozos.

4.4. Localización Pozo Tlacolula-A

Debido a la gran extensión del Paleocanal Chicontepec, aproximadamente 3,815 km², para facilitar el desarrollo de la reserva de sus 29 campos, se dividió en 8 sectores. En el Sector 2 del Paleocanal de Chicontepec existen los siguientes campos: Pastoría, **Tlacolula**, Sitio, Aragón, Ahuátame, Amatitlán y Cacahuatengo.

El pozo de desarrollo Tlacolula-A se ubica en las coordenadas UTM 602,563.80 mE; 2331893.06 mN, geográficamente se localiza a una Latitud de 21°05'11.13" N y una Longitud de 98°00'45.42" W (Datum Horizontal: NAD-27 México, Proyección UTM Zona 14N) en el campo del mismo nombre, a 2272 m al S35°33'E del pozo Tlacolula-B y a 3340 m al N41°47'E del pozo Pachitepec-E (Figura 4.4). Se ubica a 144.73 m.s.n.m., en el municipio Chicontepec de Tejada, Veracruz; la altura de la mesa rotaria sobre el

terreno es de 4.20 m. La verificación del pozo Tlacolula-A (Plataforma Tlacolula-A) se realizó por personal de la sección de topografía del Activo Integral Poza Rica-Altamira (AIPRA).

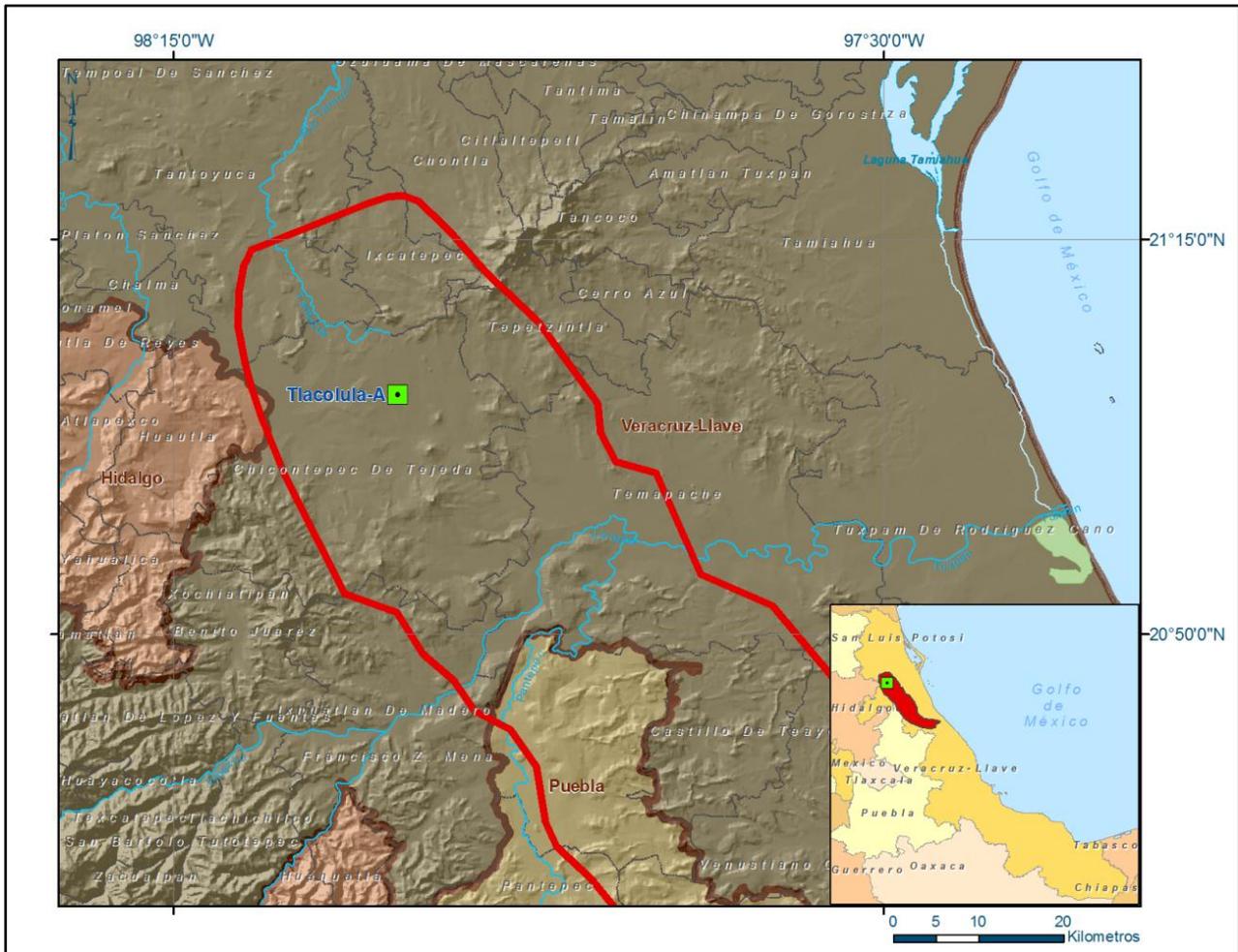


Figura 4.4. Localización pozo de desarrollo Tlacolula-A (Sánchez, 2013)

Geológicamente el pozo Tlacolula-A se localiza entre la porción sur-centro de la Cuenca de Chicontepec y al occidente de la Plataforma de Tuxpan; esta cuenca se originó en el Paleoceno, al inicio de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue generada en su margen oriental y suroriental por una depresión denominada “Paleocanal de Chicontepec”. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos de abanicos, canales y lóbulos, constituidos por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas.

El pozo Tlacolula-A se localiza en la parte norcentral de la cuenca (Figura 4.4); de acuerdo con estimaciones petrofísicas, existe un espesor neto impregnado de arenas que varía de 80 m a 90 m y una porosidad promedio entre los 5 y 6 %.

4.5. Programa de Perforación

De acuerdo con el modelo sedimentario, el pozo Tlacolula-A se ubica en la porción norte de la cuenca, en la zona cercana a uno de los ejes principales de dispersión, formando parte de una serie de canales y abanicos turbidíticos sobrepuestos. Es por ello que durante su perforación se espera que corte facies de canales y abanicos proximales. La profundidad total programada es de 1715 m.v.b.m.r., a una distancia de 50 m al P.T. 334 de la línea sísmica CHONTLA 384 del Estudio Sismológico Chontla (Figura 4.5), los objetivos a evaluar se localizan a una profundidad entre los 700 y 1650 m.b.m.r.

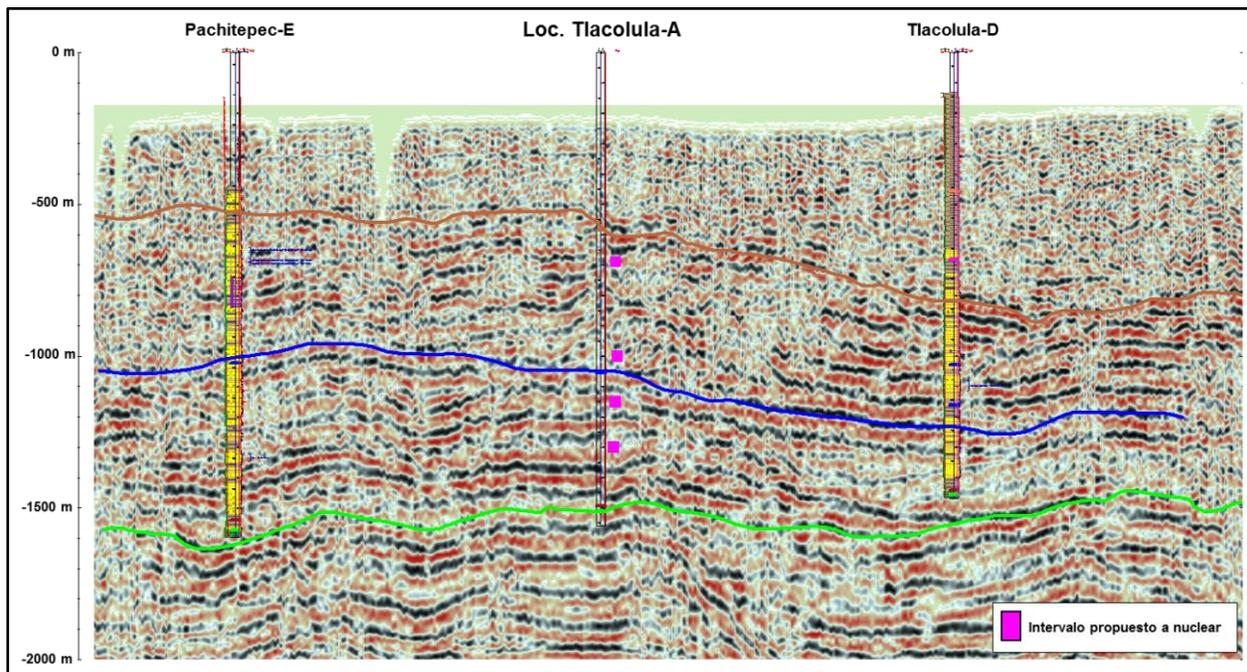


Figura 4.5. Línea sísmica Chontla 384 del Estudio Sismológica Chontla (PEMEX, 2010)

La columna geológica del sitio elegido para la perforación está controlada con la correlación directa con los pozos Pachitepec-E y Tlacolula-D. El rango de precisión esperado al nivel de los objetivos es de ± 100 m, utilizando la información sísmica 2D existente en el área (Figura 4.6).

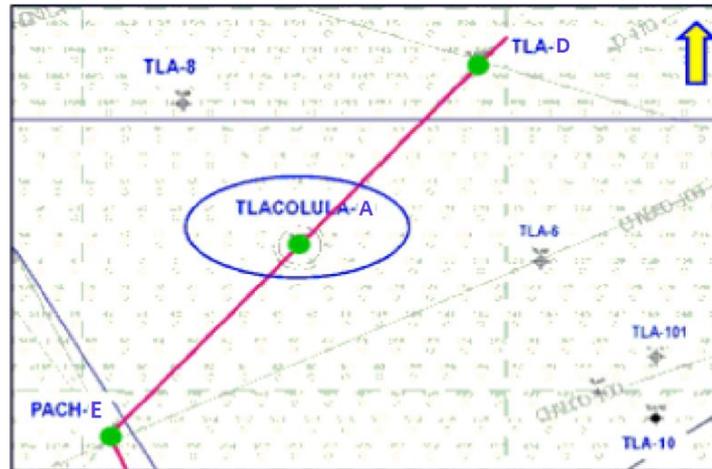


Figura 4.6. Correlación directa con los pozos vecinos (PEMEX, 2010)

La columna geológica del área en donde se ubica el pozo Tlacolula-A está constituida de sedimentos clásticos producto de depósitos turbidíticos que conforman abanicos submarinos de edad Eoceno-Paleoceno del Grupo Chicontepec. La Tabla 4.2 muestra la columna geológica probable a atravesar en la perforación del pozo.

Tabla 4.2. Columna geológica probable a atravesar en el pozo Tlacolula-A (PEMEX, 2010)

Edad o Formación	Profundidad (m.v.b.n.m.)	Profundidad (m.v.b.m.r.)	Profundidad (m.d.b.m.r.)	Espesor (m)	Litología probable
EM. Guayabal	+150	5	5	735	Lutitas
Pa. Chicontepec Medio	-585	740	740	470	Areniscas/Lutitas
Pa. Chicontepec Inferior	-1,055	1,210	1,210	440	Areniscas/Lutitas
Pa. Chicontepec Basal	-1,495	1,650	1,650	15	Lutitas
KS. Méndez	-1,510	1,665	1,665	50*	Margas
Profundidad Total	-1,560	1,715	1,715	----	----

*Penetrados dentro de la formación KS. Méndez

De acuerdo al programa recomendado de núcleos se tienen programados cortar un total de 4 núcleos de 9 m c/u en la Formación Chicontepec (Figura 4.5), se debe tener una recuperación mínima del 85 % para cada núcleo, los intervalos propuestos se muestran a continuación:

- Núcleo 1: intervalo 855-864 m.v.b.m.r.
- Núcleo 2: intervalo 1155-1164 m.v.b.m.r.
- Núcleo 3: intervalo 1305-1314 m.v.b.m.r.

- Núcleo 4: intervalo 1455-1464 m.v.b.m.r.

Se recomienda utilizar, en algunos casos doble barril muestrero para cortar dos núcleos de 9 m, en una sola bajada. Las formaciones objetivas se esperan a partir de los -600 m.b.n.m.

De acuerdo al programa de muestras de canal otorgado a la compañía registradora de hidrocarburos, deben recuperarse muestras puntuales cada 5 m a partir de la primera T.R. superficial y circular los tiempos de atraso cada vez que se requiera, para recuperar muestras en los cambios litológicos, manifestaciones de hidrocarburos y siempre antes del cambio de barrena.

Se considera realizar 3 pruebas de producción en los intervalos de interés económico, que se definirán con base en los registros geofísicos obtenidos. El estado mecánico programado del pozo se incluye en el Anexo II.

4.6. Metodología del Trabajo

Se procedió a la recopilación de la información de la geología regional y local del área de interés, del pozo Tlacolula-1, que dio origen a la explotación del campo Tlacolula, así como también de los pozos más cercanos que se han perforado cerca del área y todos los antecedentes de trabajos que se han realizado. Esto permitirá enriquecer las alternativas y la adquisición de la información derivada de la perforación del pozo, tener una mejor correlación con los pozos vecinos y optimizar los recursos económicos.

Posteriormente se proporcionó un programa de perforación cuyos objetivos son definir la estratigrafía (control geológico) durante la perforación e identificar la presencia de los cuerpos arenosos con impregnación de hidrocarburos. Durante la perforación se lleva un registro que incluye al identificación y descripción de la litología, características texturales de la roca y manifestaciones de los hidrocarburos, cambios litológicos, contactos y la microfauna determinativa (fósiles índice) que proporcionó el laboratorio de micropaleontología.

Aunque en el programa original de obtención de muestras de canal se indicaba que cada 5 m se recuperarían las muestras, en el trabajo de campo, es decir en el pozo, las

muestras se recuperaron cada 10 metros, a partir de la profundidad de 560 m.v.b.m.r., puesto que las formaciones objetivo se esperaban a partir de los 750 m.b.m.r., hasta la profundidad total, tomando en cuenta su respectivo tiempo de atraso para que la muestra fuera representativa de la profundidad, debido a que no se requería de tanto detalle sino hasta llegar a los intervalos de interés.

En la descripción de las muestras de canal se utilizó la nomenclatura de Folk (1951) para sedimentos detríticos. La obtención de las muestras y la correlación apoyada en registros eléctricos permitieron tener el control bioestratigráfico y definir la columna estratigráfica. De manera complementaria se hicieron láminas delgadas de los núcleos cortados para verificar la litología y sus constituyentes y la presencia de hidrocarburos en los cuerpos arenosos. También se realizó una correlación con el registro de resistividades y rayos gamma con los pozos adyacentes.

El equipo y materiales utilizados durante todo el proceso son los que se enlistan a continuación:

- a) Microscopio estereoscópico y petrográfico para análisis de las muestras de canal y láminas delgadas realizadas de los núcleos.
- b) Pinzas, piquetas, placas, fluoroscopio, pincel, placas de 60 casillas, charola triangular, goma de tragacanto.
- c) Tabla bioestratigráfica de la zona para correlación estratigráfica.
- d) Láminas delgadas.
- e) Tamices de diferentes mallas.
- f) Bandejas para muestras, coladores, bolsas de manta, de plástico, marcadores rojo, negro y sobres para muestras de paleontología.
- g) Estación de trabajo, registros geofísicos para correlación (papel), formatos semanales de operación, litología, reporte, registró compuesto, "check-list" para registro y compañía detectora de hidrocarburos, libreta de tránsito, lupa y plano geológico.
- h) HCL AL 10 % para identificar tipo de matriz o cementante de la roca, ya sea de arcilla o calcárea.
- i) Fenolftaleína para descartar la presencia de cemento utilizado durante la etapa de cementación.
- j) Alizarina para verificar la presencia de carbonatos y dolomías.

El procedimiento para el geólogo de subsuelo en la recuperación de núcleos en el orden establecido es el siguiente:

1. Se recupera el barril muestrero de aluminio.
2. Se limpia perfectamente la funda de aluminio con estopa.
3. Se marca la funda de aluminio con dos rayas de colores: una roja y una negra. La raya roja hacia la derecha y la raya negra hacia la izquierda; de preferencia con pintura de aceite (espray) marcando también la profundidad de cada metro, nombre del pozo y número de núcleo (Figura 4.7).
4. Posteriormente se procede a quitar el “core-cash” y se recupera la primera muestra de 10 centímetros que corresponden a la parte inferior del núcleo.
5. Se corta el primer metro del tubo de aluminio y se saca la parte superior del primer metro cortado, en sentido ascendente del depósito y así sucesivamente hasta completar los 18 fragmentos de 10 centímetros. Si se tiene cabina detectora de hidrocarburos, se analizan cada fragmento, se anotan los datos de gas contenidos en la muestra, fluorescencia, solubilidad y su descripción preliminar (Figura 4.7).
6. Se llena el formato de núcleos con todos los datos, siguiendo las normas establecidas del departamento de control geológico de subsuelo, en original y 2 copias, una para el técnico del pozo, otra para el expediente del pozo y la otra como referencia para el laboratorio donde se hace la descripción detallada del núcleo.

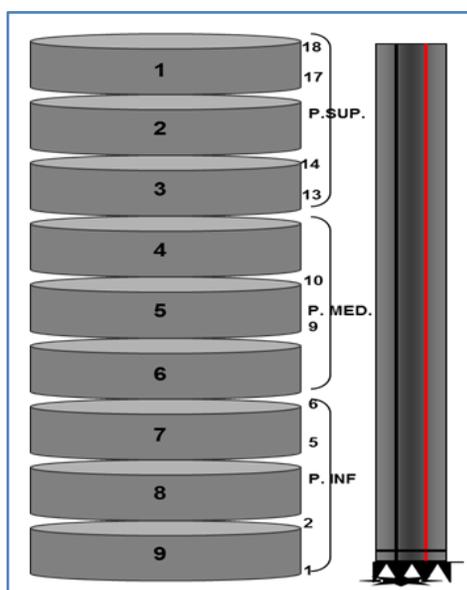


Figura 4.7. Procedimiento para el marcado y cortado del núcleo (PEMEX, 2010)

Nota. Cada metro cortado debe sellarse en cada extremo con tapa de hule y reforzada con cinta gris metálica.

Para la descripción de muestras de canal y núcleos deben considerarse las siguientes características:

1. **Tipo de roca** (lutita, litarenita, caliza mudstone, etc.).
2. **Color** (gris oscuro, gris claro, crema, etc.).
3. **Textura** (incluyendo el tamaño del grano, redondez y clasificación textural).
4. **Cementante / Matriz.**
5. **Fósiles y accesorios.**
6. **Estructuras sedimentarias.**
7. **Porosidad** (primaria y/o secundaria, y anotar si contiene hidrocarburos).

La clasificación en la descripción de muestras de canal, de bien a mal clasificada, depende de la selección y se determina utilizando el cuadro de comparación de la Figura 4.8. El grado de clasificación o selección es la propiedad que describe la variabilidad del tamaño de grano en una roca sedimentaria detrítica. Aquellas rocas que muestran solo una clase granulométrica bien definida, siendo el tamaño de todas las partículas similar, se dicen que están bien clasificadas. Por el contrario, aquellas en que sus constituyentes presentan una gran diversidad de tamaños se denominan mal clasificadas. La clasificación de una roca es una propiedad que condiciona fuertemente su porosidad, y por lo tanto su comportamiento frente a la circulación de cualquier fluido, ya sea agua, gas o aceite.

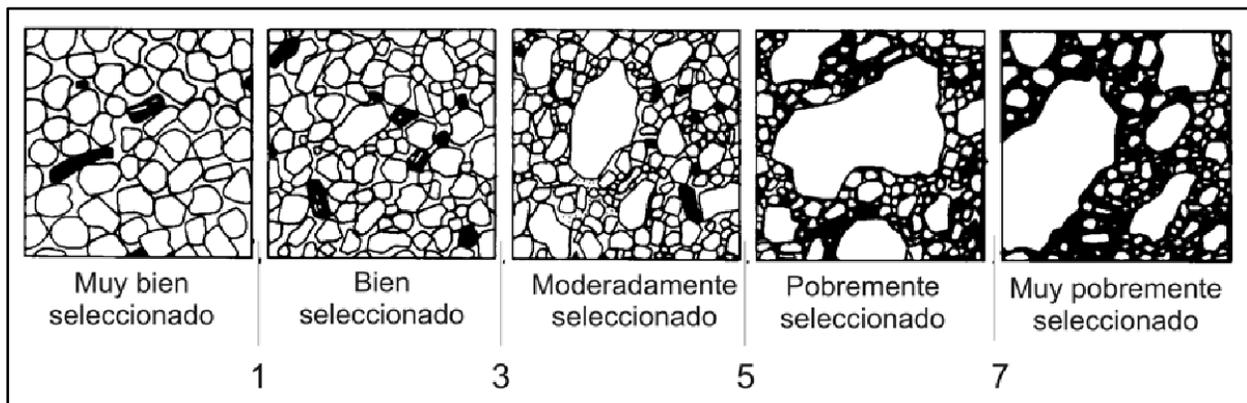


Figura 4.8. Imágenes de selección de materiales clásticos (areniscas) visto a la lupa (Compton, 1962). Los números representan los intervalos granulométricos incluidos en el 80 % del material

La esfericidad es la medida del grado a que se aproxima una partícula a la forma de una esfera. Definiendo también el comportamiento dinámico de la partícula. La redondez tiene que ver con el grado de angulosidad de las aristas y vértices de un clasto, independientemente de su forma, es una propiedad muy importante pues está relacionada con el transporte, el mayor o menor desgaste indicará mayor o menor transporte (Figura 4.9).

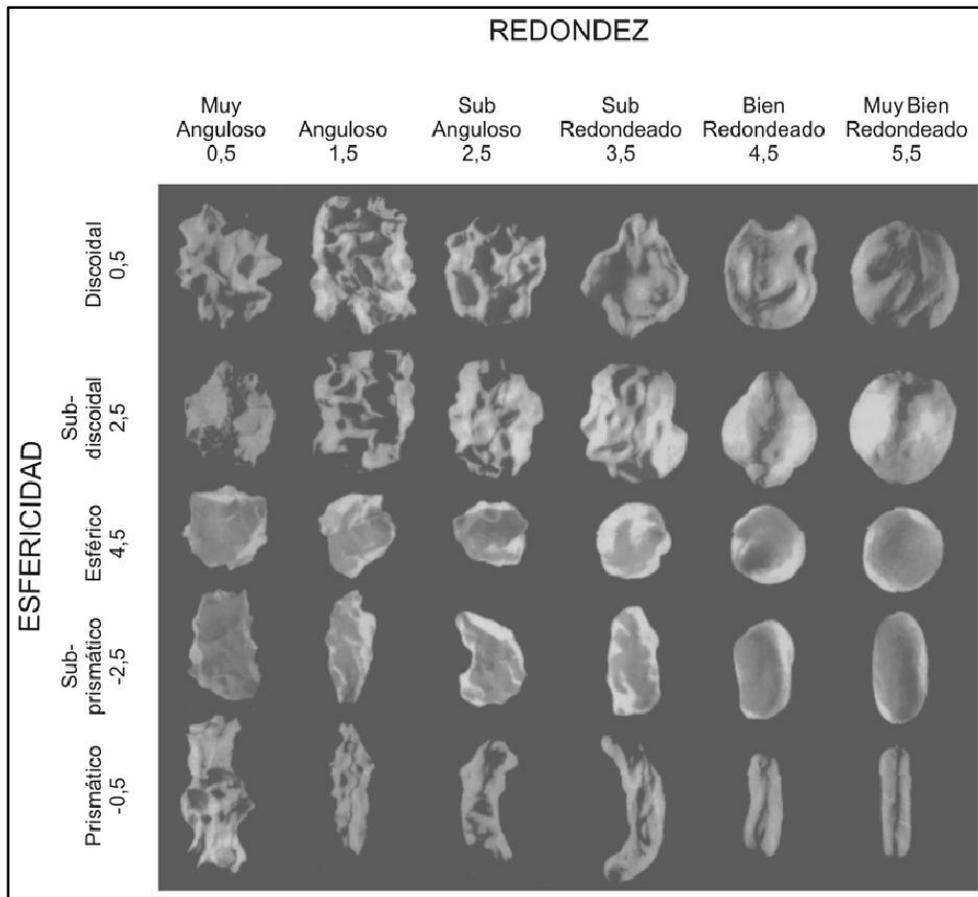


Figura 4.9. Cuadro de comparación visual para estimar el grado de redondez y esfericidad de los clastos (basado en Powers, 1953)

La madurez textural en la descripción de muestras de canal para este trabajo se determinó utilizando el cuadro de comparación de la Figura 4.10. Esta propiedad representa el grado de desarrollo que han alcanzado los procesos de transporte y sedimentación y si estos han sido no selectivos. Se dice que una roca sedimentaria es más madura cuanto más redondeados y seleccionados estén los clastos que la integran. La madurez textural es un índice que refleja el tiempo transcurrido entre la erosión del material original y su depositación final.

madurez textural			
Inmaduro	submaduro	maduro	super maduro
abundante matriz	matriz escasa o ausente		
clastos poco seleccionados		clastos bien seleccionados	
clastos angulosos a subredondeados			clastos redondeados
baja	discreta	alta	muy alta
disipación total de la energía			

Figura 4.10. Grado de madurez textural de los sedimentos clásticos (modificado de Folk, 1951)

Para establecer el tamaño de las partículas clásticas y los intervalos de clase dentro de las mismas, se utilizó la escala granulométrica de la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Clasificación de las rocas sedimentarias clásticas (epiclásticas) basada en la escala granulométrica de Udden-Wenworth (Teruggi, 1982)

	CLASTO	SEDIMENTO	mm	SEDIMENTITA ó ROCA SEDIMENTARIA	
PSEFITA	Bloque	<i>Aglomerado</i> <i>(Grava de bloques)</i>		<i>Aglomerado</i> <i>(Conglomerado de bloques)</i>	
	Guijón	<i>Gruesa</i>	256	<i>Grueso</i>	
	Guijarro	<i>Mediana</i>	128 64	<i>Mediano</i>	
	Guija	<i>Fina</i>	32 16 8 4	<i>Fino</i>	
PSAMITA	Grano	<i>Arena</i>	<i>Muy gruesa</i>	<i>Arenisca</i>	<i>Muy gruesa</i>
			<i>Gruesa</i>		<i>Gruesa</i>
			<i>Mediana</i>		<i>Mediana</i>
			<i>Fina</i>		<i>Fina</i>
			<i>Muy fina</i>		<i>Muy fina</i>
PELITA	Partícula	<i>Limo</i>	<i>Grueso</i>	<i>Limolita</i>	<i>Grueso</i>
			<i>Mediano</i>		<i>Mediano</i>
			<i>Fino</i>		<i>Fino</i>
			<i>Muy fino</i>		<i>Muy fino</i>
			<i>Gruesa</i>		<i>Gruesa</i>
		<i>Arcilla</i>	<i>Mediana</i>	<i>Arcilita</i>	<i>Mediana</i>
			<i>Fina</i>		<i>Fina</i>
			<i>Muy fina</i>		<i>Muy fina</i>

La clasificación porcentual en la descripción de muestras de canal se determinó tomando como referencia los porcentajes de la Figura 4.11.

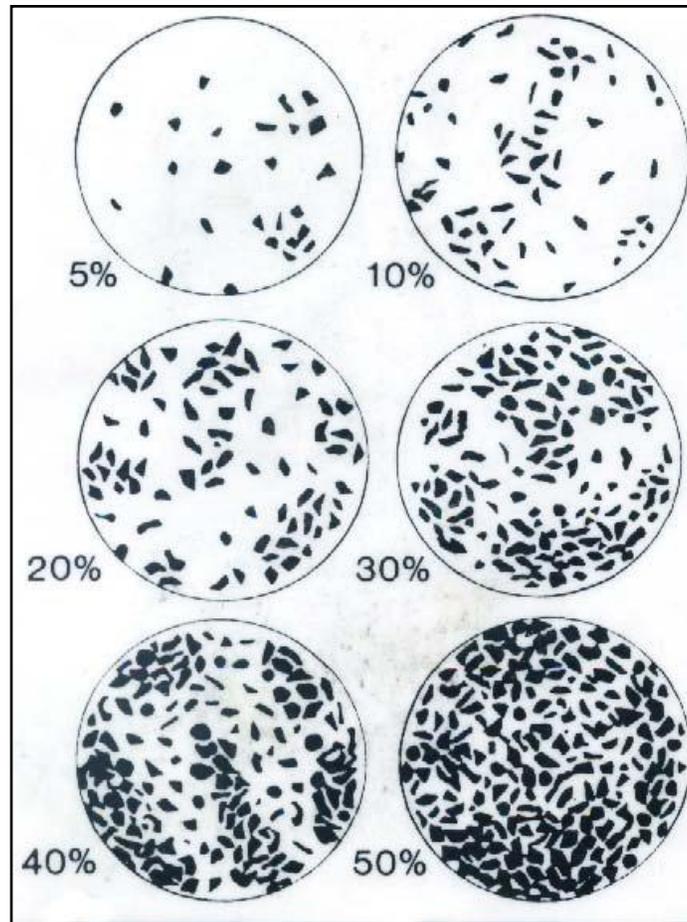


Figura 4.11. Cuadro de cuantificación por comparación visual (PEMEX, 2010)

4.7. Muestras de canal

Las muestras de canal se obtienen durante la perforación del pozo, son los fragmentos de roca cortados por la barrena, los cuales son suspendidos por el fluido de perforación y sacados a la superficie a través del sistema circulatorio de perforación, posteriormente el recorte es recolectado en las temblorinas (tamices o cribas vibratorias) para su análisis.

Las muestras de canal son evidencias físicas de la litología existente en el subsuelo, de ellas se puede obtener la mineralogía, la litología y la fluorescencia, entre otras

propiedades, que sirven para definir parcialmente las formaciones atravesadas durante la perforación del pozo.

Las muestras se recuperaron cada 10 m, reduciendo el intervalo hasta cada metro, conforme se acercara a la profundidad que se tenía programada para cortar los núcleos y aumentara el porcentaje de areniscas y la impregnación de aceite en la muestra.

La profundidad total del pozo Tlacolula-A fue de 1691 m.v.b.m.r.

La descripción de las muestras de canal recuperadas durante la perforación del pozo se incluye en el Anexo III.

4.8. Corte de Núcleos

Los núcleos, mediante análisis de laboratorio, proporcionan una valiosa información de las formaciones que se desean evaluar. Estos análisis incluyen: estudios de petrografía, diagénesis y ambiente de sedimentación, estudios de sensibilidad mediante desplazamiento de fluidos a través de muestras, difracción de rayos X para mineralogía de la formación, porosidad efectiva, permeabilidad, densidad del grano, presión capilar, humectabilidad, saturación de fluidos, factor de formación entre otros.

Los núcleos se deben cortar en un intervalo con un alto porcentaje de areniscas (> 70 %) y con una buena impregnación de aceite, para obtener una muestra representativa de la formación contenedora de hidrocarburos que permita definir el horizonte productor.

El equipo de corte de núcleo utilizado en el pozo Tlacolula-A fue:

- Barril muestrero de 6 3/4" x 4" x 11.05 m (longitud total del barril).
- Corona PDC de 8 1/2" pulgadas Tipo CL11, 7 aletas, 31 cortadores de 13 mm, TFA: 0.82 In².
- Sistema de manga estándar de Aluminio.
- "Core Catcher" convencional.
- Se proponen otros dos tipos de coronas, para formaciones más agresivas (duras) que pudieran encontrarse en el transcurso del proyecto.

Aunque el programa de perforación de núcleos recomendaba el corte de 4 núcleos, debido a que no se detectaron demás intervalos con un porcentaje adecuado de areniscas y buena impregnación de hidrocarburos, solamente se cortaron 3 núcleos convencionales a las siguientes profundidades:

- Núcleo 1: intervalo de 886 a 895 m.v.b.m.r.
- Núcleo 2: intervalo de 1192 a 1201 m.v.b.m.r.
- Núcleo 3: intervalo de 1461 a 1470 m.v.b.m.r.

El reporte de los núcleos y su descripción litológica se incluye en el Anexo IV.

4.9. Petrografía de los Núcleos en Láminas Delgadas

El análisis microscópico de láminas delgadas de rocas es una herramienta muy importante en la petrografía, su objetivo es la determinación precisa de sus minerales constituyentes y de su estructura, es decir, la manera como estos elementos están asociados. La mayoría de los minerales son transparentes en láminas delgadas de espesor muy pequeño (alrededor de 30 μm), exceptuando algunos totalmente opacos, razón por la cual se preparan las láminas delgadas.

El análisis de las láminas delgadas necesita la apreciación de una serie de caracteres visibles, unos con luz ordinaria o natural, y otros con la ayuda de luz polarizada. Los cuerpos transparentes, en los cuales puede propagarse la luz, se dividen en:

- Cuerpos isótropos o monorrefringentes, en los cuales la luz se propaga con una velocidad independiente de la dirección. En ellos el índice de refracción es igual en todas las direcciones. Pertenecen a este grupo los minerales amorfos y los cristalizados en el sistema regular.
- Cuerpos anisótropos o birrefringentes, en los cuales la velocidad de la luz es función de su dirección de propagación y en ellos el índice de refracción varía según la dirección. Son birrefringentes los minerales cristalinos de todos los sistemas de cristalización, excepto los del sistema regular.

En petrografía microscópica se emplea el microscopio petrográfico polarizante cuyas características más importantes son el poseer una lente denominada polarizador, entre

la fuente luminosa y la preparación, que permite realizar observaciones con luz polarizada; tener una platina giratoria con limbo graduado que permite girar la preparación y medir los ángulos que ésta va tomando; y tener intercalada en el tubo, entre el objetivo y el ocular, otra lente denominada analizador que tiene un plano de polarización perpendicular al del polarizador, y que puede interponerse, o no, a voluntad.

Durante la perforación del pozo de desarrollo Tlacolula-A se cortaron 3 núcleos convencionales y se prepararon láminas delgadas para cada uno. A continuación se describen estas láminas delgadas.

Lámina delgada 1

Núcleo 1 (886 a 895 m.v.b.m.r.). La profundidad de la muestra de la lámina es de 891.08 m.v.b.m.r (Foto 4.1 y 4.2).

Vista general de una litarenita de grano fino. Los diámetros de grano varían entre limo grueso (0.05 mm) y arena media (0.39 mm) con predominio de tamaño arena fina (0.16 mm). Los granos son angulosos a subangulosos, bien seleccionados. La roca la conforman principalmente granos de cuarzo monocristalino, líticos terrígenos (lutitas y limolitas), fragmentos carbonatados (mudstone), bajos porcentajes de cuarzo policristalino, feldespatos, plagioclasas, pedernal y minerales opacos. Se presenta abundante cementante calcáreo y un bajo porcentaje de matriz arcillosa. La porosidad intergranular es muy baja; también se presentan trazas de porosidad secundaria por disolución del cementante, ésta última se encuentra parcialmente rellena por material opaco, posiblemente materia orgánica. La roca se considera con muy pobre calidad de yacimiento. Texturalmente se considera submadura a inmadura.

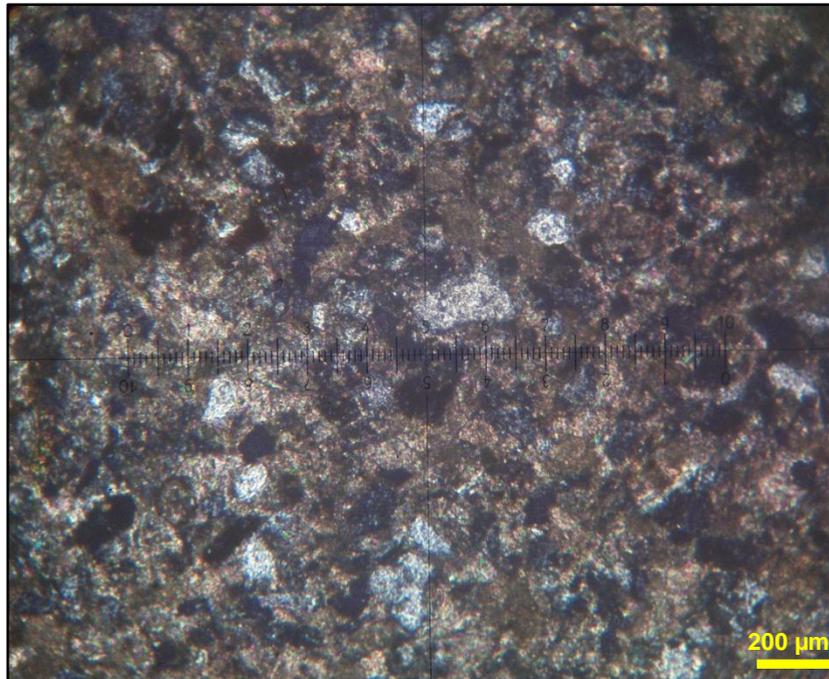


Foto 4.1. Vista lámina delgada # 1, núcleo 1, 891.08 m.v.b.m.r. (10x)

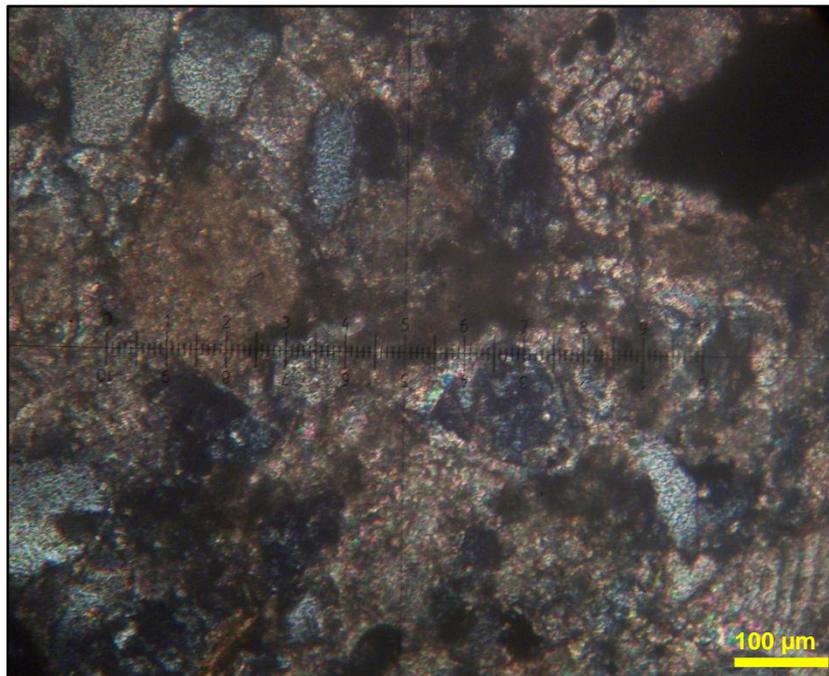


Foto 4.2. Vista lámina delgada # 1, núcleo 1, 891.08 m.v.b.m.r. (25x)

Lámina delgada 2

Núcleo 2 (1192 a 1201 m.v.b.m.r.). La profundidad de la muestra de la lámina es de 1195.77 m.v.b.m.r (Foto 4.3 y 4.4).

Vista general de una litarenita de grano medio. Los diámetros de grano varían entre limo grueso (0.05mm) y arena gruesa (0.63mm) con predominio de tamaño arena media (0.3mm). Los granos son subangulosos a subredondeados, moderadamente seleccionados, evidenciando moderado transporte y retrabajo. La roca la conforman principalmente granos de cuarzo monocristalino, líticos terrígenos (lutitas y algunas limolitas), fragmentos carbonatados (mudstone), bajos porcentajes de cuarzo policristalino, feldespatos plagioclasas, pedernal, minerales opacos y trazas de micas. Se presenta abundante cemento calcáreo y un bajo porcentaje de matriz arcillosa. La porosidad intergranular es muy baja; también existen trazas de porosidad secundaria por disolución del cementante, ésta última se encuentra parcialmente rellena por material opaco, posiblemente materia orgánica. La roca no se considera con calidad de yacimiento. Texturalmente es submadura a inmadura.

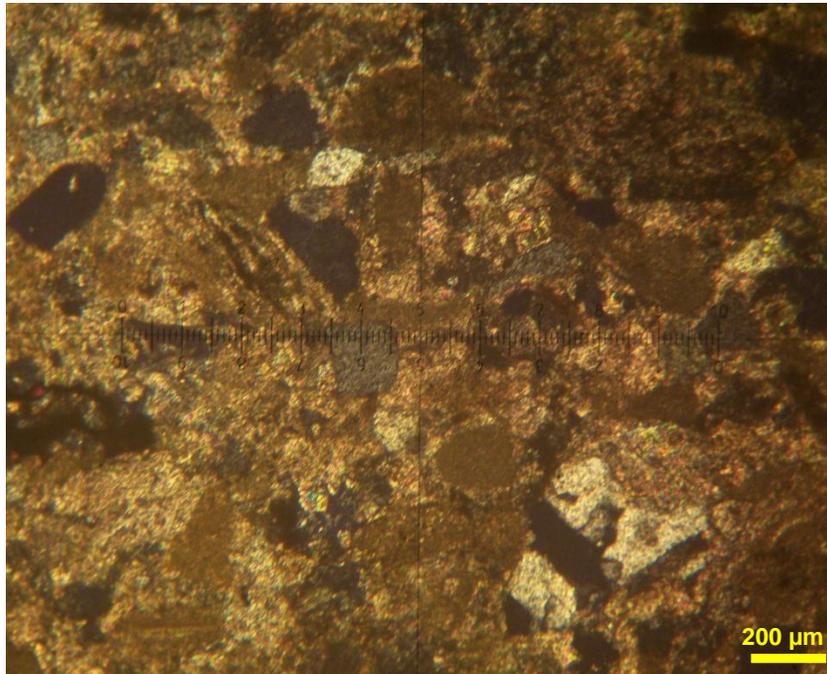


Foto 4.3. Vista lámina delgada # 2, núcleo 2, 1195.77 m.v.b.m.r. (10x)

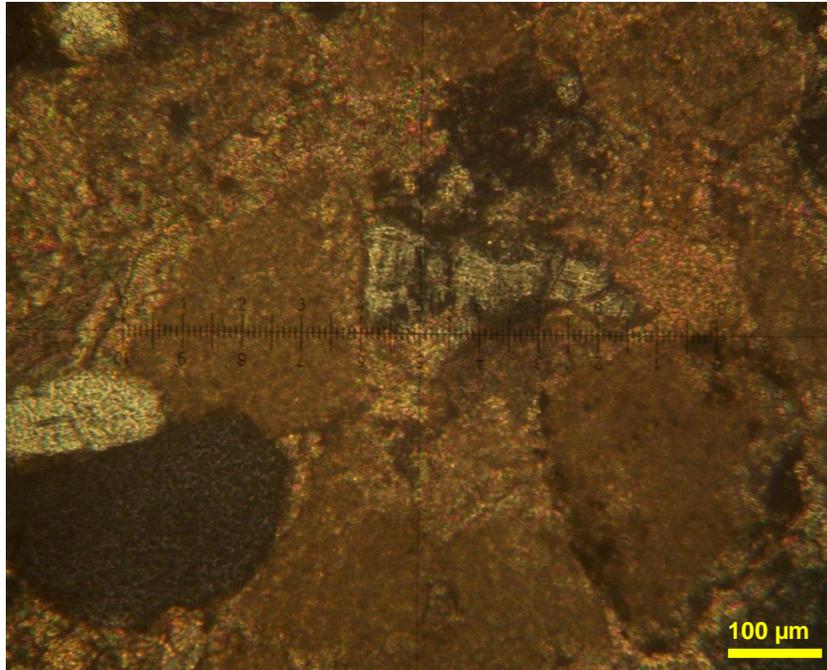


Foto 4.4. Vista lámina delgada # 2, núcleo 2, 1195.77 m.v.b.m.r. (25x)

Lámina delgada 3

Núcleo 2 (1192 a 1201 m.v.b.m.r.). La profundidad de la muestra de la lámina es de 1198.03 m.v.b.m.r (Foto 4.5 y 4.6).

Vista general de una litarenita de grano grueso. Los tamaños de grano varían entre arena muy fina (0.1 mm) y arena gruesa (1.0 mm) con predominio del diámetro de arena media (0.4 mm). Los granos son subangulosos a subredondeados, moderadamente seleccionados, evidenciando moderado transporte y retrabajo. Los granos de la roca son principalmente de fragmentos carbonatados (mudstone), líticos terrígenos (lutitas), bajos porcentajes de cuarzo monocristalino y policristalino, pedernal, feldespatos plagioclasas y minerales opacos. Se presenta abundante matriz arcillosa y en menor porcentaje cementante calcáreo. La porosidad primaria intergranular es muy baja, también existen evidencias de disolución parcial de algunos granos. La roca no se considera con calidad de yacimiento. Texturalmente es submadura a inmadura.

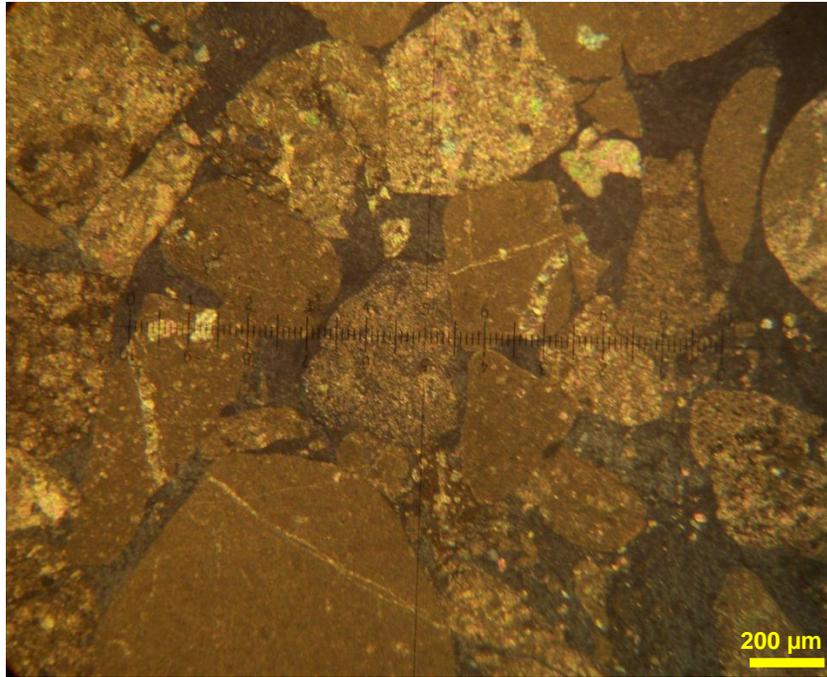


Foto 4.5. Vista lámina delgada # 3, núcleo 2, 1198.03 m.v.b.m.r. (10x)

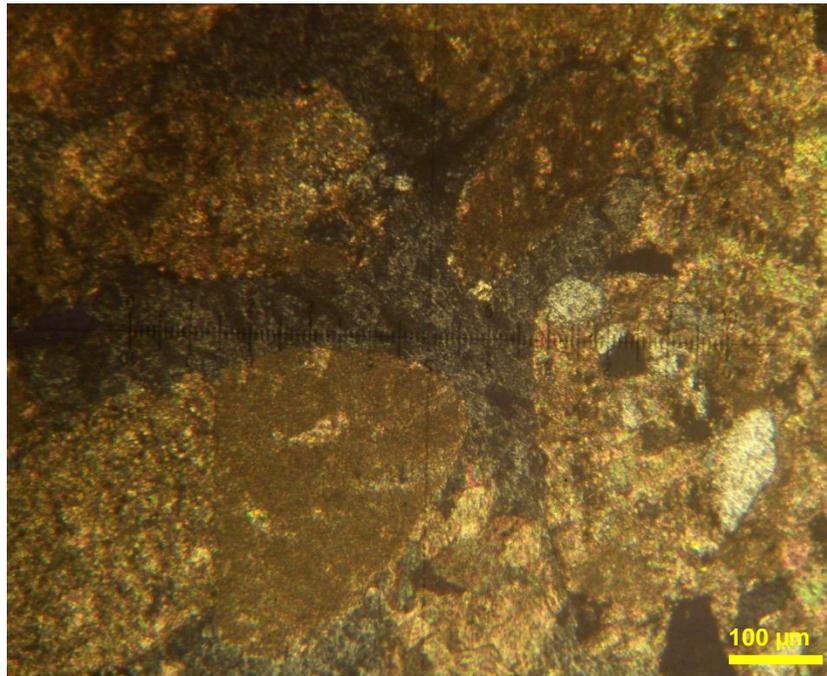


Foto 4.6. Vista lámina delgada # 3, núcleo 2, 1198.03 m.v.b.m.r. (25x)

Lámina delgada 4

Núcleo 3 (1461 a 1470 m.v.b.m.r.). La profundidad de la muestra de la lámina es de 1465.32 m.v.b.m.r (Foto 4.7 y 4.8).

Vista de una litarenita de grano medio. Los tamaños de grano varían entre limo grueso (0.06 mm) y arena mediana (0.5 mm) con predominio del tamaño de arena media (0.38 mm). Los granos son angulosos a subredondeados, pobremente seleccionados, evidenciando moderado transporte y retrabajo. La roca la conforman principalmente granos de cuarzo monocristalino, líticos terrígenos (lutitas), fragmentos carbonatados (mudstone), bajos porcentajes de cuarzo policristalino, pedernal, minerales opacos y feldespatos plagioclasas. Se presenta abundante cementante calcáreo y en menor proporción matriz arcillosa, parte de ésta de tipo autigénico. La porosidad primaria intergranular es muy baja, se presenta casi nula porosidad secundaria por fracturamiento y/o disolución del cementante calcáreo. La roca no se considera con calidad de yacimiento. Texturalmente es submadura a inmadura.

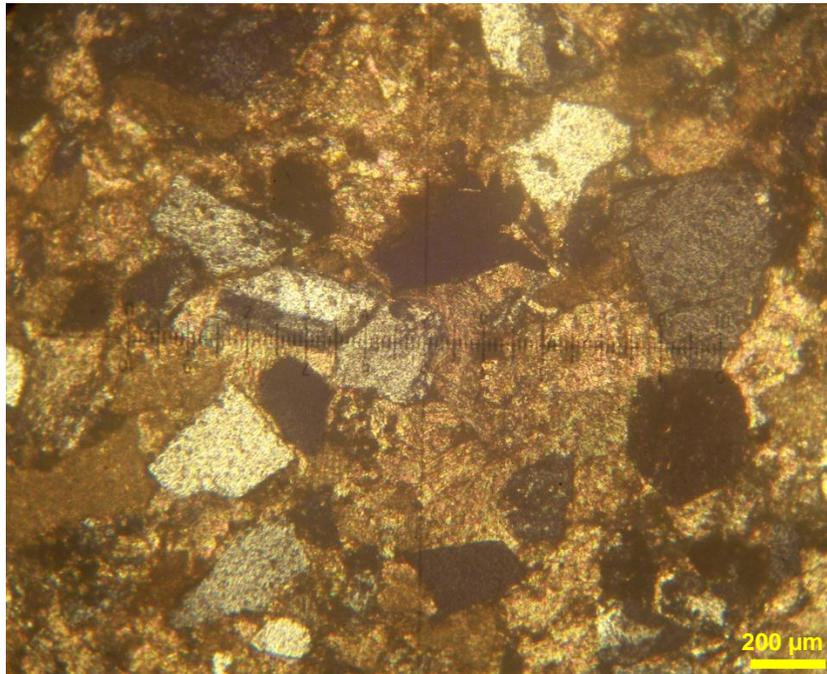


Foto 4.7. Vista lámina delgada # 4, núcleo 3, 1465.32 m.v.b.m.r. (10x)

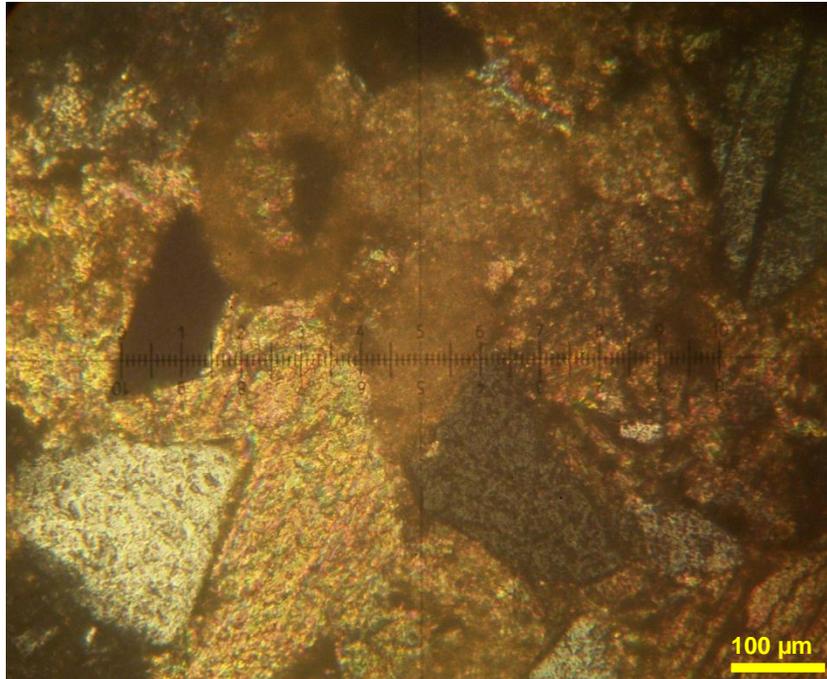


Foto 4.8. Vista lámina delgada # 4, núcleo 3, 1465.32 m.v.b.m.r. (25x)

Lámina delgada 5

Núcleo 3 (1461 a 1470 m.v.b.m.r.). La profundidad de la muestra de la lámina es de 1469.13 m.v.b.m.r (Foto 4.9 y 4.10).

Vista general de una litarenita de grano fino. Los tamaños de grano varían entre limo grueso (0.05 mm) y arena media (0.38 mm) con predominio relativo del tamaño de arena fina (0.21 mm). Los granos son angulosos a subangulosos, moderadamente seleccionados, evidenciando moderado a poco transporte y retrabajo. Los granos de la roca son principalmente de cuarzo monocristalino, líticos terrígenos (lutitas), fragmentos carbonatados (mudstone), muy bajos porcentajes de feldespatos plagioclasas, pedernal, cuarzo policristalino y minerales opacos. Se presenta abundante cemento calcáreo y un bajo porcentaje de matriz arcillosa. La porosidad primaria intergranular es muy baja, al igual que la de tipo secundario por disolución parcial del cementante calcáreo. Se observa que los espacios porosos formados por disolución del cementante calcáreo están rellenos por material opaco, posiblemente materia orgánica. La roca no se considera con calidad de yacimiento. Texturalmente es submadura a inmadura.

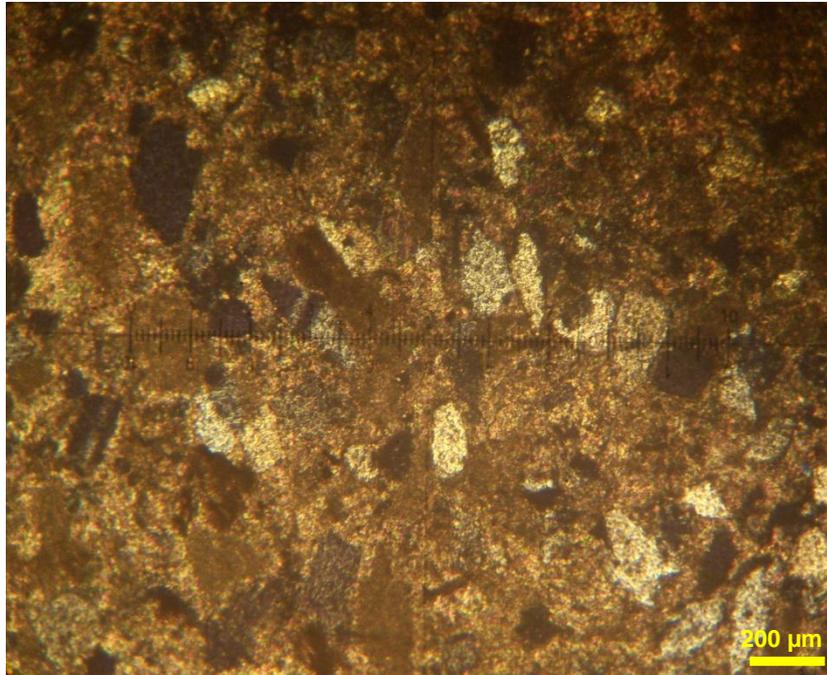


Foto 4.9. Vista lámina delgada # 5, núcleo 3, 1469.13 m.v.b.m.r. (10x)

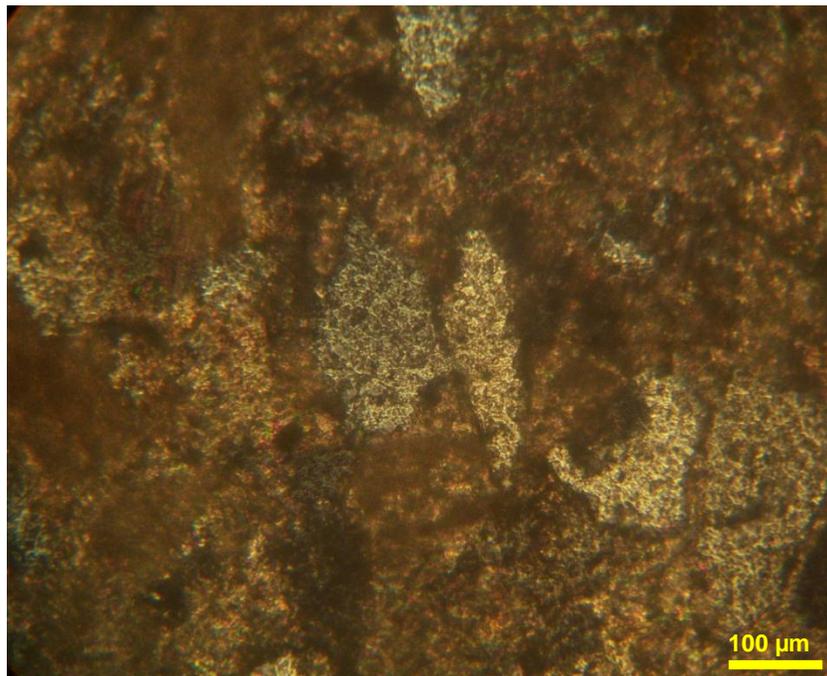


Foto 4.10. Vista lámina delgada # 5, núcleo 3, 1469.13 m.v.b.m.r. (25x)

4.10. Registros Geofísicos de Pozos

Hace medio siglo se introdujeron los Registros Geofísicos de Pozos en la Industria Petrolera, desde entonces, se han desarrollado y utilizado, en forma general, muchos

más y mejores dispositivos de registros. A medida que la ciencia de registros de pozos petroleros avanza, también se avanzó en la interpretación y análisis de datos de un conjunto de perfiles cuidadosamente elegidos. Por lo anterior se provee un método para derivar e inferir valores de parámetros tan importantes para la evaluación de un yacimiento como es la saturación de hidrocarburos y de agua, la porosidad, la temperatura, la permeabilidad, la litología de la roca de yacimiento y actualmente la geometría del pozo, los esfuerzos máximos y mínimos, el agua residual, etc.

El primer Registro Eléctrico se tomó en el año de 1927 en el noroeste de Francia, era una gráfica única de la resistividad eléctrica de las formaciones atravesadas, se realizaba por estaciones, se hacían mediciones y la resistividad calculada se trazaba manualmente en una gráfica, en 1929 se introdujo comercialmente y se reconoció la utilidad de la medición de la resistividad para propósitos de la correlación y para identificar las capas potenciales portadoras de hidrocarburos. En 1931, la medición del potencial espontáneo (SP) se incluyó con la curva de resistividad en el registro eléctrico y así sucesivamente se fueron dando los avances de los diferentes registros como el de echados, rayos gamma, neutrones, inducción, doble inducción, sónico de porosidad, de densidad, litodensidad, imágenes de pozo y actualmente otras mediciones de registro incluyen la resonancia magnética nuclear, la espectrometría nuclear (natural e inducida) y numeroso parámetros en agujeros revestidos.

Para evaluar la productividad del yacimiento, se requiere saber con qué facilidad puede fluir el líquido a través del sistema poroso. Esta propiedad de la roca que depende de la manera en que los poros están intercomunicados, es la permeabilidad. Los principales parámetros petrofísicos para evaluar un depósito son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor, área, permeabilidad, geometría, temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología, que desempeñan un papel importante en la evaluación, terminación y producción de un yacimiento. A continuación se mencionan los principales registros geofísicos tomados en el pozo Tlacolula-A.

Registro de Potencial Espontáneo (SP)

La curva de Potencial Espontáneo se basa en los fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas *in situ*. Es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el de un electrodo fijo en la superficie, en función de la profundidad, producido por la interacción del agua connata, el fluido de perforación conductivo y otras rocas selectivas de iones (lutitas). La curva SP por lo

general, define una línea más o menos recta en el registro, que se llama línea base de lutitas, enfrente de formaciones permeables, la curva muestra excursiones con respecto a la línea base de lutitas; en las capas gruesas estas deflexiones tienden a alcanzar una deflexión constante, definiendo así una línea de arena y la deflexión puede ser a la izquierda o a la derecha, dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo, el registro SP se mide en milivoltios (mV) y no se puede registrar en pozos llenos con lodos no conductivos, ya que estos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación.

Los registros SP son bastante útiles e informativos, entre sus usos se encuentran los siguientes:

- Diferencia rocas potencialmente productoras, permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- Define los límites de las capas y permite la correlación entre ellas.
- Proporciona una indicación de la arcillosidad de la capa.
- Ayuda en la identificación de la litología (mineral).
- Permite la determinación de la resistividad del agua de formación.

Registro de Rayos Gamma Naturales (RG)

El registro de Rayos Gamma es una medición de la radioactividad natural de las formaciones, casi todas las rocas presentan cierta radioactividad natural y la cantidad depende de las concentraciones de Potasio 40 (K^{40}), Uranio 238 (U^{238}) y Torio 232 (Th^{232}). En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

El registro de RG puede ser corrido en pozos entubados, lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro SP y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire o lodos a base de aceite. En cada caso, es útil para la localización de capas con y sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general.

Las propiedades de los Rayos Gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El isótopo de Potasio radioactivo y los elementos radioactivos de las series del Uranio y del Torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra, cada uno de estos elementos emite rayos gamma, el número y energía de estos es distintivo de cada elemento, al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de efecto fotoeléctrico. Por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan (reducen) al pasar a través de la formación. La tasa de absorción varía con la densidad de la formación, dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radioactivo por volumen de unidad, pero con diferentes densidades, mostrarán diferentes niveles de radioactividad, las formaciones menos densas presentan más radioactividad.

Los registros de GR son bastante útiles e informativos, entre sus usos se encuentran los siguientes:

- Diferencia rocas potencialmente productoras, permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- Define los límites de las capas y permite la correlación entre ellas.
- Proporciona una indicación de la arcillosidad de la capa.
- Ayuda en la identificación de la litología (mineral).
- En el caso de los registros GR y NGS (registro de espectrometría de rayos gamma naturales) detecta y evalúa depósitos minerales radioactivos.
- En el caso del registro NGS define las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio.

Registros Sónicos

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico se da simplemente en función del tiempo t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito t , que es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de

porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede correrse simultáneamente con otros servicios.

El principio en el que se basa este registro es la propagación del sonido en un pozo, es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. Estos incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta de registro. El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna del fluido. En el caso de registros de pozos, la pared y rugosidad del agujero, las capas de la formación y las fracturas pueden representar discontinuidades acústicas significativas.

Por lo tanto, los fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas dan lugar a la presencia de muchas ondas acústicas en el agujero cuando se está corriendo un registro sónico. Estas formas de onda se registraron con un arreglo de 8 receptores localizados de 8 a 11 ½ pies del transmisor. Se marcaron los diferentes paquetes de onda y aunque estos no están totalmente separados en el tiempo de este espaciamiento, pueden observarse los distintos cambios que corresponden al inicio de llegadas de compresión y cizallamiento y la llegada de la onda Stoneley.

El primer arribo u onda compresional es la que ha viajado desde el transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda compresional de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de cizallamiento es la que viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad de la onda de cizallamiento de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda del lodo (no muy evidente en estos trenes de onda) es la que viaja directamente del transmisor al receptor en la columna del lodo a la velocidad de onda de compresión del fluido del agujero.

La onda Stoneley es de gran amplitud y viaja del transmisor al receptor con una velocidad menor a la de las ondas de compresión en el fluido del agujero. La velocidad de la onda Stoneley depende de la frecuencia del pulso de sonido, del diámetro del agujero, de la velocidad de cizallamiento de la formación, de la densidad de la formación y del fluido, y de la velocidad de la onda de compresión en el fluido.

Registros de Densidad

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad, otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas. El principio en el que se basa es una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del agujero en un cartucho abatible, emite a la formación rayos gamma de mediana energía, se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la formación, con cada choque, los rayos gamma pierden parte de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida, esto se conoce como efecto Compton y los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación.

El número de colisiones en el efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación, en consecuencia, la respuesta de la herramienta de densidad está determinada esencialmente por la densidad electrónica (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La densidad de los electrones está relacionada con el volumen de densidad real, que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

Registros Neutrónicos

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad y responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación, por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido. Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de

neutrones con otro registro de porosidad o con un análisis de muestra. Una combinación del registro de neutrones con uno o más registros de porosidad proporciona valores de porosidad e identificación de litología aún más exactos, incluso una evaluación del contenido de arcilla. El principio en el que se basan estos registros es que los neutrones son partículas eléctricamente neutras; cada una tiene una masa idéntica a la de un átomo de hidrógeno. Una fuente radioactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos), estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación en lo que podría considerarse como colisiones elásticas de “bolas de billar”, con cada colisión, el neutrón pierde parte de su energía.

La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón, la mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual, es decir un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón, por lo tanto la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno de la formación. Debido a las colisiones sucesivas, en unos cuantos microsegundos los neutrones habrán disminuido su velocidad a velocidades térmicas, correspondientes a energías cercanas a 0.025 eV, entonces, se difunden aleatoriamente, sin perder más energía, hasta que son capturados por los núcleos de átomos como cloro, hidrógeno o silicio. El núcleo que captura se excita intensamente y emite un rayo gamma de captura de alta energía. Dependiendo del tipo de herramienta de neutrones, un detector en la sonda capta estos rayos gamma de captura o los electrones mismos. Cuando la concentración de hidrógeno del material que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de estos son desacelerados y capturados a una distancia corta de la fuente, por el contrario, si hay poca concentración de hidrógeno, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados, de acuerdo con esto, la tasa de conteo en el detector aumenta para bajas concentraciones de hidrógeno y viceversa.

Registros de Resistividad

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos, la electricidad puede pasar a través de una formación sólo debido al agua conductiva que contenga dicha formación. Con muy pocas excepciones, como el sulfuro metálico y el grafito, la roca seca es un buen aislante eléctrico. Además, las rocas perfectamente secas rara vez se encuentran, por lo tanto las formaciones subterráneas tienen resistividades medibles y finitas debido a la presencia de agua

dentro de sus poros o el agua intersticial absorbida por una arcilla. La resistividad de una formación depende de:

- La resistividad de agua de formación.
- La cantidad de agua presente.
- La geometría estructural de los poros.

La resistividad (resistencia específica) de una sustancia, es la resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario de las sustancias a una temperatura específica, las unidades de resistividad son los ohmios metro cuadrado por metro o simplemente ohmios metro (ohm-m). La conductividad es la propiedad inversa de la resistividad.

Las resistividades de formación por lo general varían de 0.2 a 1000 ohm-m, resistividades superiores a 1000 ohm-m son poco comunes en formaciones permeables pero se registran en formaciones impermeables de muy baja porosidad (por ejemplo las evaporitas). La resistividad de formación se mide ya sea al enviar la corriente a la formación y medir la facilidad con que fluye la electricidad o al inducir una corriente eléctrica en la formación y medir que tan grande es.

El principio de la medición de los registros de resistividad es introducir corrientes a la formación, por medio de electrodos de corriente y se miden los voltajes entre los electrodos de medición, estos voltajes proporcionan la resistividad para cada dispositivo, en una formación homogénea e isotrópica de extensión finita, las superficies equipotenciales que rodean un solo electrodo emisor de corriente (A), son esferas. El voltaje entre un electrodo (M) situado en una de esas esferas y uno en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea y el voltaje medido puede graduarse en una escala en unidades de resistividad.

Registros de Imágenes

Esta herramienta permite una observación continua detallada de las variaciones laterales y verticales de la formación. Con ella realmente se destaca la formación; procesando las corrientes eléctricas registradas por microelectrodos se obtienen las imágenes las cuales lucen como fotografías de núcleos.

Las herramientas de imágenes constan de cuatro brazos ortogonales, cada uno con un patín con electrodos pegados a la pared del pozo, que registran curvas de

microresistividad, las cuales son procesadas y transformadas en imágenes microeléctricas.

La orientación de la herramienta está controlada por un acelerómetro y un magnetómetro triaxiales; con la información de estos, se determina la posición exacta de la herramienta en el espacio, por tanto, la posición de los rasgos geológicos que ésta detecta.

Cada 0.2 pulgadas de movimiento del cable, se obtiene un valor de microresistividad de cada uno de los electrodos, que da como resultado curvas de gran resolución vertical, que junto a una amplia cobertura perimetral (dependiendo del diámetro del pozo), proporciona imágenes o mapas de resistividad de la pared del pozo, de buena nitidez y continuidad, en las cuales son evidentes una gran variedad de características texturales y estructurales de las rocas registradas.

Para leer las imágenes se establece un código de colores, que indica con tonos claros alta resistividad y tonos oscuros baja resistividad. Las bajas resistividades pueden estar relacionadas con minerales conductores de la electricidad como las arcillas, pirita y también con la presencia de filtrado de lodo no resistivo en fracturas, cavidades de disolución o en cualquier tipo de espacio poroso, oscureciendo la imagen; mientras que las altas resistividades (colores claros) están dados fundamentalmente por las rocas duras. Por esta razón al leer un registro de imágenes es necesario tener bien definida la litología, así como los elementos de los restantes registros corridos a hueco abierto.

Los echados de los elementos geológicos planares como: la estratificación, fracturamiento, fallamiento, discontinuidades sedimentológicas (discordancias, estilolitas, etc.) que son los más importantes, se observan en las imágenes como sinusoides.

Los estudios de las imágenes de pozos tienen gran importancia desde el punto de vista geológico y son de gran utilidad en los estudios de prospección de hidrocarburos porque:

- Proporcionan una metodología para el análisis estructural (determinación de fallas, sistemas de fracturas, etc.).

- Permiten la caracterización de cuerpos sedimentarios (capas delgadas, laminaciones, tipo de estratificación, etc.).
- Poseen sensores de alta resolución que permiten resaltar la textura de las rocas.
- Permiten realizar una evaluación de la porosidad secundaria (fracturamiento, barreras impermeables, disolución, entre otras).
- Definen las bases para el establecimiento de estudios sedimentológicos.

Durante la perforación del pozo de desarrollo Tlacolula-A se tomaron diversos registros geofísicos con cable (Tabla 4.4, Figura 4.12).

Tabla 4.4. Registros geofísicos tomados en el pozo Tlacolula-A (PEMEX, 2010)

Etapa de Perforación	Intervalo (m.d.b.m.r.)		Registro	Observaciones
	De	A		
Primera	150	550	Doble inducción con rayos gamma, Sónico de Porosidad Integrado y Desviaciones	Agujero de 12 1/4"
Segunda	550	1,691	AIT, GR, CNL, LDL (PEX en modo de alta resolución), DSI, ECS *Opcionales: OBMI/FMI (Según tipo de lodo), CMR	Agujero de 8 1/2"

BHC (Bore Hole Compensated).- Registro Sónico Compensado. **AIT** (Array Induction Tool).- Herramienta de Arreglo de Inducción. **GR** (Gamma Ray).- Registro de Rayos Gamma. **CNL** (Compensated Neutron Log).- Registro de Neutrón Compensado. **LDL** (Lito Density Log).- Registro de Litodensidad. **DSI** (Dipole Sonic Imager).- Imagen Sónica Dipolar. **ECS** (Elemental Capture Spectroscopy).- Espectrometría de Captura Elemental. **OBMI** (Oil-Base Mud Imager).- Imágenes Microeléctricas en Lodos Base Aceite. **FMI** (Formation Micro Imaging).- Imágenes Microeléctricas de Formación. **CMR** (Combinable Magnetic Resonance).- Resonancia Magnética Combinable.

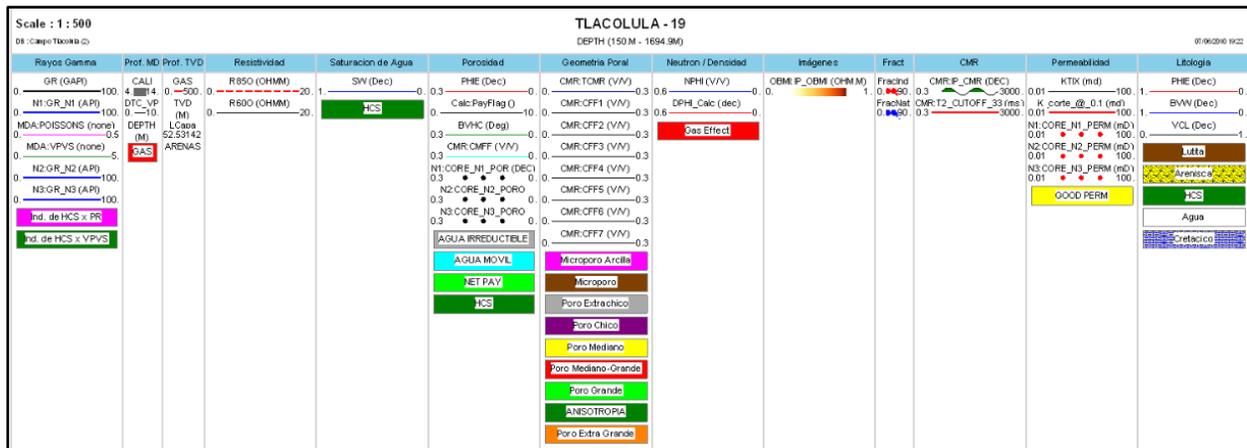


Figura 4.12. Encabezado del perfil de registros geofísicos del pozo Tlacolula-A (PEMEX, 2011)

4.11. Perfil Sísmico Vertical

La prospección sísmica emplea las ondas elásticas que se propagan a través del terreno y que han sido generadas artificialmente. El método involucra un elemento generador de ondas sísmicas denominado fuente, un medio de propagación (rocas, aire, agua) y un elemento detector-registrador de las ondas denominado receptor. Analizando las ondas registradas se espera obtener información de las propiedades elásticas y morfológicas del medio de propagación.

La prospección sísmica es una herramienta de investigación muy útil, con la que se puede inspeccionar con buena resolución desde los primeros metros del subsuelo (sísmica de alta resolución o sísmica superficial) hasta varios kilómetros de profundidad (sísmica profunda). Según esto, la sísmica profunda se emplea en la detección de reservorios petrolíferos (terrestres o marinos), grandes estructuras geológicas (plegamientos montañosos, zonas de subducción, etc.), yacimientos minerales, domos salinos, etc.; mientras que la sísmica superficial tiene mayor aplicación en las obras de ingeniería civil.

Las ondas elásticas que se propagan por el aire y el agua son mejor conocidas como “ondas acústicas u ondas sónicas” (sean o no audibles por el ser humano) y las que se propagan por el subsuelo se conocen como “ondas sísmicas”; sin embargo, desde el punto de vista físico no existen diferencias entre ellas.

La energía de deformación elástica liberada por una fuente sísmica se propaga por el subsuelo mediante ondas. Según el espacio en que se propagan existen ondas superficiales y ondas de cuerpo. Las ondas superficiales sólo se originan y propagan cerca de la superficie entre dos medios con propiedades elásticas distintas. Las más importantes son las que se propagan cerca de la superficie del suelo, entre ellas las ondas Rayleigh y las ondas Love. Las ondas de cuerpo se propagan a través de todo el volumen de material elástico. Cuando el material del subsuelo es isótropo sólo pueden propagarse dos tipos de ondas de cuerpo: las ondas P y las ondas S.

Las ondas P, también se conocen como ondas primarias, ondas irrotacionales u ondas compresionales. Como ellas presentan siempre mayor velocidad que las ondas S y que las ondas superficiales, son siempre las primeras en llegar a cualquier distancia de la fuente. En materiales isótropos las ondas P se caracterizan porque el movimiento de las

partículas del suelo al paso de la onda sigue la misma dirección en que ésta se propaga.

Las ondas S, también se conocen como ondas secundarias, ondas de corte u ondas equivoluminales. Siempre tienen menor velocidad que las ondas P y las partículas del suelo se mueven en una dirección ortogonal a la dirección en que se propaga la onda. Las ondas S se pueden descomponer en dos componentes vectoriales: ondas SV en las que el movimiento ocurre enteramente en un plano vertical, y ondas SH en las que el movimiento ocurre en un plano horizontal.

Las rocas y sedimentos no suelen ser materiales homogéneos, sino que son agregados de diferentes minerales, con espacios porosos de forma variable, llenos de fluidos como agua o aire, fracturas y microfracturas de diversas formas y orientaciones. Los sedimentos presentan casi siempre velocidades inferiores a 2000 m/s; las areniscas y lutitas velocidades entre 1000 y 3000 m/s, mientras que las rocas ígneas y metamórficas registran velocidades superiores a los 3500 m/s (Tabla 4.5).

Tabla 4.5. Velocidades típicas de onda P de algunos materiales (Cavada, 2000)

Material	Velocidad (m/s)
agua	1475
aire	350
arena	1400-2500
arcilla	900-2500
carbón	1500-2500
lutita	2000-3900
arenisca	1800-4200
caliza	3000-5000
gneis	3500-5000
esquistos	3000-4500
granito	4000-6000
gabro	6000

Los métodos de prospección sísmica se pueden clasificar según el tipo de ondas utilizadas para obtener información del subsuelo. Según este criterio se tienen métodos basados en:

- Ondas reflejadas
- Ondas cónicas o refractadas críticamente
- Ondas directas
- Ondas superficiales

El método de exploración sísmica más utilizado para prospección de hidrocarburos es el que utiliza ondas reflejadas y se denomina “método de reflexión sísmica”. El siguiente método en importancia es el que utiliza ondas directas y en esta categoría caen todos los registros sísmicos de pozo, los cuales tienen una variedad de técnicas, entre las que destacan:

- VSP
- WST
- Registro sísmico
- Downhole
- Crosshole
- Tomografía

Prospección por reflexión

La fuente y los detectores se encuentran en o cerca de la superficie y puede ser en tierra o en agua. La información del subsuelo es aportada por las ondas sísmicas que se reflejan como un eco, en las superficies de contacto (interfases) de estratos con propiedades elásticas diferentes. La información se suele presentar en forma de secciones sísmicas que constituyen una especie de radiografía o ecosonograma que revela las principales estructuras geológicas en el subsuelo tales como pliegues, fallas, intrusiones y patrones de sedimentación. Se utiliza principalmente para localización y detalle de estructuras geológicas favorables que pueden contener yacimientos de hidrocarburos a profundidades entre 1000 y 4000 m. También se utiliza con fines geotécnicos principalmente en agua, por ejemplo para determinar las condiciones del fondo marino para el anclaje de plataformas petroleras o el tendido de tuberías. En este caso la resolución suele ser excepcionalmente buena. En contraste, el método presenta muchos inconvenientes para su utilización con fines geotécnicos en tierra, a profundidades menores de 300 m.

La adquisición de datos con fines petroleros se suele efectuar a lo largo de un mallado de líneas sísmicas con extensiones del orden de 5 a 100 km por línea. Los tendidos

sísmicos pueden tener una longitud de 3 o 4 km a cada lado de la fuente y utilizar entre 48 y 1024 canales de grabación. El número de canales de grabación se ha ido incrementando con el tiempo y actualmente puede llegar hasta 10000 canales. La exploración puede ser de reconocimiento, de detalle y 3D. En la exploración de reconocimiento la distancia entre líneas es de hasta 10 km, en la de detalle hasta 2 km y en 3D hasta 50 m. El tiempo de registro por cada disparo es de 4 a 6 segundos con explosivos, y de 10 a 15 segundos si la fuente son camiones vibradores. El intervalo de muestreo es de 2 ms (milisegundos) o 4 ms (milisegundos) y el rango de frecuencias útiles de las reflexiones está en la banda de 10 a 80 Hz, con un máximo entre 35 y 40 Hz.

Prospección por refracción

En este tipo de registro la fuente y los detectores se encuentran en la superficie, la cual en la mayoría de los casos es tierra. La información del subsuelo es aportada por las ondas sísmicas refractadas críticamente en las interfases entre estratos de diferente velocidad de ondas sísmicas compresionales (ondas P). Estas ondas refractadas críticamente también se conocen como ondas cónicas, ondas de primera llegada, ondas de cabecera u ondas laterales. Con excepción de las ondas directas hasta cierta distancia, las que primero llegan a los receptores desde el instante en que se produce la liberación de energía en la fuente, por lo que identificarlas y medir el tiempo de llegada suele ser relativamente sencillo.

La mayor aplicación del método es para la exploración del subsuelo con fines geotécnicos o mineros a profundidades entre 0 y 100 m. Es efectivo para delimitar la interfase entre medios elásticos con un fuerte contraste de velocidad (mayor que 2:1), tal como el que existe entre el basamento de roca inalterada y el material de recubrimiento constituido por aluvión o por roca meteorizada. No suele ser de utilidad para delimitar estratos sedimentarios entre sí.

VSP

El VSP (Vertical Seismic Profile) o perfil sísmico vertical es una técnica de exploración sísmica en la que se tiene una fuente sísmica en la superficie con varios detectores fijos en un pozo. Se obtienen registros sísmicos, similares a los de reflexión, para varias distancias de la fuente al pozo, con los que se construye una sección sísmica de su entorno. Las principales aplicaciones del VSP son: diferenciar entre reflexiones primarias y múltiples, medir velocidades de onda compresional y de corte y para la

conversión de tiempo a profundidad de las secciones sísmicas de reflexión. Este método aprovecha ondas directas y ondas reflejadas.

WST

El WST (Well Seismic Tool) o tiros de verificación, es una técnica en la que se tiene una fuente sísmica fija en superficie y una sonda (WST) con un receptor dentro del pozo. Para una profundidad dada de la sonda, se obtiene un registro sísmico en el cual se mide el tiempo de viaje de las ondas primarias desde la fuente hasta el receptor. El procedimiento se repite para varias profundidades de la sonda. Sus principales aplicaciones son para obtener la función de conversión de tiempo a profundidad para las secciones sísmicas de reflexión y para calibrar los registros sísmicos.

Registro sísmico

En esta técnica se utiliza una herramienta de pozo, la cual contiene un emisor de ondas sísmicas y un par de receptores a distancias fijas con respecto al emisor. La herramienta se introduce por el pozo y a intervalos regulares de profundidad se mide el tiempo de tránsito de una señal sísmica desde el emisor hasta los receptores. Se produce una onda cónica producida por refracción crítica en la formación geológica. El inverso de ese tiempo de tránsito representa la velocidad de propagación de las ondas sísmicas en el subsuelo a la profundidad donde se efectuó la medición. El método se caracteriza por su alta resolución para delimitar estratos y tiene gran utilidad en estudios de petrofísica, estratigrafía, producción de yacimientos y correlación de secciones sísmicas con las formaciones geológicas.

Downhole

Este método es similar al WST, la diferencia estriba en que las aplicaciones del downhole están más enfocadas a la geotecnia, a profundidades son someras (0-100 m). Usualmente se utilizan sondas con detectores de tres componentes vectoriales: una vertical y dos horizontales en direcciones ortogonales. Se registran las ondas P y S típicamente a intervalos de profundidad de 1 pie. Su finalidad es obtener los parámetros elásticos dinámicos como función de la profundidad en el entorno del pozo. Suele ser bastante efectivo y permite aprovechar mejor la inversión realizada en la perforación. Dos dificultades con este método son que requiere mucha precisión en la determinación de los tiempos de primera llegada de las ondas si se desea obtener velocidades a intervalos definidos y que el pozo esté revestido.

Crosshole

Esta técnica tiene su principal aplicación en estudios geotécnicos y requiere la perforación de al menos dos pozos y preferiblemente tres pozos alineados de igual profundidad, con una separación de unos 3 a 8 m. Igual que en el downhole, se utiliza una sonda que detecta tres componentes vectoriales de las ondas sísmicas; la diferencia está en que la fuente no permanece fija en superficie, sino que se coloca a la misma profundidad que la sonda en un pozo adyacente. Si se utilizan tres pozos alineados, se baja la fuente en uno de ellos y una sonda en cada uno de los otros dos. Las dificultades son las mismas que las del downhole, a las que se agrega la necesidad de utilizar una fuente sísmica dentro de un pozo. Se pueden usar también emisores y sensores de radar.

Tomografía

Al igual que el crosshole requiere la perforación de dos o tres pozos alineados. También se colocan detectores en uno o dos pozos y la fuente en el tercero. La variante es que se toman registros de todas las combinaciones posibles de profundidades de fuentes y detectores. De esta forma el subsuelo entre los pozos es atravesado por numerosas y diferentes trayectorias fuente-receptor, lo cual permite plantear sistemas de ecuaciones para calcular la distribución de velocidades y calidad de la roca. Existen modalidades en las que también se utilizan fuentes en superficie a diversas distancias del pozo (como en el VSP). Esta técnica requiere un procesamiento más elaborado pero proporciona secciones bidimensionales del subsuelo de buena resolución. Tiene aplicaciones en Geotecnia y minería. Existe una variante del método que utiliza radar en lugar de ondas sísmicas.

En el pozo Tlacolula-A, como parte de las actividades posteriores a la perforación, para la caracterización del subsuelo en el área del pozo, se llevó a cabo un Perfil Sísmico Vertical (VSP), para evaluar el potencial petrolífero del yacimiento alojado en las arenas del Grupo Chicontepec y brechas, a través de una determinación sencilla de sus mejores cuerpos.

El equipo utilizado para llevar a cabo este registro constó de la unidad de registro (sismógrafo), herramienta multinivel Geochain (detector), camión vibrador, camión con malacate y poleas.

El camión “vibro-sismo” se colocó a una distancia de 18.9 m al NE de la ubicación del pozo. Los siguientes parámetros se determinaron a partir de las pruebas realizadas antes del registro:

Frecuencia del barrido: 8 – 96 Hz
 Longitud del barrido: 14 segundos
 Descripción de sweep: Lineal
 Taper: 300 MS
 Intervalo de muestreo 1 MS
 Vibrador HEMI 60: 60,000 Lb

El equipo de registro (sismógrafo) se instaló en un camión con malacate, la descripción del equipo se observa en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Descripción del equipo de registro (sismógrafo) utilizado (PEMEX, 2011)

SISMÓGRAFO	
Modelo:	GSP Geochain System Panel
Formato:	VSProwess
Software de Adquisición	ACQ-VSProwess
Interface PC	GPIB (HS488) or USB
Número de canales:	8
Canales auxiliares:	4

Se utilizaron 4 herramientas en este pozo, bajando sobre agujero descubierto, su descripción y características se muestran en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Descripción de la herramienta (detector) utilizada (PEMEX, 2011)

DETECTOR	
Modelo:	Geochain asr con 4 niveles
Panel de control:	Geochain System Panel (GSP-1)
Diámetro del detector:	3 ½” pulg.
Longitud del brazo:	21 pulgadas
Presión máxima:	20, 000 PSI.
Temperatura máxima:	180° C
Longitud total del detector:	Ensamblado: 100m.

En la etapa preliminar se realiza el análisis para el control de velocidades y la obtención de corredores (incluidos en el Anexo V). En la última etapa se obtiene la gráfica de velocidades o Checkshot (Figura 4.13).

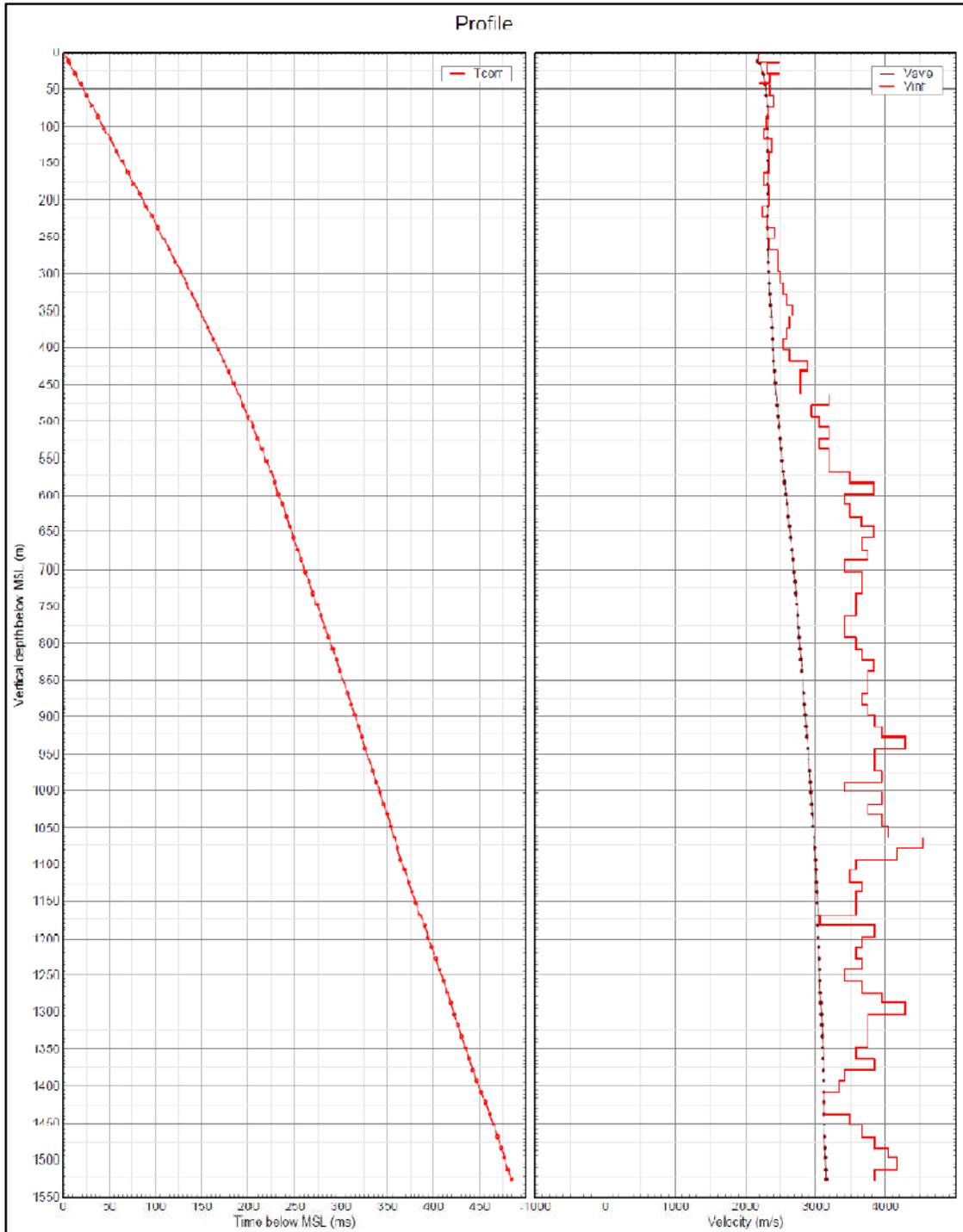


Figura 4.13. Curva tiempo vs profundidad y gráfica velocidad vs profundidad (PEMEX, 2011)

4.12. Columna Geológica del Pozo

La columna geológica del pozo Tlacolula-A se definió con la información directa existente y la recabada durante la perforación del pozo: descripción de muestras de canal recuperadas, núcleos cortados, así como la información indirecta aportada por el perfil sísmico vertical, registros geofísicos y por la correlación directa con los pozos Pachitepec-E y Tlacolula-D (Figura 4.14).

Con toda esta información se establece que el subsuelo que yace en la zona donde se localiza el pozo está constituido de sedimentos clásticos producto de depósitos turbidíticos (abanicos submarinos), que conforman el Grupo Chicontepec, cuya edad comprende el periodo Eoceno-Paleoceno.

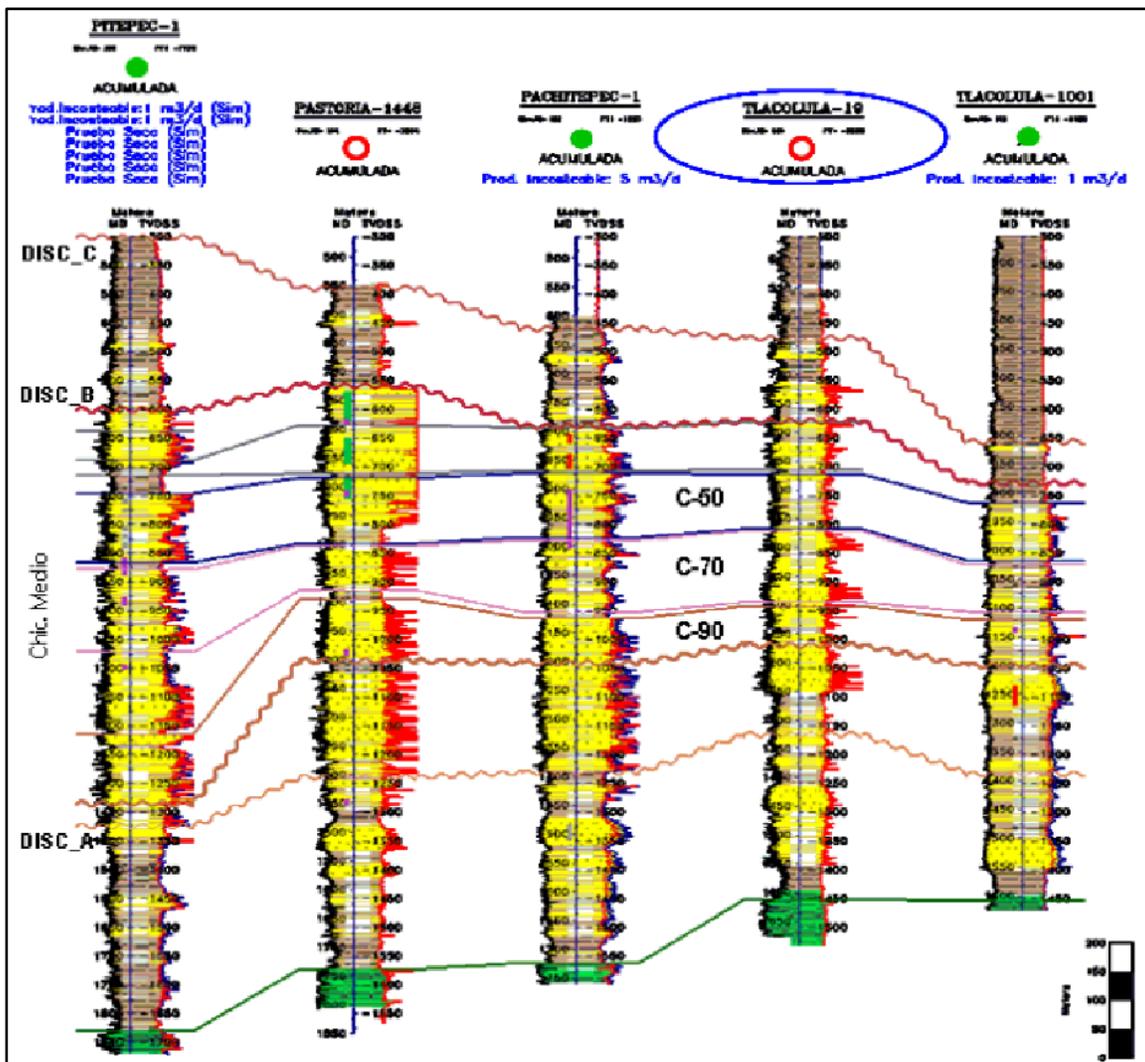


Figura 4.14. Correlación de registros del pozo Tlacholula-A con pozos vecinos (PEMEX, 2011)

La Tabla 4.8 muestra la columna geológica atravesada en la perforación del pozo.

Tabla 4.8. Columna geológica del pozo Tlacolula-A

Edad o Formación	Profundidad			Espesor (m)
	m.d.b.m.r	m.v.b.m.r.	m.v.b.n.m.	
E. GUAYABAL	Aflora	Aflora	-150	637
P. CHICONTEPEC SUPERIOR	637	637	487	143
P. CHICONTEPEC MEDIO	780	780	630	544
P. CHICONTEPEC INFERIOR	1,324	1,324	1,174	226
P. VELASCO	1,550	1,550	1,400	66
CRETÁCICO SUP. MÉNDEZ	1,616	1,616	1,466	75*
PROFUNDIDAD TOTAL	1,691	1,691	1,541	

* Penetrados dentro de la Formación KS. Méndez de edad Cretácico Superior

A continuación se describen las principales características de las unidades litológicas o formaciones que constituyen la columna estratigráfica:

Formación Méndez

Cima: 1616 [m.v.b.m.r.]

Espesor: se penetraron 75 [m]

Litología: Margas y calizas arcillosas de color gris, gris verde claro, café y café rojizo, con intercalaciones delgadas de bentonita gris, gris verdosa, verde y café rojizo.

Relación Estratigráfica: La Formación Méndez sobreyace concordantemente a la Formación San Felipe y es discordante con las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior; se presenta en contacto tectónico con rocas del Jurásico Superior al noroeste de las Truchas Veracruz, subyace concordantemente a la Formación Velasco Basal del Paleoceno.

Ambiente: Transicional.

Edad: Cretácico Superior (Maastrichtiano).

Formación Velasco

Cima: 1,550 [m.v.b.m.r.]

Espesor: 66 [m]

Litología: lutitas de color café rojizo y gris verdoso, con escasas intercalaciones de bentonita gris, gris verdosa y café rojizo.

Relaciones Estratigráficas: La Formación Velasco sobreyace en discordancia planiangular a la Formación Méndez, la separación entre ellas es por medio de una zona de brecha originada por el material arrojado por impacto del meteorito Chicxulub. El contacto superior es concordante con la Formación Chicontepec.

Ambiente: Batial Inferior.

Edad: Paleoceno Inferior (Daniano).

Formación Chicontepec Inferior

Cima: 1,324 [m.v.b.m.r.]

Espesor: 226 [m]

Litología: Arenisca de grano fino, constituida por cuarzo y fragmentos líticos, subredondeados, bien clasificados, incluidos en una matriz arcillo-calcárea. Presenta porosidad primaria intergranular y escasa impregnación de aceite. Presenta también intercalaciones de lutita de color gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea.

Relaciones Estratigráficas: El contacto superior de la Formación Chicontepec Inferior o Basal es discordante con las formaciones Chicontepec Medio, Chicontepec Superior y con las formaciones del Eoceno; su contacto inferior es por discordancia angular con todas las unidades del Jurásico Tardío y del Cretácico; es concordante al sur de Poza Rica, Veracruz, con la Formación Velasco.

Ambiente: Batial Inferior.

Edad: Paleoceno Superior (Selandiano)

Formación Chicontepec Medio

Cima: 780 [m.v.b.m.r.]

Espesor: 544 [m]

Litología: Alternancia de cuerpos de arenisca de color gris claro a gris verdoso, de grano fino a medio, constituida por fragmentos de cuarzo y líticos de color oscuro oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, incluidos en una matriz arcillo-calcárea; compacta, en ocasiones presenta color café con impregnación de aceite. Presenta porosidad primaria intergranular, con intercalaciones de lutita de color gris verde, arenosa y calcárea.

Relaciones Estratigráficas: El contacto superior de la Formación Chicontepec Medio es concordante en algunos sitios y discordante en otros con las formaciones Chicontepec Superior y Aragón; en tanto que el contacto inferior es también concordante y discordante con la Formación Chicontepec Inferior.

Ambiente: Batial Medio.

Edad: Paleoceno Superior (Thanetiano)

Formación Chicontepec Superior

Cima: 637 [m.v.b.m.r.]

Espesor: 143 [m]

Litología: Alternancia de cuerpos de arenisca de color gris claro y oscuro, de grano fino a medio, constituida por fragmentos de cuarzo y líticos de color oscuros, subangulosos a subredondeados y moderadamente clasificados, incluidos en una matriz arcillo-calcárea; compacta, en ocasiones presenta color café con impregnación de aceite. Presenta porosidad primaria intergranular e intercalaciones de lutita de color gris verdosa, ligeramente arenosa y calcárea.

Relaciones Estratigráficas: El contacto superior de la Formación Chicontepec Superior o Canal es concordante con la Formación Aragón por medio de cambio de facies; es también concordante con la Formación Guayabal. El contacto inferior es concordante con la biozona de la Formación Chicontepec Medio y se presenta en discordancia con la Formación Chicontepec Inferior.

Ambiente: Batial Superior.

Edad: Eoceno Inferior (Ypresiano)

Formación Guayabal

Cima: Aflora

Espesor: 637 [m]

Litología: Lutitas gris verdoso, ligeramente calcárea con escasas intercalaciones de areniscas de grano muy fino, constituidas por cuarzo y fragmentos líticos, subredondeados, bien clasificados, contenidos en una matriz arcillo-calcárea.

Relaciones Estratigráficas: En la Cuenca de Chicontepec, la Formación Guayabal sobreyace concordantemente a la Formación Aragón y subyace concordantemente a las formaciones Tantoyuca y Chapopote, también subyace en discordancia angular con la Formación Palma Real.

Ambiente: Nerítico Externo.

Edad: Eoceno Medio (Bartoniano-Luteniano).

4.13. Registro de Hidrocarburos

El Registro de detección de Hidrocarburos es una técnica que se aplica, prácticamente en toda la industria petrolera a nivel mundial utilizándose durante la perforación de pozos petroleros, principalmente de carácter exploratorio. En México, se tienen datos de su inicio de utilización desde finales de la década de los cuarenta.

El Registro de Hidrocarburos proporciona evidencia física del contenido de estos, en la formación durante la perforación del pozo, sólo se producen en esta etapa y son únicos e irrepetibles en el tiempo. El principio del método se basa en que los dientes de la barrena resquebrajan la formación en pequeños cortes dejando en libertad parte de los hidrocarburos contenidos en las formaciones porosas y permeables. La porción de los hidrocarburos liberada, ya sean líquidos o gaseosos, es transportada a la superficie por medio del lodo de perforación, en tiempo de atraso donde son detectados por el equipo que constituye una unidad detectora de hidrocarburos.

El servicio de registros incluye los sensores necesarios para llevar el cálculo exacto del tiempo de atraso, recuperación y descripción de muestras de canal, detección de gas en los cortes, gas total en el lodo, gas en la succión y/o recirculado, gas en las conexiones, gas de fondo, cromatografía de gases de C1 a iC5, detección de bióxido de carbono y gas sulfhídrico, cálculo de las geopresiones, análisis de lodos base agua y aceite, densidad de los mismos y control de volumen de los tanques de lodo.

El registro continuo de hidrocarburos tomado durante la perforación del pozo Tlacolula-A se incluye en el Anexo VI.

4.14. Resultados de Pruebas de Producción

Las pruebas de producción se llevan a cabo para obtener muestras representativas de los fluidos del yacimiento y para determinar la capacidad de flujo de fluidos, con presiones estáticas y de flujo de yacimientos específicos, para obtener información confiable referente al potencial de producción de los pozos al comienzo de su vida productiva comercial y hacer un pronóstico a largo plazo. Una vez terminado el proceso de perforación de los pozos, se determina el intervalo adecuado al cual deberá dispararse (perforaciones, cañoneos, punzados) con el objetivo de abrir los

revestimientos y permitir el flujo de los recursos hacia el interior del pozo y a la superficie. El objetivo fundamental es medir volúmenes de petróleo, gas y agua para calcular Q_o , Q_g y Q_w , simultáneamente a las mediciones de la presión de fondo (P_{fondo}) y cabezal ($P_{cabezal}$), ya sean estáticas (P_e) o de flujo (P_{wf}).

Las mediciones de presión y temperatura, las tasas de flujo y las muestras de fluidos son clave para comprender y predecir el comportamiento del yacimiento y las capacidades de producción.

En el pozo Tlacolula-A, con base en la información existente (set de registros tomados durante la fase productora, muestras de canal, perfil sísmico vertical, etc.), se definieron 5 intervalos a probarse, con el objetivo de determinar el daño, la permeabilidad y la capacidad productiva del pozo (Figura 4.15, Anexo II).

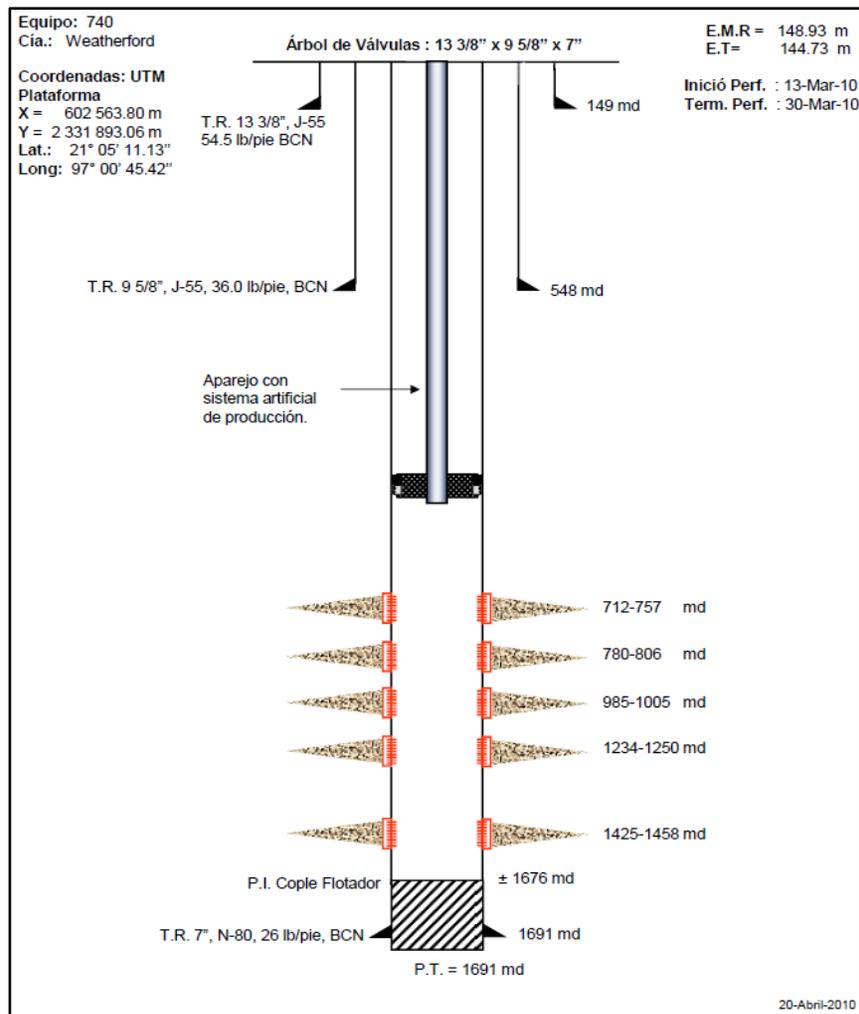


Figura 4.15. Estado mecánico del pozo con los intervalos propuestos a probarse (PEMEX, 2011)

Los intervalos se dispararon con pistolas 2 1/8", con una densidad de cargas de 13 cpm (cargas por metro) y fase de 60°. Se empieza disparando el intervalo más profundo (1425-1458 m.d.), por cada intervalo se realiza una prueba de inyección y se define tipo de fractura, posteriormente se efectúa el fracturamiento hidráulico convencional con apuntalante a través de la TR y se hace fluir el pozo hasta su limpieza. Si se decide probar el siguiente intervalo, se aísla el intervalo anterior, si es el caso, con tapón de arena y/o cemento, en caso contrario se introduce con el equipo de terminación el aparejo con accesorios para sistema artificial de producción, de acuerdo al diseño aprobado por la Coordinación de Ingeniería de Pozos e Infraestructura Superficial del AIATG, se hace fluir y se entrega el pozo para producción.

En la Tabla 4.9 se muestran los intervalos probados y los resultados de aforo para el pozo de desarrollo Tlacolula-A.

Tabla 4.9. Intervalos probados y resultados de aforo (PEMEX, 2011)

	Prueba I 27-May-2010	Prueba II 21-Jul-2011
Formación productora	Chicontepec Canal	Chicontepec Canal
Intervalo Productor	1425-1458 m (Aislado)	1234-1250 m
Tubería de Producción	TR 7 pg	TR 7 pg
Qo	0	31 bpd
Qg	0	0.0174 mmpcd (Estimado)
Qc	0	0
RGA	--	100 m ³ /m ³ (Estimado)
EST	10/64 pg	8/64 pg
PTP	6 kg/cm ²	25 kg/cm ²
δ	--	18.5 °API
Qw	10 bpd	1 bpd
Salinidad	14000 ppm	40000 ppm
pH	7	8
Sedimentos	--	
Observaciones:	> Pozo cerrado, pendiente instalar infraestructura > Si es apto para Sistema Artificial de Explotación (SAE)	

El pozo resultó productor en la prueba II, intervalo 1234-1250, con un gasto de aceite de 31 bpd. El estado mecánico final del pozo se incluye en el Anexo II.

El pozo Pachitepec-E, vecino del pozo Tlacolula-A, es productor en el intervalo 805 – 865 (Tabla 4.10).

Tabla 4.10. Producción de pozos vecinos

Pozo	Intervalo (m.b.m.r.)	Diámetro (mm)	Qoi (BPD)	Presión (kg/cm ²)
Pachitepec-E	805-865	4	32	8

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La Cuenca de Chicontepec se ubica geográficamente en la porción Centro-Oeste de la República Mexicana, cubriendo un área aproximada de 11,300 km², de la zona comprendida entre los límites de los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí, mientras que el área que enmarca al Paleocanal de Chicontepec tiene una superficie de aproximada de 3,815 km² y está orientado en dirección general NW-SE.

Geológicamente, la Cuenca de Chicontepec pertenece a la Provincia Tampico-Misantla. Fisiográficamente se localiza en la planicie costera del Golfo de México, al oeste de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), al este de la Sierra Madre Oriental, al sur del Arco Tamaulipas y de la Sierra de San Carlos y al norte del llamado Macizo de Teziutlán.

Aunque la provincia se conoce desde hace más de setenta años, su conocimiento geológico-petrolero es insuficiente, debido a su complejidad geológica natural (*sui generis* y difícil de comprender) que posee la provincia, por las limitaciones tecnológicas actuales y por la falta de trabajos y estudios con objetivos específicos.

La Cuenca de Chicontepec es un conjunto de yacimientos no convencionales de alta complejidad geológica, estructural y sedimentaria, que contiene aceite degradado en rocas de baja calidad y que presenta baja porosidad y permeabilidad, constituida por sedimentos clásticos producto de depósitos turbidíticos que constituyen el Grupo Chicontepec, de edad Paleoceno Superior-Eoceno Inferior.

La Cuenca de Chicontepec se considera económicamente estratégica debido al gran volumen de hidrocarburos estimado que contiene en sus yacimientos, al 1 de enero de 2012 se estima una reserva de hidrocarburos 3P de 17,036.6 MMbpce

El Modelo de Sedimentación de la Cuenca de Chicontepec está definido por una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de turbiditas con abanicos submarinos (ambiente nerítico externo a batial), erosión y relleno de canales, zonas de desborde, etc. Los sedimentos del Grupo Chicontepec tienen su origen en la Sierra Madre Oriental en la Paleo-Plataforma de Tuxpan y del Macizo de Teziutlán.

La característica distintiva de los campos descubiertos en Chicontepec ha sido la escasa producción petrolera, ya que en muy corto tiempo se presenta la disminución de la presión de los yacimientos y, consecuentemente, la declinación y la caída de la producción. Aunado a esto, dadas las propiedades geológicas de los depósitos arenosos, los factores de recuperación de hidrocarburos son muy bajos, del orden de entre 1 y 2% para aceite, en promedio, y de 5% en gas natural; y se espera incrementarlos a más de 3% para aceite y a 8% para gas hacia el año 2020.

El sistema Chicontepec se define híbrido, dado que presenta deformación estructural significativa, las trampas son de tipo estratigráfico compuestas por cuerpos lenticulares de arenas, con intercalaciones de lutitas que se presentan dislocados por fallas laterales con un importante desarrollo de fracturas.

El pozo de desarrollo Tlacolula-A se perforó y programó para definir el potencial productor de los paquetes arenosos del área y evaluar la roca almacén lateralmente, con el propósito de soportar su desarrollo anticipado y así continuar con el desarrollo del campo Tlacolula.

El pozo de desarrollo Tlacolula-A se ubica en el campo Tlacolula, en el sector 2 del Paleocanal de Chicontepec, a 2,272 m al S35°33'E del pozo Tlacolula-B y a 3,340 m al N41°47'E del pozo Pachitepec-E. Sus coordenadas geográficas son: 21°05'11.13" de Latitud N y 98°00'45.42" de Longitud W.

Las muestras de canal se recuperaron cada 10 m, a partir de la profundidad de 560 m.v.b.m.r. y hasta la profundidad total del pozo que es de 1,961 m.v.b.m.r., reduciendo el intervalo hasta cada metro, conforme se acercara a la profundidad que se tenía programada para cortar los núcleos y aumentara el porcentaje de areniscas y la impregnación de aceite en la muestra.

Se cortaron 3 núcleos convencionales: núcleo 1: intervalo de 886 a 895 m.v.b.m.r.; núcleo 2: intervalo de 1192 a 1201 m.v.b.m.r. y núcleo 3: intervalo de 1,461 a 1,470 m.v.b.m.r. y se prepararon láminas delgadas para cada uno de los núcleos: 1 lámina del núcleo 1 (litarenita de grano fino), 2 láminas del núcleo 2 (litarenita de grano medio y litarenita de grano grueso) y 2 láminas del núcleo 3 (litarenita de grano medio y litarenita de grano fino).

La columna atravesada por el pozo de desarrollo Tlacolula-A está constituida por rocas siliciclásticas de edad Eoceno Medio, Eoceno Inferior, Paleoceno Inferior y Paleoceno Superior, correspondientes con las formaciones Guayabal, Chicontepec Superior (Canal), Chicontepec Medio, Chicontepec Inferior (Basal), la formación Velasco y las margas de la Formación Méndez del Cretácico Superior.

Las formaciones que constituyen al Grupo Chicontepec, componen la principal roca almacenadora en este sistema, ocupando aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca.

Los diferentes registros geofísicos tomados en el pozo: Herramienta de Arreglo de Inducción (AIT), Registro de Rayos Gamma (GR), Registro de Neutrón Compensado (CNL), Registro de Litodensidad (LDL), Registro de Imagen Sónico Dipolar (DSI), Imágenes Microeléctricas en Lodos Base Aceite (OBMI), entre otros y la información geológica generada en el pozo (set de registros tomados durante la fase productora, muestras de canal, perfil sísmico vertical, etc.), permitieron identificar 5 intervalos de interés: 1425 a 1458, 1234 a 1250, 985 a 1005, 780 a 806 y 712 a 757 (m.d.), de los cuales sólo se probaron los dos primeros y sólo resultó productor el segundo, con un caudal estimado de aceite de 31 bpd y una densidad API de 18.5 °, que es un aceite pesado.

A partir de la sección sísmica y por la correlación de los registros geofísicos con los pozos vecinos, se puede inferir que existen otros cuerpos arenosos del Grupo Chicontepec.

La roca generadora de este sistema corresponde con las facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano), representados por las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta. El contenido de Carbono orgánico es alto (2.6%). El tipo de kerógeno es del tipo II compuesto por materia algácea marina. El nivel de madurez térmica ($ro=0.7-10\%$) corresponde a la zona principal de generación de aceite, que fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno.

En este sistema, la migración se dió principalmente en una sola dirección por fracturas y un conjunto de fallas laterales en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas con mayor porosidad como son los estratos arenosos del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior. Esta última formación no se

perforó en el pozo Tlacolula-A debido a que se considera un cambio lateral de facies de la Formación Chicontepec Superior.

Con la información de pozos productivos y el modelo geológico de sedimentación se puede concluir que el entrapamiento de los horizontes productores está dado por las mismas formaciones del Grupo Chicontepec debido a las intercalaciones de lutitas con areniscas de grano fino en sus diferentes facies que le sirven como sello al yacimiento. La Cuenca de Chicontepec es una cuenca de Antepaís (Foreland), en la que se depositaron terrígenos en un ambiente marino profundo, en su porción media-sureste presenta un Paleocanal de edad Eoceno Inferior, que se profundiza hacia el sur. Se tienen definidos 3 plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) y el Play Tantoyuca (Eoceno Superior).

Los aceites en la Cuenca de Chicontepec presentan densidades API que varían desde los 12.6° a los 50.6° (Mayol, 2005), el promedio de estos valores es de 30.9 ° API. En la Cuenca de Chicontepec (PATG), de 2007 al 1 de enero de 2012, se han perforado 1986 pozos de desarrollo, existen 2,029 pozos en operación y 958 que se encuentran sin producción (CNH, 2012). La producción actual promedio por pozo es entre 25 y 200 barriles diarios.

Recomendaciones

Es importante llevar a cabo los estudios geológicos y geofísicos de detalle para la caracterización del yacimiento, antes de programar una etapa de perforación masiva.

Con el fin último de incrementar la producción de hidrocarburos, es de suma importancia incrementar fuertemente la actividad exploratoria y diversificar la plataforma de producción. Para ello se debe utilizar la tecnología actual, las capacidades humanas y los recursos financieros de manera óptima para resolver la complejidad natural de este tipo de yacimientos.

Aplicar nuevas tecnologías como: pozos multilaterales, terminaciones múltiples, fracturamientos hidráulicos optimizados, sistemas artificiales de producción más eficientes y sistema de recuperación secundaria y mejorada que permitan incrementar los niveles de producción.

Es necesario definir buenos modelos sedimentarios, que permitan conocer la geometría, continuidad lateral de los paquetes arenosos y delimitación de los horizontes productivos, apoyados en la perforación de pozos estratégicos de exploración y desarrollo, y la información disponible en el área que, complementados con otras herramientas (registros geofísicos, sísmica 2D y 3D, etc.), permitan ampliar el conocimiento a detalle del subsuelo de la cuenca para delimitar las áreas con mayor potencial.

6. BIBLIOGRAFÍA

A

Academia de Ingeniería A.C (A. I.). 2012. "Retos y Avances en el Desarrollo y Operación de un Yacimiento no Convencional, Chicontepec".

Aguayo, C. J., Sandoval, O. J., Santillán, P. N. y Araujo M. J. 2006. "Geología regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-oriente de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramientos". III Simposio: La Investigación en la Facultad de Ingeniería.

Alemán López, Alberto. 1980. "Migración y acumulación de hidrocarburos en los sedimentos terciarios del Chicontepec, zona Poza Rica, Veracruz". Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo)-UNAM, Facultad de Ingeniería.

Arellano Gil J., Yussim Guarneros S. 2004. "Discordancias progresivas en la secuencia sedimentaria cretácica en México". Simposio: La Investigación en la Facultad de Ingeniería. UNAM.

Arzate, O. S. 2009. "Chicontepec, esperanza petrolera en el impasse". Energía a Debate, año 5, tomo V, no. 32.

B

Bello, M. R., Rosales, C. E., Sánchez, M. V. 1986. "Estudio geoquímico en muestras de aceite y roca de los campos de área Comalcalco-Villahermosa, etapa I". Informe inédito del proyecto C-3019, Instituto Mexicano del Petróleo, México D. F.

Bisbé York Esther María. 2007. "Curso Básico de Evaluación de Formaciones para operadores de Perforación y Producción". Centro Politécnico del Petróleo CUPET.

Bitter Mark, R. 1993. "Sedimentation and Provenance of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of the Sierra Madre Oriental and Teziutlán Massif East Central Mexico". Gcssepm Foundation 13th Annual Research Conference Proceedings.

Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Volumen XLIX, Números 1-2, Holguín Quiñones Noel, "Las Rocas Generadoras de México".

Busch, D.A. y Govea S., A., 1978. "Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidities, Southeastern Tampico-Misantla Basin, Mexico". AAPG Bulletin, v. 62, p.235-246.

C

Cabrera C., R. y Lugo-R., J.E. 1984. "Estratigrafía-sedimentología de las cuencas terciarias del Golfo de México". Boletín AMGP, v. 36, no. 2, p. 3-55.

Cantú-Chapa, A. 2001 a. "Mexico as the western margin of Pangea based on biogeographic evidence from the Permian to the Lower Jurassic", in C. Bartolini, R.T. Buffler y A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: AAPG Memoir 75, p. 1-27.

Carrillo-Bravo, J. 1980. "Paleocañones terciarios de la planicie costera del Golfo de México". Boletín AMGP, v. 32, No. 1, p. 27-55.

Cavada, J. M. 2000. "Guía de Prospección Sísmica por Refracción". Universidad Central de Venezuela, versión 1.4.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). 2011. "DOCUMENTO TÉCNICO 2 (DT-2), La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos".

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). 2012. "Reporte de Indicadores de Explotación al 28 de octubre de 2012". México.

Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). 2007. "Estadística del Agua en México". Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México, pág. 24-25.

Compton, R.R. 1962. "Manual of Field Geology". New York, Wiley and Sons, 378 p.

Consejo del Sistema Veracruzano del Agua (C.S.V.A.). 2001. "Programa Hidráulico Preliminar del Estado de Veracruz para el periodo 2002-2025". Anexo 1, Veracruz.

Contreras Barrera, Arturo David. 1979. "Contribución al conocimiento de los icnofósiles del miembro Chicontepec inferior de la formación Chicontepec, Edo. de Puebla". Tesis Licenciatura, Facultad de Ciencias, UNAM.

Cuevas-Sánchez, F. 1991. "Prospecto Entabladero – Plan de las Hayas Evaluación petrolera de los sistemas depositacionales del Jurásico y Terciario de la Cuenca Tampico-Misantla". Reporte Interno, PEMEX Exploración y Producción.

D

Demaison, G. 1984. "The generative basin concept", in Demaison, G., and Murriss, R. J., eds., Petroleum geochemistry and basin evaluation, American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 35, p. 1-14.

Demaison, G., and Huizinga, B. 1991. "Genetic classification of petroleum systems". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 75, p. 1626-1643.

Dow, D. G. 1974. "Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in Williston basin". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 58, no. 7, p. 1253-1262.

E

Efraín E Barberii y Martín Essenfeld. 2006. "Yacimientos de hidrocarburos". Tomo III. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra.

England, W. A. 1994. "Secondary migration and accumulation of hydrocarbons", in Magoon, L. B., and Dow, W. G., eds., The petroleum system-from source to trap, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 212-217.

Erben, H.K. 1956. "El Jurásico Medio y el Calloviano de México" .XX Congreso Geológico Internacional, Instituto de Geología, UNAM, México, 140 p.

Espinoza-Nava M. y Grimaldo-Suárez F.M. 1987. "Informe geológico final pozo Profeta-1". Reporte Interno PEMEX Exploración y Producción.

F

Folk, R. 1951. "Stages of textural maturity in sedimentary rocks". Journal of Sedimentary Petrology 21: 127-130.

G

González-García, R. 1970. "La Formación Huehuetepc nueva unidad litoestratigráfica del Jurásico de Poza Rica". Ingeniería Petrolera, Julio, p. 5-22.

Guerrero-Muñoz, R., Fernández-Turner, R., Bernabé-Martínez, M.G. 1991. "Estudio palinoestratigráfico y de minerales pesados de los lechos rojos del Triásico-Jurásico

Medio en la porción sur de Tampico-Misantla”. Reporte interno, Instituto Mexicano del Petróleo–PEMEX Exploración y Producción, 42 p.

Guzmán Vega, M. A., Castro Ortiz, L., Román Ramos, J. R., Medrano Morales, L., Clara Valdez, L., Vázquez Covarrubias, E. y Ziga Rodríguez, G. 2001. “El Origen del Petróleo en las Subprovincias Mexicanas del Golfo de México”. Boletín de la Asociación mexicana de Geólogos Petroleros, v. 49, No. 1-2, p. 31-46.

Guzmán Vega, M. A., y Holguín, Quiñonez. N. 2001. “El concepto de sistema petrolero y la geoquímica orgánica en México”. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. 59, No. 1-2, p. 10-13.

H

Hernández Martínez, Igor. 2005. “Caracterización Inicial Petrofísica del Pozo Exploratorio Kosni – 1”. Tesis de Licenciatura. México, UNAM.

Hernández-Romano, U., Aguilar-Hernández, A., Argueta-González, J.L., Cárdenas-Hernández, R.S., Hernández-Martell, R., Jaques-Escobosa, F., Mena-Sánchez, E., Morales-Marín, J., Cruz-Hernández, M.M. y Marhx-Rojano, M.A. 2001. “Estudio estratigráfico, sedimentológico y diagenético de las formaciones Tepexic y Huehuetepc, parte norte del área Mecapalapa”. Reporte Interno PEMEX Exploración y Producción.

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

Horsfield, B., and Rullkötter, J. 1994. “Diagenesis, catagenesis, and Metagenesis of organic matter”, in Magoon, L. B., and Dow, W. G., eds., The petroleum system-from source to trap, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 189-199.

Hunt, M. John. 1996. “Petroleum Geochemistry and Geology”. W. H. Freeman and Company, Second Edition, New York.

I

Ickes, E. L. 1913." Report Preliminary Geological Reconnaissance between Hacienda Atlán, Río Necaxa and Furbero, Puebla and Veracruz". Compañía Mexicana El Aguila, inédito, 19 p.

Imlay, R. W., Cepeda, E., Álvarez, M. y Díaz, T. 1948. "Stratigraphic relationships of certain Jurassic formations in eastern Mexico", AAPG Bulletin, v. 32, p. 1750-1761.

J

Jacobo-Albarrán, J., 1984. "Estudio petrogenético del basamento en el Distrito de Poza Rica". Reporte Interno, Instituto Mexicano del Petróleo–PEMEX Exploración y Producción.

L

Landes K. K. 1977. "Geología del Petróleo", Tercera Edición, Ed. Omega.

Lewan, M. 1985. "Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation". Philosophical Transactions of the Royal Society, v. 315A, p. 123- 134.

Lewan, M. 1987. "Petrographic study of primary petroleum migration in the Woodford shale and related rock units", in Doligez, B. ed., Migration of hydrocarbons in sedimentary basins, Paris, Editions, Technip, p. 113-130.

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

López, R. J. G. 2006. "Sistemas Petroleros en la Exploración para Petróleo y Gas". Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Unión Cubapetroleo (CUPET), presentación.

M

Magoon, L. B. 1987. "The petroleum system-a classification scheme for research, resource assessment", in Magoon, L. B. ed., Petroleum systems of the United States, United States Geological Survey Bulletin, v. 1870, p. 2-15.

Magoon, L. B. 1988. "The petroleum system-a classification scheme for research, resource assessment, and exploration". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 82, No. 5, p. 587.

Magoon, L. B., and Dow, W. G. 1994."The Petroleum system", in Magoon, L. B., and Dow, W. G., eds., The petroleum system-from source to trap, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-23.

Magoon, L. B., and Dow, W. G. 2000. "Mapping the Petroleum System-an investigative technique to explore the hydrocarbon fluid system", in Mello, M. R., and Katz, B. J., eds., Petroleum system of South Atlantic margins, American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 73, p. 53-68.

Mayol Castillo, Martha. 2005. "Caracterización Geoquímica de los Aceites de la Cuenca de Chicontepec". Tesis de Maestría. México IPN.

Meissner, F. F. 1978. "Petroleum geology of the Bakken formation, Williston basin, North Dakota and Montana", in Estelle, D., and Miller, R., eds., Economic geology of the Williston basin: Billings, Montana Geological Society 1978 Symposium, p. 207-227.

Mutti, E., Ricci Lucci, F. 1972. "Le torbiditi dell' Apennine settentrionale: introduzione all' analisi di facies". Memorie Societa Geologica Italizna, Vol. 11, pp. 161-199 (translated into English by T. H. Nilsen, 1978. International Geology review, Vol. 20, No. 2.

N

Nava P. Laura, Alegría L. Miguel A. 2001. "Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla". Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Normark, W. R. 1978. "Fan Valleys, Channels and Depositional Lobes on Environments". A. A. P. G., Bull., 62 (6), p. 912-931.

Nutall. W. L. F. 1930. "Eoceno foraminifera from Mexico". Jour. Paleont., v. 6.

O

Omaña Lourdes. 1998. "Biostratigraphy and depositional paleoenvironment of the Chicontepec Formation in the Tamazunchale, Huejutla and Chicontepec Areas (Central-East Mexico)". in: The K/T Boundary Outcrops in Tamaulipas NE Mexico, Sociedad

Mexicana de Paleontología, Special Publication of International Symposium of Foraminifera "Forams 98", p. 29-34.

Omaña Lourdes. 1991. "Bioestratigrafía del Paleoceno-Eoceno Inferior basada en foraminíferos planctónicos en la Cuenca de Chicontepec (Ver., Hgo. y S.L.P.)". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo 23, 3: 14-21.

P

Padilla y Sánchez, R. J. 1985. "Las Estructuras de la Curvatura de Monterrey, Estados de Coahuila, Nuevo León, Zacatecas y San Luis Potosí". Universidad Nacional Autónoma de México, Revista del Instituto de Geología, vol. 6, núm. 1, p. 1-20.

Padilla y Sánchez, R.J. 1986. "Post-Paleozoic tectonics of Northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf Of Mexico". Geofísica Internacional, v. 25, no. 1, p. 157-206.

PEMEX-BP. 1994. "La Cuenca Tampico-Misantla, Estrategia Exploratoria". PEMEX Exploración y Producción – BP, Reporte interno, 161 p.

PEMEX Exploración y Producción (PEP). 2000. "UPMP Un siglo de la perforación en México".

PEMEX Exploración y Producción (PEP). 2005. "Proyecto Chicontepec". Región Norte.

PEMEX Exploración y Producción (PEP). 2009, "Digitalización y Actualización de la Cartografía Geológica de una Porción de la Cuenca de Chicontepec". Tomo I, Informe.

PEMEX Exploración y Producción (PEP). 2011. "Bloque Altamira". Resumen Ejecutivo, Activo Integral Poza Rica-Altamira.

Pérez Hernández, Crescenciano. 1990. "Estudio geológico y cálculo del volumen original de hidrocarburos del campo Miquetla, formación Chicontepec".

Perrodón, A. 1980. "Géodynamique Pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures". Paris Masson-Elf-Aquitaine, p. 381.

Petróleos Mexicanos (PEMEX). 1999. "Las Reservas de Hidrocarburos de México", vol. II. Los principales campos de petróleo y gas de México, editado por PEMEX-Exploración, p. 175-190. Inédito.

Petróleos Mexicanos (PEMEX). 2001. "Tabla Estratigráfica". Activo de Exploración Misantla Golfo de México Región Norte)

Petróleos Mexicanos (PEMEX). 2007. "Terminación y Mantenimiento de Pozos". Apuntes.

Petróleos Mexicanos (PEMEX). 2008. "Planeación de la Perforación en el proyecto Aceite Terciario del Golfo periodo 2008-2013", presentación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX). 2010. "Programa de Perforación del Pozo Tlacolula-19". Información de carácter confidencial.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), 2011. "Informe Geológico Final del Pozo Exploratorio Tlacolula-19". Información de carácter confidencial.

Petróleos Mexicanos (PEMEX). 2012. "Las Reservas de Hidrocarburos de México". Publicación Anual.

Powers, M.C. 1953. "A new roundness scale for sedimentary particles". Journal of Sedimentary Petrology 23: 117-119.

R

Raisz, Erwin. 1964. "Landforms of Mexico". Cambridge, Mass., U.S. Office of Naval Research, Geography Branch, map and text, esc.: 1:3,000,000, 2ª ed.

Román Ramos Juan R. y Holguín Quiñones Noel. "Subsistemas Generadores de la Región Norte de México".

S

Salas, G. P. 1949. "Bosquejo Geológico de la Cuenca Sedimentaria de Oaxaca". Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. 1, no. 2.

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

Sánchez Guzmán, L. D. 2013. "Evaluación Geológico-Económica de un Sector de Chicontepec". Facultad de Ingeniería, UNAM. Tesis inédita.

Secretaría de Energía (SENER). 2007. "Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-2026".

Secretaría de Energía (SENER). 2010. "Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025".

Secretaría de Energía (SENER). 2012. "Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2012-2026".

Secretaría de Energía (SENER). 2012. "Estrategia Nacional de Energía 2012-2026".

Servicio Geológico Mexicano. 1999. Carta "Poza Rica", Veracruz, Puebla e Hidalgo. Esc. 1: 250 000.

Schlumberger. 2009. "Mexico Well Evaluation Conference". Capítulo 2: Descubra el Yacimiento, Provincias Petroleras de México.

T

Teruggi, M. E. 1982. "Diccionario Sedimentológico, Volumen I: Rocas clásticas y piroclásticas". Librart, Buenos Aires, 104 p.

Tissot, B. P., and Welte, D. H. 1984. "Petroleum formation and occurrence". Springer, Berling Heidelberg, New York, p. 12-45.

U

Universidad Olmeca. 2010. "Sistema Petrolero". Presentación.

V

Vázquez Morín, Ángel. 2008. "Evaluación Petrolera y Métodos de Exploración en la Cuenca de Chicontepec". Tesis de Licenciatura. México UNAM.

W

Walker, R. G. 1978. "Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans: Models for exploration stratigraphic traps". AAPG Bulletin, v. 62, p 932-966.

Waples, D. W. 1985. "Geochemistry in petroleum exploration". IHRDC – D. Reidel, Boston.

7. ANEXO

7.1. Anexo I

Distribución histórica de las reservas remanentes totales por tipo de fluido y región.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpe	Gas entregado en planta mmmpe	Gas seco mmmpe
2009	Total	30,929.8	561.7	3,491.3	8,579.7	43,562.6	60,374.3	53,382.5	44,622.7
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1
2010	Total	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	43,074.7	61,236.0	54,083.8	44,712.2
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6
2011	Total	30,559.8	294.1	3,573.3	8,646.5	43,073.6	61,274.9	54,370.8	44,969.6
	Marina Noreste	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3	4,757.1	3,460.0	2,730.6
	Marina Suroeste	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7	13,248.0	11,914.4	9,754.5
	Norte	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6	34,632.0	30,907.3	26,460.5
	Sur	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9	8,637.8	8,089.2	6,024.1
2012	Total	30,612.5	367.8	3,953.1	8,903.9	43,837.3	61,640.9	55,637.1	46,308.5
	Marina Noreste	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3	4,438.6	3,472.0	2,736.4
	Marina Suroeste	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4	14,615.2	13,475.1	11,227.4
	Norte	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0	33,958.1	30,497.5	26,091.3
	Sur	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7	8,628.9	8,192.5	6,253.4

Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012.

	Volumen original		Petróleo crudo equivalente mmbpce	Reserva de hidrocarburos				Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural		Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc		mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	255,913.2	257,483.6	43,837.3	30,612.5	367.8	3,953.1	8,903.9	61,640.9	46,308.5
Marina Noreste	76,769.1	27,939.4	12,526.3	11,595.3	143.3	261.5	526.1	4,438.6	2,736.4
Marina Suroeste	28,719.2	45,224.4	7,054.4	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	14,615.2	11,227.4
Norte	111,169.1	110,048.8	18,689.0	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	33,958.1	26,091.3
Sur	39,255.7	74,271.0	5,567.7	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	8,628.9	6,253.4
Probadas	157,558.5	191,862.7	13,810.3	10,025.2	238.7	1,098.1	2,448.3	17,224.4	12,733.5
Marina Noreste	62,203.2	25,603.5	6,139.4	5,528.0	93.2	173.6	344.6	2,848.7	1,792.0
Marina Suroeste	19,129.1	26,222.0	2,115.5	1,266.9	21.4	264.4	562.8	4,080.1	2,927.1
Norte	41,187.3	71,433.3	1,575.2	813.1	9.7	106.3	646.1	3,858.3	3,360.3
Sur	35,039.0	68,604.0	3,980.2	2,417.2	114.4	553.8	894.9	6,437.2	4,654.1
Probables	50,958.9	32,154.2	12,352.7	8,548.1	84.6	1,163.9	2,556.1	17,612.5	13,293.9
Marina Noreste	5,739.8	973.1	3,203.6	2,999.7	35.4	56.6	111.8	942.7	581.6
Marina Suroeste	3,595.9	5,740.2	1,976.4	1,202.4	18.3	209.9	545.7	3,765.4	2,838.4
Norte	38,883.2	21,824.5	6,169.3	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	11,529.7	8,851.1
Sur	2,740.1	3,616.4	1,003.4	666.7	26.9	113.2	196.7	1,374.6	1,022.8
2P	208,517.5	224,017.0	26,163.0	18,573.3	323.3	2,262.0	5,004.4	34,836.8	26,027.4
Marina Noreste	67,943.0	26,576.6	9,343.0	8,527.7	128.7	230.2	456.4	3,791.4	2,373.6
Marina Suroeste	22,725.0	31,962.2	4,091.9	2,469.3	39.8	474.3	1,108.5	7,845.5	5,765.4
Norte	80,070.4	93,257.8	7,744.5	4,492.4	13.6	890.6	2,347.9	15,388.1	12,211.4
Sur	37,779.1	72,220.3	4,983.6	3,083.8	141.3	667.0	1,091.5	7,811.9	5,677.0
Posibles	47,395.8	33,466.6	17,674.3	12,039.3	44.5	1,691.1	3,899.5	26,804.0	20,281.1
Marina Noreste	8,826.2	1,362.8	3,183.3	3,067.6	14.6	31.3	69.8	647.2	362.8
Marina Suroeste	5,994.3	13,262.2	2,962.5	1,557.1	21.2	334.0	1,050.2	6,769.7	5,461.9
Norte	31,098.7	16,791.0	10,944.5	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	18,570.0	13,879.9
Sur	1,476.6	2,050.7	584.1	407.9	4.4	60.9	110.8	817.1	576.5

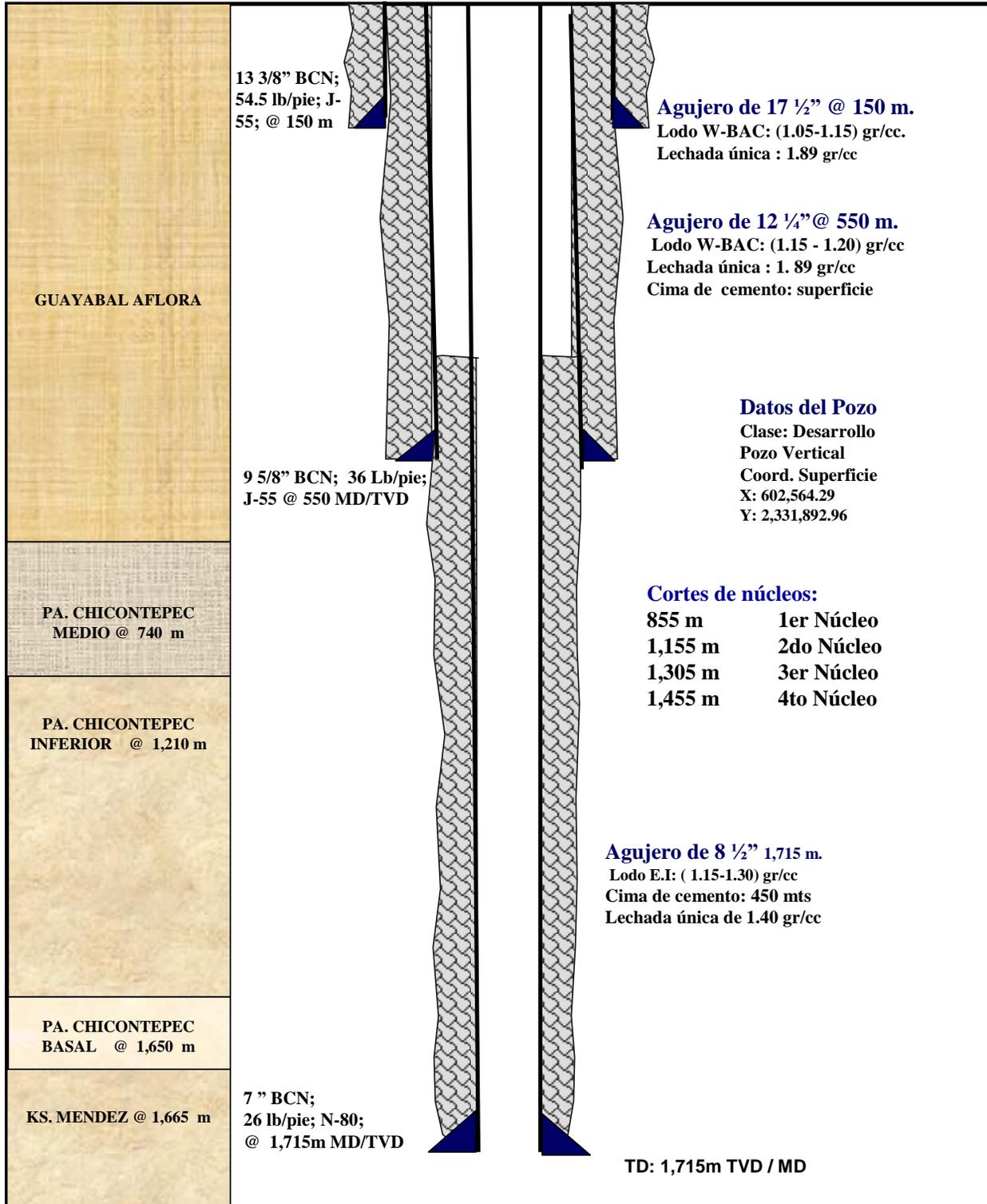
* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.

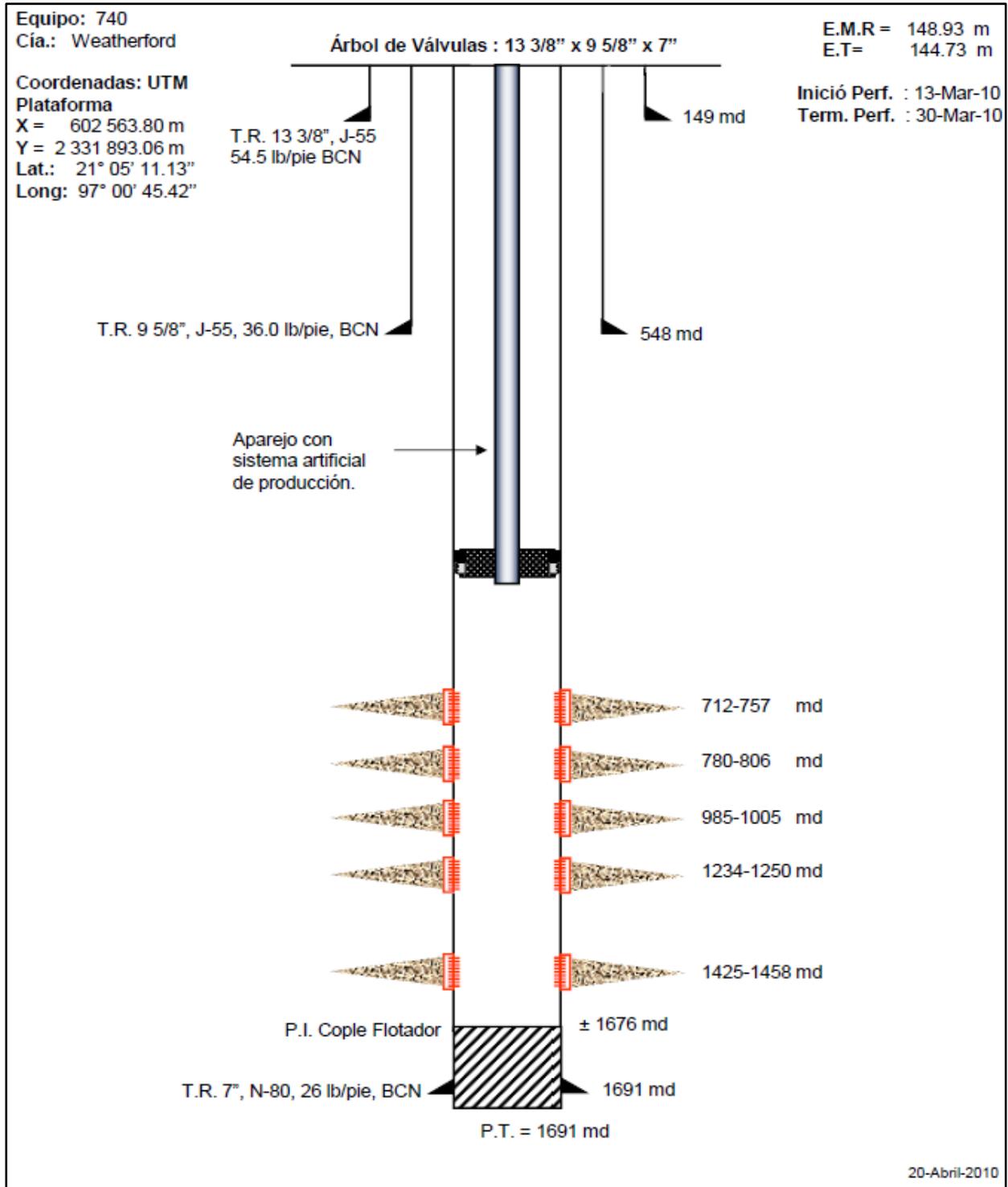
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

7.2. Anexo II

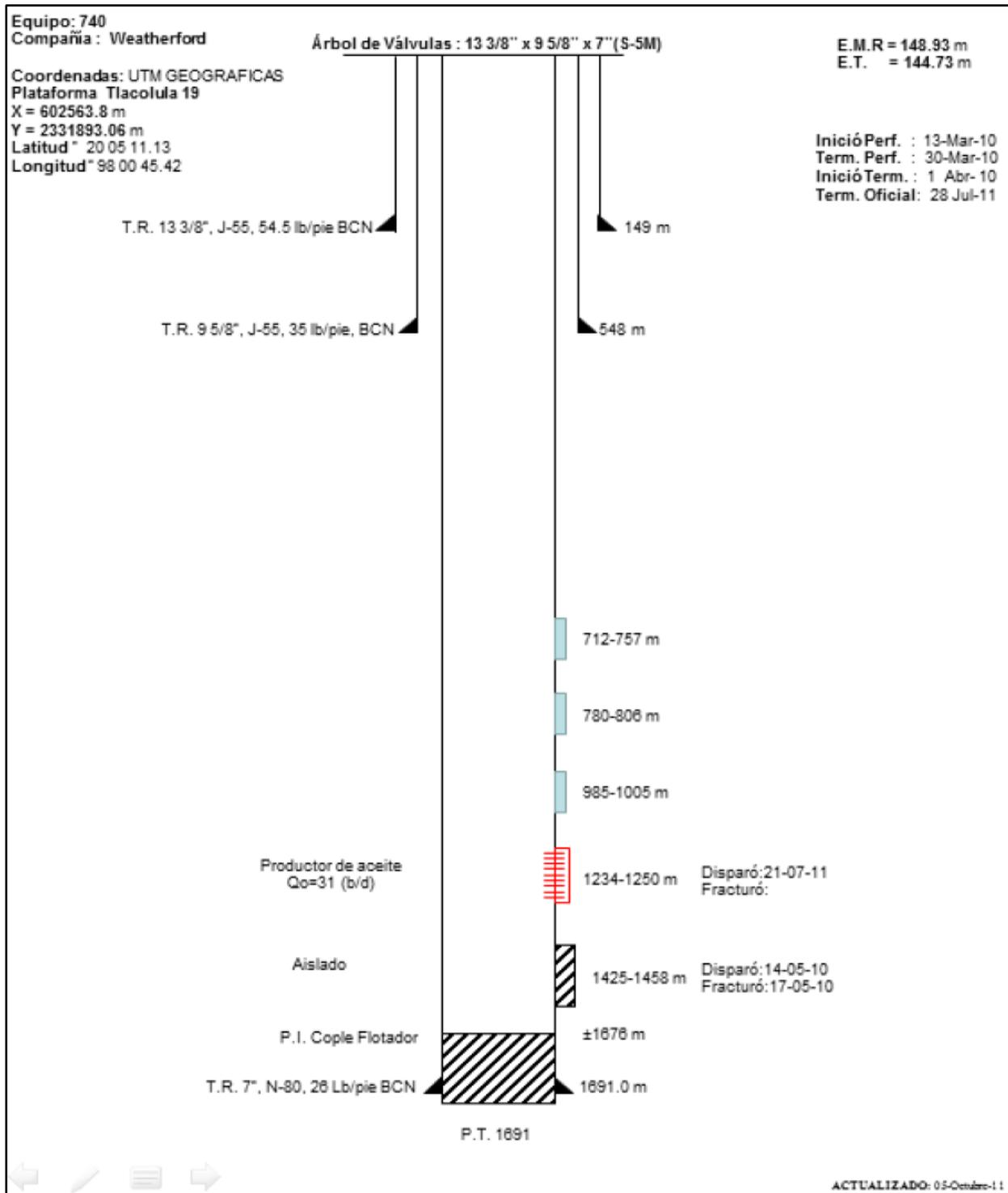
Estado mecánico programado del pozo Tlacolula-A.



Intervalos propuestos para las pruebas de producción.



Estado mecánico final del pozo Tlacolula-A



7.3. Anexo III

Muestras de canal recuperadas del pozo Tlacolula-A.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
560	100% Lutita gris verdoso y verde claro, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Guayabal
570	100% Lutita gris verdoso y verde claro, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Guayabal
580	100% Lutita gris verdoso y verde claro, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Guayabal
590	100% Lutita gris verdoso y verde claro, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Guayabal
600	100% Lutita gris verdoso y café oscuro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Guayabal
610	100% Lutita gris verdoso y café oscuro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Guayabal
620	100% Lutita gris verdoso y café oscuro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Guayabal
630	100% Lutita gris verdoso y café oscuro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Guayabal
640	100% Lutita gris verdoso y café oscuro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
650	100% Lutita gris verdoso y café oscuro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
660	100% Lutita gris verdoso y café oscuro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo, subangulosos a subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
670	100% Lutita gris verdoso y café oscuro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
680	100% Lutita gris verdoso en partes café, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
690	100% Lutita gris verdoso en partes café, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
700	100% Lutita gris verdoso en partes café claro, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
710	100% Lutita gris verdoso en partes café, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Sup.
720	90% Lutita gris verdoso, en partes café claro, en partes arenosa y calcárea. 10% Arenisca café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, bien clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
730	80% Lutita gris verdoso en partes café, en partes arenosa y calcárea. 20% Arenisca café claro por impregnación de aceite de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
740	70% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados bien clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
750	70% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
760	70% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Sup.
770	100% Lutita gris verdoso y café claro, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Sup.
780	100% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
790	90% Lutita gris verdoso en partes arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
800	90% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
810	100% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
820	90% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
830	60% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
840	70% Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados bien clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
850	60% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
855	60% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
857	70% Arenisca gris claro, en partes café por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
860	60% Arenisca gris claro, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
863	60% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro, en partes gris verdoso, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
865	60% Arenisca gris claro, en partes gris verdoso, con ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
868	70% Arenisca gris claro, en partes gris verdoso, con ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea	Formación Chic. Med.
870	60% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro, en partes gris verdoso, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
873	70% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro, en partes gris verdoso, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
877	60% Arenisca y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
886	70% Arenisca gris claro y café oscuro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso, en partes verde claro, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
NÚCLEO No. 1 DE 886 A 895 m		
900	70 % Lutita gris verdoso, arenosa y calcárea, con microfracturas selladas por calcita. 30% Arenisca gris claro de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
910	70 % Lutita gris verdoso, arenosa y calcárea, con microfracturas selladas por calcita. 30% Arenisca gris claro de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
920	70 % Lutita gris verdoso, arenosa y calcárea, con microfracturas selladas por calcita. 30% Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
930	80 % Lutita gris verdoso, arenosa y calcárea, con microfracturas selladas por calcita. 20% Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
940	60% Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 40 % Lutita gris verdoso, arenosa y calcárea, con microfracturas selladas por calcita.	Formación Chic. Med.
950	100 % Lutita gris verdoso, arenosa y calcárea, con microfracturas selladas por calcita. Trazas de Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
960	90 % Lutita gris verdoso, arenosa y calcárea, con microfracturas selladas por calcita. 10% Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
970	70 % Lutita gris verdoso, arenosa y calcárea, con microfracturas selladas por calcita. 30% Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
980	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa, presenta algunas microfracturas selladas por calcita. 40% Arenisca gris claro en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
990	60% Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1000	80% Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1010	90 % Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, en partes arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1020	90 % Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, en partes arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1030	70 % Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, en partes arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1040	60% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1050	60% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1060	60% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1070	80% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1080	90% Arenisca gris claro, en partes café claro, por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 10% Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1090	90% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 10% Lutita gris verdoso, presenta algunas microfracturas selladas por calcita, en partes arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1100	70% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1110	80% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1120	80% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1130	70% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1135	70% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1140	60% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1145	80% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 20% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1148	50% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 50% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1150	60% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1155	60% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1158	60% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1160	60% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1165	60% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1170	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1173	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1175	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1178	80% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1180	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1182	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1184	60% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1186	80% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1187	70% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1188	80% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1189	80% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1190	90% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 10% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1191	90% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 10% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1192	80% Arenisca gris claro, en partes café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
NÚCLEO No. 2 DE 1192 A 1201 m		
1210	90% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 10% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1220	90% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 10% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1230	100% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. Trazas de Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1240	90% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 10% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1250	90% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 10% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1255	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1260	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1265	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1270	100% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1275	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1280	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1285	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1290	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1295	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1298	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1300	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1303	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1305	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1310	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1315	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1317	60% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1320	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1321	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Med.
1323	60% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Med.
1325	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1330	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1332	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1335	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1338	60% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1340	60% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1341	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1343	60% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1345	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1350	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1354	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1355	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1357	80% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 20% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1360	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1365	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1367	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1370	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1373	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1375	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1377	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1380	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1382	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1385	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1390	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1395	100% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1400	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1405	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1410	90% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 10% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1417	80% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 20% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1419	70% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1420	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1423	60% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1427	60% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1430	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1433	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1436	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1440	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea	Formación Chic. Inf.
1442	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1444	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1446	80% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1448	60% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1450	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1452	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1454	60% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1455	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1457	80% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1459	80% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 20% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1460	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1461	70% Arenisca gris claro y café claro por ligera impregnación de aceite, de granos finos a medios de cuarzo y líticos oscuros, subredondeados regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
NÚCLEO No. 3 1461-1470 m		
1475	80% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 20% Arenisca gris oscuro, granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1480	70% Arenisca gris oscuro y café claro, de granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 30% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1490	60% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris oscuro y café claro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1500	60% Arenisca gris oscuro y café claro, de granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. 40% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Chic. Inf.
1505	70% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1510	70% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1515	60% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1520	80% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 20% Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1530	80% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 20% Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1535	80% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 20% Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1540	60% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 40% Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1550	70% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. 30% Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Chic. Inf.
1555	100% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea.	Formación Velasco
1560	100% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea. Trazas de Arenisca gris oscuro y café oscuro por ligera impregnación de aceite, granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillo-calcárea. Trazas de Bentonita blanco y gris moteado.	Formación Velasco
1565	100% Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Velasco
1570	100% Lutita verde claro y café rojizo, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Velasco
1575	100% Lutita verde claro y café rojizo, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Velasco
1580	100% Lutita verde claro y café rojizo, ligeramente arenosa y calcárea.	Formación Velasco
1590	100% Lutita verde claro y café rojizo, arenosa y calcárea. Solubilidad 36%.	Formación Velasco
1600	100% Lutita verde claro y café rojizo, arenosa y calcárea. Solubilidad 23%.	Formación Velasco
1610	100% Lutita verde claro y café claro, arenoso y calcáreo.	Formación Velasco
1615	80% Lutita gris verdoso y café rojizo, arenoso y calcáreo. 20% Bentonita blanca y verde claro.	Formación Velasco

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO		
PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA	EDAD FORMACIÓN
1620	80% Marga verde claro y café rojizo, arenosa y calcárea. 20% Bentonita blanca y verde claro. Tazas de Mudstone blanco de aspecto arcilloso.	Formación Méndez
1625	100% Marga café rojizo, arenosa y calcárea.	Formación Méndez
1630	100% Marga café rojizo y verde claro, arenosa y calcárea. Trazas de Bentonita verde claro.	Formación Méndez
1640	90% Marga verde claro y café claro. 10% Lutita gris verdoso.	Formación Méndez
1645	100% Marga verde claro.	Formación Méndez
1650	70% Marga verde claro. 30% Lutita negra bituminosa.	Formación Méndez
1655	100% Marga verde claro. Trazas de Lutita negra bituminosa.	Formación Méndez
1660	100% Marga verde claro.	Formación Méndez
1665	100% Marga café claro.	Formación Méndez
1670	100% Marga verde claro y café claro.	Formación Méndez
1675	100% Marga verde claro y café claro.	Formación Méndez
1680	100% Marga verde claro y café claro.	Formación Méndez
1690	100% Marga verde claro y café claro.	Formación Méndez
1691	100% Marga verde claro y café claro.	Formación Méndez

7.4. Anexo IV

Reporte de los núcleos y descripción litológica. Núcleo 1

 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		Activo de Exploración Golfo de México Norte Operación Geológica			
NÚCLEOS DESCRIPCIÓN DE GABINETE					
POZO: <u>TLACOLULA-19</u>		FECHA: <u>20 DE MARZO DEL 2010</u>			
INTERVALO: <u>886 - 895 m</u>		NÚCLEO No: <u>1</u>			
ESTADO DE LA MUESTRA: <u>BUENO</u>		RECUPERACIÓN: <u>9.30 m (100%)</u>			
TIPO DE POROSIDAD: <u>PRIMARIA INTERGRANULAR</u>		MUESTRERO: <u>8 1/2" X 4" TIPO LC 11</u>			
GRADO DE IMPREGNACIÓN: <u>POBRE A REGULAR</u>		FLUORESCENCIA: <u>VIOLETA</u>			
ESTRUCTURAS: <u>LAMINACIONES</u>		ECHADO: <u>HORIZONTAL</u>			
FAUNA: <u>NO SE OBSERVA</u>					
DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA					
<p>PARTE SUPERIOR: ARENISCA GRIS VERDOSO Y CAFÉ CLARO POR LIGERA IMPREGNACIÓN DE ACEITE, DE GRANOS MEDIOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBREDONDEADOS, REGULARMENTE CLASIFICADOS, EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA, CON PRESENCIA DE GILSONITA Y PIRITA DISEMINADA, INTERCALADA CON LUTITA GRIS VERDOSO, LIGERAMENTE ARENOSA Y CALCÁREA.</p>					
<p>PARTE MEDIA: LUTITA GRIS VERDOSO, LIGERAMENTE ARENOSA Y CALCÁREA, CON PRESENCIA DE GILSONITA Y PIRITA DISEMINADA, INTERCALADA CON ARENISCA GRIS VERDOSO, DE GRANOS FINOS A MEDIOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBREDONDEADOS REGULARMENTE CLASIFICADOS EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA.</p>					
<p>PARTE INFERIOR: ARENISCA GRIS CLARO Y CAFÉ CLARO, POR LIGERA IMPREGNACIÓN DE ACEITE, DE GRANOS FINOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBREDONDEADOS BIEN CLASIFICADOS, EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA, CON PIRITA Y GILSONITA DISEMINADA.</p>					
	GAS LODO	GAS CORTES	SALINIDAD	SOLUBILIDAD	pH
PARTE SUPERIOR	15	-	-	-	-
PARTE MEDIA	16	-	-	-	-
PARTE INFERIOR	18	-	-	-	-
SALINIDAD LODO DE PERFORACIÓN:		<u>258,774 ppm (EMULSIÓN INVERSA)</u>			
FORMACIÓN: <u>CHICONTEPEC MEDIO</u>		EDAD: <u>PALEOCENO SUPERIOR</u>			
DESCRIBIÓ: <u>LUIS DANIEL SÁNCHEZ GUZMÁN</u>					

Núcleo 2

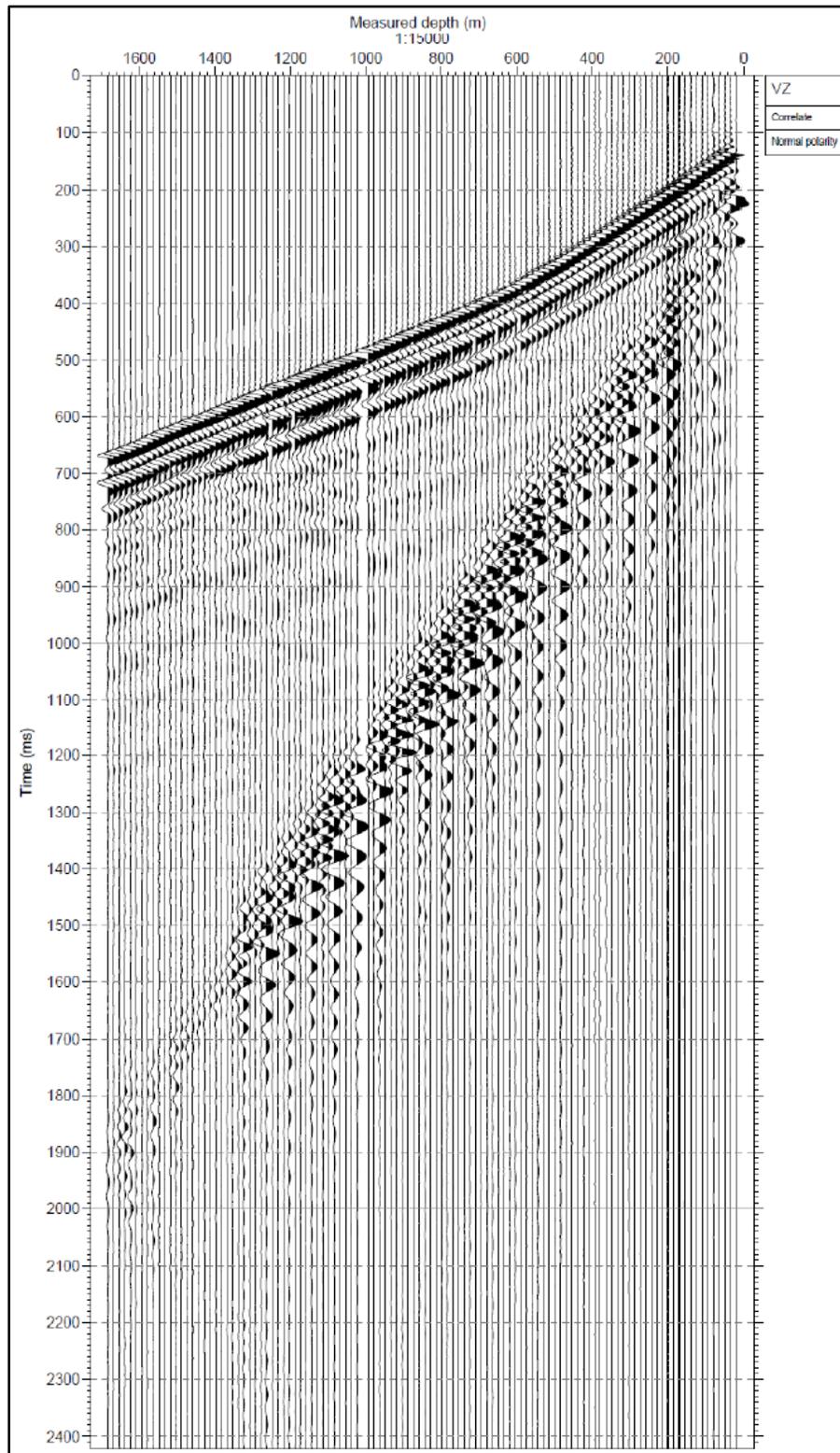
 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		Activo de Exploración Golfo de México Norte Operación Geológica			
NÚCLEOS DESCRIPCIÓN DE GABINETE					
POZO: <u>TLACOLULA-A</u>		FECHA: <u>22 DE MARZO DEL 2010</u>			
INTERVALO: <u>1192 - 1201 m</u>		NÚCLEO No: <u>2</u>			
ESTADO DE LA MUESTRA: <u>BUENO</u>		RECUPERACIÓN: <u>9.00 m (100%)</u>			
TIPO DE POROSIDAD: <u>PRIMARIA INTERGRANULAR</u>		MUESTRERO: <u>8 ½" X4" TIPO LC 11</u>			
GRADO DE IMPREGNACIÓN: <u>REGULAR</u>		FLUORESCENCIA: <u>AMARILLO CLARO</u>			
ESTRUCTURAS: <u>LAMINACIONES</u>		ECHADO: <u>HORIZONTAL</u>			
FAUNA: <u>NO SE OBSERVA</u>					
DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA					
<p>PARTE SUPERIOR: ARENISCA CAFÉ CLARO POR LIGERA IMPREGNACIÓN DE ACEITE, DE GRANOS MEDIOS A GRUESOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBANGULOSOS REGULARMENTE CLASIFICADOS EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA, CON PRESENCIA DE GILSONITA, MICAS Y PIRITA DISEMINADA, INTERCALADA CON LUTITA GRIS VERDOSO, EN PARTES ARENOSA Y CALCÁREA.</p> <p>PARTE MEDIA: ARENISCA CAFÉ CLARO POR LIGERA IMPREGNACIÓN DE ACEITE, DE GRANOS MEDIOS A GRUESOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBREDONDEADOS A SUBANGULOSOS REGULARMENTE CLASIFICADOS, EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA, CON PRESENCIA DE GILSONITA, MICAS Y PIRITA DISEMINADA, INTERCALADA CON LUTITA GRIS VERDOSO, LIGERAMENTE ARENOSA Y CALCÁREA.</p> <p>PARTE INFERIOR: ARENISCA CAFÉ CLARO CON LIGERA IMPREGNACIÓN DE ACEITE, DE GRANOS FINOS Y MEDIOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBREDONDEADOS REGULARMENTE CLASIFICADOS EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA, INTERCALADA CON LUTITA GRIS VERDOSO, LIGERAMENTE ARENOSA Y CALCÁREA, PRESENTA UN INTERVALO DE 2 cm DE CONGLOMERADO POLIMÍGICO CON PRESENCIA DE PIRITA DISEMINADA.</p>					
	GAS LODO	GAS CORTES	SALINIDAD	SOLUBILIDAD	pH
PARTE SUPERIOR	24	1	-	-	-
PARTE MEDIA	23	-	-	-	-
PARTE INFERIOR	-	-	-	-	-
SALINIDAD LODO DE PERFORACIÓN: <u>243,133 ppm (EMULSIÓN INVERSA)</u>					
FORMACIÓN: <u>CHICONTEPEC MEDIO</u>			EDAD: <u>PALEOCENO SUPERIOR</u>		
DESCRIBIÓ: <u>LUIS DANIEL SÁNCHEZ GUZMÁN</u>					

Núcleo 3

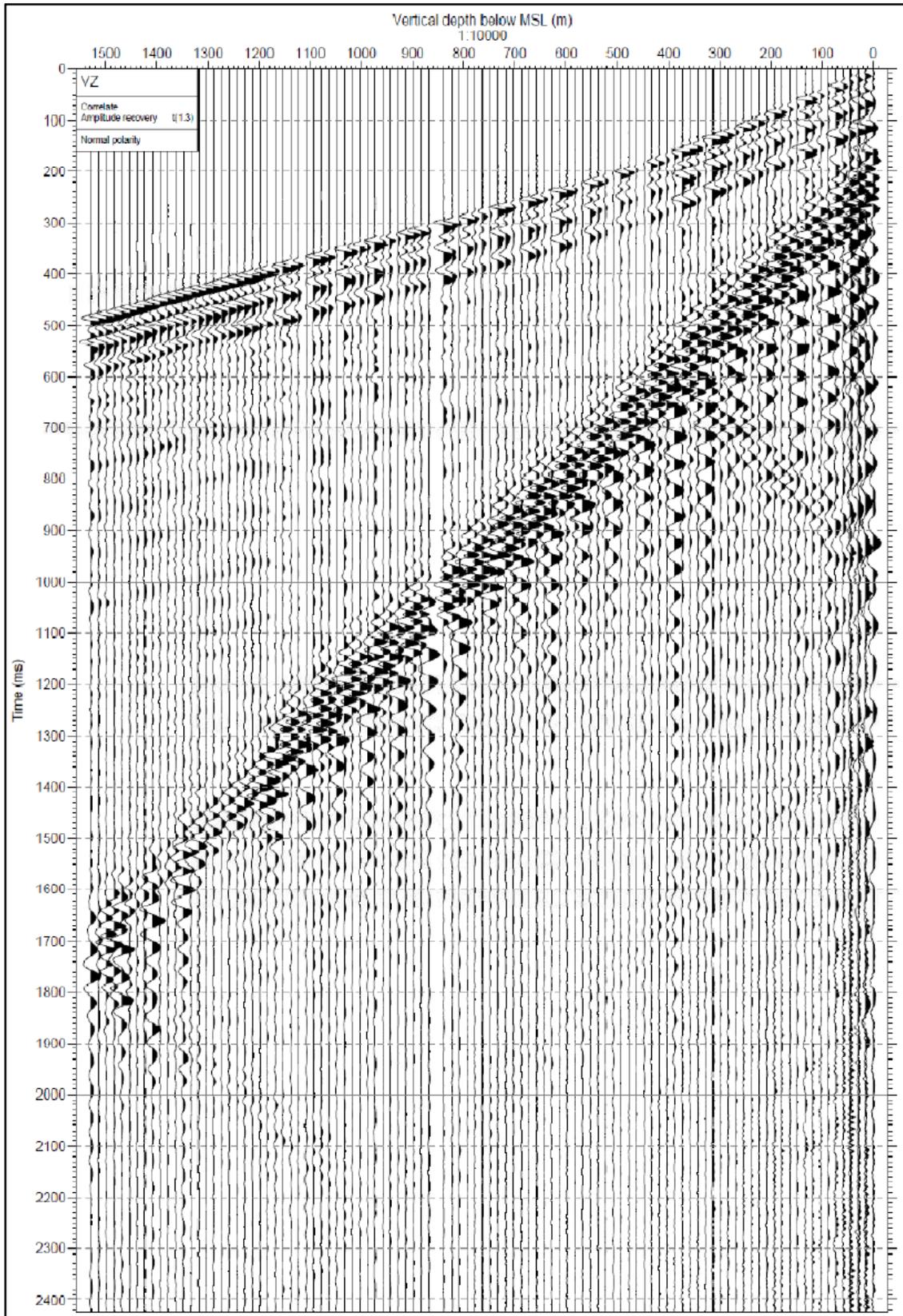
 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		Activo de Exploración Golfo de México Norte Operación Geológica			
NÚCLEOS DESCRIPCIÓN DE GABINETE					
POZO: TLACOLULA-A		FECHA: 22 DE MARZO DEL 2010			
INTERVALO: 1461 - 1470 m		NÚCLEO No: 3			
ESTADO DE LA MUESTRA: BUENO		RECUPERACIÓN: 9.00 m (100%)			
TIPO DE POROSIDAD: PRIMARIA INTERGRANULAR		MUESTRERO: 8 ½" X 4" TIPO LC 11			
GRADO DE IMPREGNACIÓN: REGULAR		FLUORESCENCIA: AMARILLO CLARO			
ESTRUCTURAS: LAMINACIONES		ECHADO: HORIZONTAL			
FAUNA: NO SE OBSERVA					
DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA					
<p>PARTE SUPERIOR: ARENISCA GRIS OSCURO Y CAFÉ OSCURO POR REGULAR IMPREGNACIÓN DE ACEITE, DE GRANOS FINOS A MEDIOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBREDONDEADOS A SUBANGULOSOS REGULARMENTE CLASIFICADOS EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA, CON PIRITA DISEMINADA, INTERCALADA CON LUTITA GRIS VERDOSO, ARENOSA Y CALCÁREA.</p>					
<p>PARTE MEDIA: ARENISCA GRIS OSCURO Y CAFE OSCURO POR LIGERA IMPREGNACIÓN DE ACEITE, DE GRANOS FINOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBREDONDEADOS REGULARMENTE CLASIFICADOS EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA, CON PIRITA DISEMINADA, INTERCALADA CON LUTITA GRIS VERDOSO, LIGERAMENTE ARENOSA Y CALCÁREA CON PRESENCIA DE MICAS CAFÉ OSCURO.</p>					
<p>PARTE INFERIOR: ARENISCA GRIS OSCURO Y CAFÉ OSCURO POR LIGERA IMPREGNACIÓN DE ACEITE, DE GRANOS FINOS A MEDIOS DE CUARZO Y LÍTICOS OSCUROS, SUBREDONDEADOS REGULARMENTE CLASIFICADOS EN MATRIZ ARCILLO-CALCÁREA, INTERCALADA CON LUTITA GRIS VERDOSO, LIGERAMENTE ARENOSA Y CALCÁREA CON PRESENCIA DE PIRITA DISEMINADA Y MICAS COLOR BLANCO.</p>					
	GAS LODO	GAS CORTES	SALINIDAD	SOLUBILIDAD	pH
PARTE SUPERIOR	16	-	-	-	-
PARTE MEDIA	15	-	-	-	-
PARTE INFERIOR	-	-	-	-	-
SALINIDAD LODO DE PERFORACIÓN:		243,133 ppm (EMULSIÓN INVERSA)			
FORMACIÓN: CHICONTEPEC MEDIO		EDAD: PALEOCENO SUPERIOR			
DESCRIBIÓ: LUIS DANIEL SÁNCHEZ GUZMÁN					

7.5. Anexo V

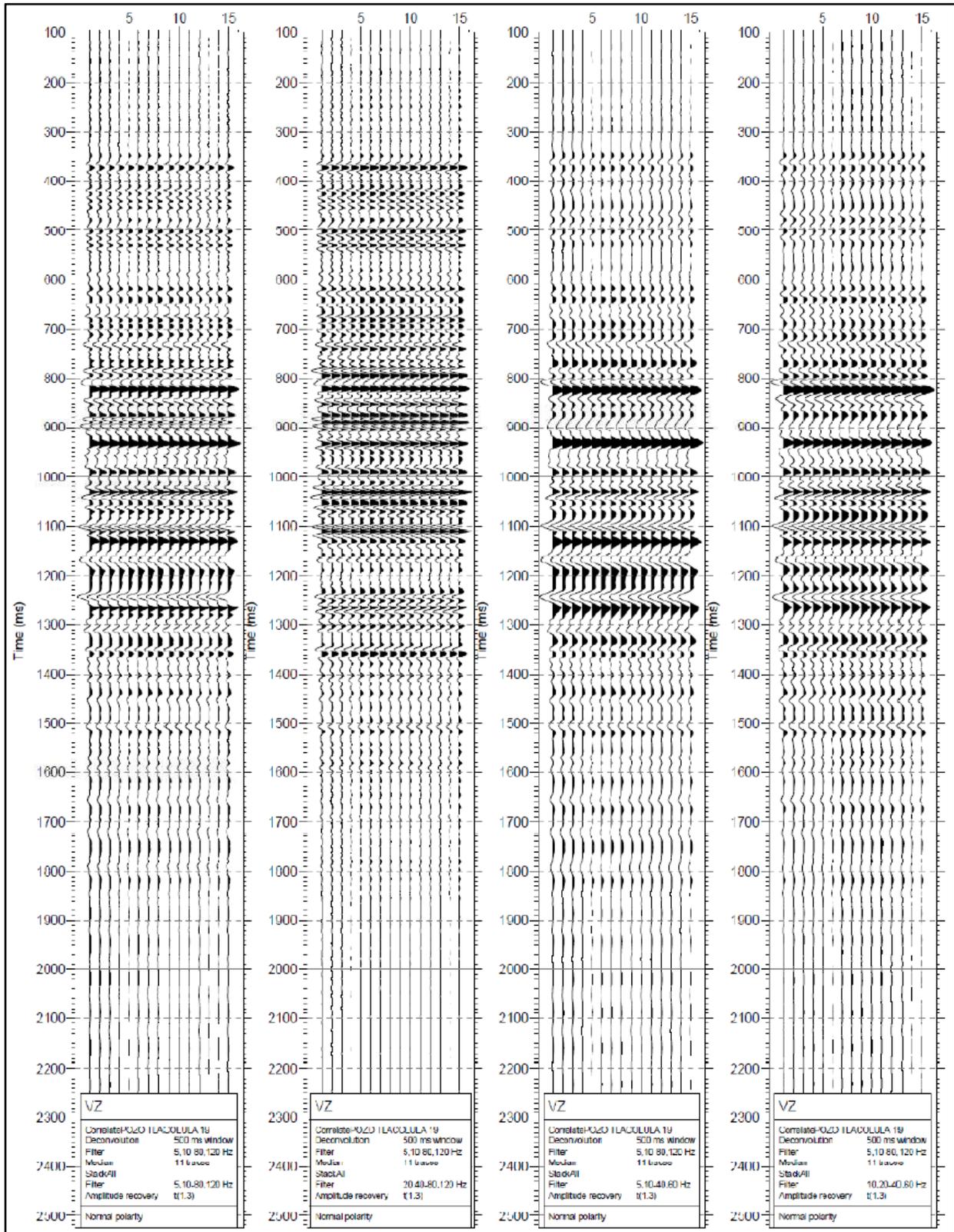
Procesamiento preliminar del VSP. Datos de Campo.



Se aplicó la corrección por divergencia esférica con 1.3.



Corredores.



7.6. Anexo VI

Registro de Hidrocarburos tomados en el pozo Tlacolula-A.

PROF m	V PERF. min/m	GAS Unidad	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	GAS CORTES	DEN ENT gr/cc	DEN. SAL gr/cc	TEMP. ENT ° C	TEMP SAL ° C	COND.ENT mmhos	COND.SAL mmhos
550	1.52	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.85	0	0
551	1.55	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.66	51.63	0	0
552	1.51	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.85	0	0
553	1.51	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.66	0	0
554	1.15	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.74	51.52	0	0
555	1.52	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.53	51.54	0	0
556	1.52	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.56	51.45	0	0
557	1.64	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.67	51.26	0	0
558	1.52	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.26	51.84	0	0
559	1.23	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.96	51.48	0	0
560	1.25	11	1078	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.12	51.13	0	0
561	1.78	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.24	51.33	0	0
562	1.63	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.21	0	0
563	1.54	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.26	0	0
564	1.36	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.00	0	0
565	1.25	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.75	51.22	0	0
566	1.14	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.96	51.33	0	0
567	1.99	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.21	0	0
568	1.54	13	1274	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.24	51.33	0	0
569	1.36	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.24	51.33	0	0
570	1.26	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.24	51.33	0	0
571	1.85	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.33	0	0
572	1.36	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.55	51.42	0	0
573	1.52	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.57	51.86	0	0
574	1.54	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.63	0	0
575	2.04	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.33	0	0
576	2.51	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.21	0	0
577	1.63	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.63	0	0
578	1.62	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.52	51.21	0	0
579	1.58	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.75	51.55	0	0
580	1.63	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.96	51.55	0	0
581	1.47	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.36	0	0
582	2.36	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.22	0	0
583	1.98	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.63	0	0
584	1.68	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.25	0	0
585	1.36	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.96	51.56	0	0
586	1.54	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.75	51.22	0	0
587	1.25	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.95	51.75	0	0
588	2.51	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.63	0	0
589	1.57	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.75	51.22	0	0
590	1.63	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.96	51.66	0	0
591	1.98	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.66	51.33	0	0
592	2.06	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.22	0	0
593	1.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.25	0	0
594	1.05	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.75	51.62	0	0
595	1.69	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.62	51.53	0	0
596	1.84	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.55	51.33	0	0
597	1.77	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.22	0	0
598	2.32	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.62	0	0
599	1.54	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.42	0	0
600	1.85	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.66	51.26	0	0
601	1.54	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.58	51.66	0	0
602	1.32	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.33	0	0
603	1.84	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.66	51.22	0	0
604	1.98	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.51	51.63	0	0
605	1.87	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.62	51.68	0	0
606	1.36	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.65	0	0
607	1.84	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.53	51.33	0	0
608	1.35	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.42	0	0
609	1.62	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.67	51.33	0	0
610	1.48	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.26	51.24	0	0
611	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.96	51.14	0	0
612	1.52	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.53	51.46	0	0
613	1.66	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.75	51.63	0	0
614	1.87	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.62	51.12	0	0
615	1.36	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.22	51.62	0	0
616	1.53	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.35	0	0
617	1.47	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.96	51.63	0	0
618	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.63	0	0
619	1.63	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.50	51.66	0	0
620	1.55	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.73	51.72	0	0

ANEXOS

621	1.57	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.59	51.67	0	0
622	1.56	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.64	51.94	0	0
623	1.58	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.71	51.73	0	0
624	1.62	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.73	51.58	0	0
625	1.30	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.73	51.71	0	0
626	1.32	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.63	0	0
627	1.32	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.59	51.71	0	0
628	1.21	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.60	0	0
629	1.23	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.67	51.72	0	0
630	1.52	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.68	51.73	0	0
631	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.82	51.59	0	0
632	1.57	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.64	0	0
633	1.52	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.70	51.71	0	0
634	1.57	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.54	51.73	0	0
635	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.67	51.73	0	0
636	1.54	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.65	0	0
637	1.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.82	51.59	0	0
638	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.61	51.63	0	0
639	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.67	0	0
640	1.65	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.67	0	0
641	1.32	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.67	0	0
642	1.22	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.67	0	0
643	1.20	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.67	0	0
644	1.22	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.67	0	0
645	1.23	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.67	0	0
646	1.23	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.68	0	0
647	1.23	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.65	51.68	0	0
648	1.21	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.66	51.68	0	0
649	1.23	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.66	51.68	0	0
650	1.32	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.66	51.68	0	0
651	1.22	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.95	51.68	0	0
652	1.23	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.66	51.68	0	0
653	1.23	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.85	51.68	0	0
654	1.20	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.58	51.69	0	0
655	1.21	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.52	51.69	0	0
656	1.21	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.85	51.80	0	0
657	1.21	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.69	0	0
658	1.22	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.55	51.69	0	0
659	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	48.63	51.90	0	0
660	1.25	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.24	52.84	0	0
661	1.25	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.63	52.60	0	0
662	2.25	22	2203	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.63	52.30	0	0
663	1.22	24	2304	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.63	52.40	0	0
664	1.14	23	2298	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.75	52.65	0	0
665	2.25	26	2584	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.96	52.60	0	0
666	1.52	23	2213	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.51	52.80	0	0
667	1.25	21	2083	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.24	52.80	0	0
668	1.32	23	2206	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.24	52.10	0	0
669	1.25	24	2304	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.24	52.24	0	0
670	1.52	21	2021	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.63	52.22	0	0
671	1.63	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.55	52.26	0	0
672	1.52	22	2108	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.57	52.22	0	0
673	1.25	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.51	52.33	0	0
674	1.52	20	1912	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.65	52.42	0	0
675	1.30	19	1814	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.34	52.62	0	0
676	1.25	20	1917	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.73	52.48	0	0
677	2.52	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.73	52.59	0	0
678	1.63	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.73	52.62	0	0
679	1.32	18	1716	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.85	52.26	0	0
680	1.51	19	1814	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.63	52.62	0	0
681	1.52	20	1912	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.25	52.22	0	0
682	1.52	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.52	52.62	0	0
683	1.54	23	2210	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.36	52.86	0	0
684	1.33	23	2206	0	0	0	0	0	0	1.20	1.20	49.51	52.62	0	0
685	1.52	18	1716	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.87	52.12	0	0
686	1.52	19	1828	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.35	52.25	0	0
687	1.52	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.25	52.62	0	0
688	1.52	19	1819	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.42	0	0
689	1.21	23	2206	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.36	52.62	0	0
690	1.15	24	2309	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.85	52.51	0	0
691	1.36	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.74	52.98	0	0
692	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.61	0	0
693	1.52	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.87	52.32	0	0
694	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.24	52.23	0	0
695	1.51	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.16	0	0
696	1.64	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.33	0	0
697	1.62	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.87	52.13	0	0
698	1.55	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.25	52.24	0	0
699	1.63	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.22	0	0
700	1.22	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.26	0	0

ANEXOS

701	1.65	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.25	52.22	0	0
702	1.62	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.33	0	0
703	1.15	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.51	52.42	0	0
704	1.64	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.87	52.62	0	0
705	1.62	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.48	0	0
706	1.62	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.35	52.59	0	0
707	1.65	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.62	0	0
708	1.55	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.25	52.26	0	0
709	1.56	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.62	0	0
710	1.65	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.54	52.22	0	0
711	1.25	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.85	52.62	0	0
712	1.12	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.36	52.86	0	0
713	1.55	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.62	0	0
714	1.63	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.51	52.12	0	0
715	1.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.25	0	0
716	1.57	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.62	0	0
717	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.42	0	0
718	1.52	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.56	52.62	0	0
719	1.52	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.57	52.51	0	0
720	1.55	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.85	52.98	0	0
721	1.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.58	52.61	0	0
722	1.55	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.55	52.32	0	0
723	1.22	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.48	52.23	0	0
724	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.48	52.16	0	0
725	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.55	0	0
726	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.48	52.12	0	0
727	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.21	0	0
728	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.56	52.28	0	0
729	1.55	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.65	52.36	0	0
730	1.55	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.61	52.21	0	0
731	1.38	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.45	52.36	0	0
732	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.62	52.33	0	0
733	1.55	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.65	52.22	0	0
734	1.55	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.62	52.26	0	0
735	1.55	23	2206	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.56	52.33	0	0
736	1.63	22	2108	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.42	0	0
737	1.56	22	2112	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.57	52.36	0	0
738	1.52	20	1975	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.55	52.52	0	0
739	1.51	22	2108	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.36	52.63	0	0
740	1.55	23	2207	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.55	52.33	0	0
741	1.33	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.22	0	0
742	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.56	52.33	0	0
743	1.36	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.12	0	0
744	1.63	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.66	52.63	0	0
745	1.65	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.55	52.55	0	0
746	1.62	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.65	0	0
747	1.51	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.56	52.65	0	0
748	1.65	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.54	52.62	0	0
749	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.65	52.46	0	0
750	1.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.59	52.69	0	0
751	1.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.66	52.55	0	0
752	2.21	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.66	52.55	0	0
753	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.65	0	0
754	2.22	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.55	52.65	0	0
755	1.55	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.52	52.65	0	0
756	1.51	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.88	52.56	0	0
757	1.12	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.63	52.56	0	0
758	1.33	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.65	52.56	0	0
759	1.22	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	49.48	52.65	0	0
760	1.15	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.18	53.40	0	0
761	1.32	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.59	53.80	0	0
762	1.22	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.55	53.76	0	0
763	1.52	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.52	53.73	0	0
764	1.63	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.62	53.83	0	0
765	1.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.62	53.83	0	0
766	1.62	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.77	0	0
767	1.63	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.15	53.36	0	0
768	1.48	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.65	53.86	0	0
769	1.53	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.52	53.73	0	0
770	1.63	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.55	53.76	0	0
771	1.19	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.77	0	0
772	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.55	53.76	0	0
773	2.61	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.78	0	0
774	1.15	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.65	53.86	0	0
775	1.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.65	53.86	0	0
776	1.52	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.62	53.83	0	0
777	2.15	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.78	0	0
778	1.54	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.55	53.76	0	0
779	1.15	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.63	53.84	0	0
780	1.55	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.55	53.76	0	0

ANEXOS

781	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.25	53.46	0	0
782	1.52	19	1814	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.84	54.05	0	0
783	1.26	20	1912	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.35	53.56	0	0
784	1.52	19	1814	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.25	53.46	0	0
785	1.15	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.87	54.08	0	0
786	2.65	19	1814	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.16	53.37	0	0
787	1.52	18	1716	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.98	54.19	0	0
788	1.52	19	1814	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.35	53.56	0	0
789	2.12	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.48	53.69	0	0
790	1.15	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.35	53.56	0	0
791	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.24	53.45	0	0
792	1.52	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.69	53.90	0	0
793	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.74	53.95	0	0
794	1.16	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.25	53.46	0	0
795	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.87	54.08	0	0
796	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.33	53.54	0	0
797	1.57	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.84	54.05	0	0
798	1.55	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.78	0	0
799	2.63	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	51.55	54.76	0	0
800	2.42	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.52	53.73	0	0
801	1.55	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.15	53.36	0	0
802	1.58	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.55	53.76	0	0
803	1.63	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.77	0	0
804	1.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.55	53.76	0	0
805	1.15	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.48	53.70	0	0
806	1.52	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.63	53.84	0	0
807	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.77	0	0
808	1.51	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.77	0	0
809	1.63	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.52	53.73	0	0
810	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.52	53.73	0	0
811	1.56	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.77	0	0
812	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.55	53.76	0	0
813	1.54	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.24	53.45	0	0
814	1.66	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.65	53.86	0	0
815	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.66	53.87	0	0
816	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.77	0	0
817	1.56	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.63	53.84	0	0
818	1.55	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.65	53.86	0	0
819	1.57	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.21	1.21	50.56	53.77	0	0
820	1.55	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.63	53.84	0	0
821	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.56	53.77	0	0
822	1.63	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.63	53.84	0	0
823	1.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.62	53.83	0	0
824	1.30	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
825	2.65	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
826	2.52	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.56	53.77	0	0
827	2.57	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.51	53.72	0	0
828	2.11	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
829	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
830	1.15	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
831	2.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.56	53.77	0	0
832	2.15	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
833	1.52	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.56	53.77	0	0
834	2.11	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.63	53.84	0	0
835	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
836	1.55	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.15	53.36	0	0
837	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.54	53.75	0	0
838	2.56	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.68	53.90	0	0
839	2.21	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
840	2.15	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.55	53.76	0	0
841	2.32	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.63	53.84	0	0
842	2.51	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
843	2.21	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.15	53.36	0	0
844	1.51	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
845	2.63	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
846	1.62	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.63	53.84	0	0
847	2.65	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.15	53.36	0	0
848	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.59	53.81	0	0
849	1.05	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.66	53.87	0	0
850	2.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	53.73	0	0
851	2.52	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.48	53.70	0	0
852	1.52	22	2108	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.64	53.86	0	0
853	1.57	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.49	53.70	0	0
854	1.52	22	2108	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.63	53.84	0	0
855	2.52	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.66	54.12	0	0
856	2.55	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.63	54.00	0	0
857	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.15	54.08	0	0
858	1.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.52	54.15	0	0
859	1.65	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.22	1.22	50.44	54.18	0	0
860	1.85	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.24	1.24	50.36	54.26	0	0

ANEXOS

861	1.44	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.24	1.24	50.49	54.18	0	0
862	5.21	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.24	1.24	50.85	54.09	0	0
863	5.12	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.24	1.24	50.75	54.19	0	0
864	5.19	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.24	1.24	50.36	54.23	0	0
865	5.24	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.24	1.24	50.66	54.21	0	0
866	5.36	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.24	1.24	50.85	54.18	0	0
867	5.15	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.24	1.24	50.75	54.12	0	0
868	5.12	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.86	54.09	0	0
869	5.26	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.94	54.23	0	0
870	5.21	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.66	54.05	0	0
871	5.31	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.26	54.23	0	0
872	5.21	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.33	54.33	0	0
873	5.12	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.18	54.28	0	0
874	5.23	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.21	54.33	0	0
875	5.22	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.23	54.28	0	0
876	5.36	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.33	54.66	0	0
877	5.40	13	1274	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.38	54.55	0	0
878	5.66	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.24	54.33	0	0
879	5.41	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.66	54.28	0	0
880	5.12	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.41	54.56	0	0
881	5.55	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	54.75	0	0
882	5.33	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.26	54.26	0	0
883	5.28	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.41	54.81	0	0
884	5.66	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.33	54.66	0	0
885	5.41	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.26	54.26	0	0
886	5.23	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.44	54.75	0	0
887	15.16	15	1485	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	51.99	0	0
888	9.52	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.45	51.26	0	0
889	13.12	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	51.55	0	0
890	14.55	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	51.85	0	0
891	7.23	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.54	51.76	0	0
892	8.52	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	52.36	0	0
893	7.52	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	52.45	0	0
894	10.15	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.15	52.86	0	0
895	9.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	53.26	0	0
896	3.25	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	47.36	50.36	0	0
897	2.85	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	47.66	50.66	0	0
898	2.44	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	47.75	50.75	0	0
899	1.95	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	47.86	50.86	0	0
900	1.86	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	48.23	51.23	0	0
901	1.23	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	48.66	51.66	0	0
902	1.34	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	48.99	51.99	0	0
903	1.56	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	49.25	52.25	0	0
904	1.28	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	49.66	52.66	0	0
905	1.56	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	49.97	52.97	0	0
906	1.33	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.24	53.24	0	0
907	2.56	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.66	53.66	0	0
908	1.35	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.89	53.89	0	0
909	2.45	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.12	54.12	0	0
910	1.76	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.33	54.33	0	0
911	1.85	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.12	54.12	0	0
912	1.26	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	54.26	0	0
913	1.33	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	54.44	0	0
914	1.75	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.36	54.36	0	0
915	1.66	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.28	54.28	0	0
916	2.85	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
917	1.05	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
918	1.12	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	54.26	0	0
919	1.44	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.38	54.38	0	0
920	1.26	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	54.69	0	0
921	1.75	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	54.85	0	0
922	1.44	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
923	1.36	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.75	54.75	0	0
924	1.85	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
925	1.76	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	54.26	0	0
926	1.24	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	54.85	0	0
927	1.12	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.77	54.77	0	0
928	0.99	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
929	1.12	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.79	54.79	0	0
930	1.15	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	54.85	0	0
931	0.91	13	1274	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.76	54.76	0	0
932	1.25	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
933	1.36	13	1274	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	54.26	0	0
934	1.44	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.81	54.81	0	0
935	1.56	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.89	54.89	0	0
936	1.25	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.77	54.77	0	0
937	1.62	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.96	54.96	0	0
938	1.72	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.65	54.65	0	0
939	1.85	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.99	54.99	0	0
940	1.23	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	54.85	0	0

ANEXOS

941	1.09	13	1274	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.71	54.71	0	0
942	0.99	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.36	54.36	0	0
943	1.25	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.45	54.45	0	0
944	2.36	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
945	1.75	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.75	54.75	0	0
946	1.23	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
947	2.45	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.78	54.78	0	0
948	1.66	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.86	54.86	0	0
949	1.20	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.75	54.75	0	0
950	1.12	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
951	1.36	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	54.52	0	0
952	1.24	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.46	54.46	0	0
953	1.85	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	54.69	0	0
954	1.45	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.74	54.74	0	0
955	1.09	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.86	54.86	0	0
956	4.15	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.56	54.56	0	0
957	3.52	19	1814	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.83	54.83	0	0
958	2.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
959	3.15	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.89	54.89	0	0
960	3.48	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	54.26	0	0
961	3.52	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
962	3.81	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.74	54.74	0	0
963	2.55	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
964	1.51	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	54.55	0	0
965	1.55	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.88	54.88	0	0
966	1.52	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.96	54.96	0	0
967	1.84	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.32	54.32	0	0
968	1.66	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.45	54.45	0	0
969	2.55	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.77	54.77	0	0
970	1.48	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.86	54.86	0	0
971	1.65	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.64	54.64	0	0
972	1.52	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.56	54.56	0	0
973	1.51	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.62	54.62	0	0
974	1.15	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	54.69	0	0
975	1.48	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.71	54.71	0	0
976	2.51	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.86	54.86	0	0
977	1.15	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	54.63	0	0
978	2.18	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
979	2.85	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.49	54.49	0	0
980	1.48	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.82	54.82	0	0
981	2.59	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
982	1.84	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	54.66	0	0
983	1.63	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.98	54.98	0	0
984	4.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.75	54.75	0	0
985	5.55	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.88	54.88	0	0
986	4.15	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.98	54.98	0	0
987	5.48	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.51	55.01	0	0
988	5.85	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.26	0	0
989	4.56	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	55.12	0	0
990	5.48	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.23	0	0
991	3.52	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	55.17	0	0
992	2.55	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.56	55.21	0	0
993	1.55	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.56	55.09	0	0
994	2.55	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	55.22	0	0
995	1.85	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	55.19	0	0
996	2.51	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	55.17	0	0
997	1.55	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.31	0	0
998	1.85	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.17	0	0
999	2.55	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.44	0	0
1000	1.85	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.10	0	0
1001	2.40	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.66	55.34	0	0
1002	1.88	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	55.60	0	0
1003	1.48	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.51	55.12	0	0
1004	2.84	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	55.24	0	0
1005	1.85	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.36	0	0
1006	1.55	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.85	55.49	0	0
1007	1.85	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	55.56	0	0
1008	1.85	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.56	55.21	0	0
1009	2.85	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	55.46	0	0
1010	2.99	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.16	55.23	0	0
1011	4.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.88	55.37	0	0
1012	3.45	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	55.39	0	0
1013	3.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.85	55.48	0	0
1014	3.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.84	55.75	0	0
1015	3.57	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.58	55.66	0	0
1016	4.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	55.56	0	0
1017	1.52	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	55.84	0	0
1018	1.45	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.56	55.89	0	0
1019	1.63	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	55.63	0	0
1020	1.15	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	55.57	0	0

ANEXOS

1021	1.63	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.48	55.63	0	0
1022	2.52	19	1862	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	55.48	0	0
1023	1.45	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.48	55.63	0	0
1024	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	55.55	0	0
1025	1.52	18	1764	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.85	55.63	0	0
1026	1.44	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	55.66	0	0
1027	1.63	20	1912	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.54	55.66	0	0
1028	1.45	23	2269	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.66	55.68	0	0
1029	1.48	21	2106	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	55.56	0	0
1030	2.51	21	2010	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.55	55.65	0	0
1031	2.52	19	1814	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.15	55.48	0	0
1032	1.12	19	1818	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.62	0	0
1033	1.55	20	1912	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.66	55.55	0	0
1034	1.52	22	2108	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.15	0	0
1035	1.25	23	2206	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.55	55.63	0	0
1036	2.51	23	2206	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.11	0	0
1037	1.48	22	2171	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.55	55.63	0	0
1038	1.45	22	2141	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.61	0	0
1039	1.55	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.15	55.62	0	0
1040	1.36	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.55	55.48	0	0
1041	1.41	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.63	0	0
1042	1.56	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.14	0	0
1043	1.56	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.55	55.66	0	0
1044	1.54	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.68	55.63	0	0
1045	1.54	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.63	0	0
1046	2.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.45	55.61	0	0
1047	1.52	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.48	55.12	0	0
1048	1.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.63	0	0
1049	1.48	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.48	55.63	0	0
1050	2.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.19	0	0
1051	1.34	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.85	55.74	0	0
1052	1.96	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.84	0	0
1053	1.85	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.85	55.63	0	0
1054	1.52	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.65	55.52	0	0
1055	2.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.48	0	0
1056	1.18	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.48	55.63	0	0
1057	1.85	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.55	55.48	0	0
1058	1.15	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.63	0	0
1059	2.15	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.49	55.48	0	0
1060	1.45	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.66	55.48	0	0
1061	2.15	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.48	0	0
1062	1.48	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	55.85	0	0
1063	1.48	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.85	55.85	0	0
1064	1.84	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.23	55.48	0	0
1065	2.88	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.55	55.48	0	0
1066	1.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.48	55.69	0	0
1067	1.55	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.85	55.49	0	0
1068	2.55	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.55	55.42	0	0
1069	1.52	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.48	55.23	0	0
1070	2.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.58	55.12	0	0
1071	2.52	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.85	55.54	0	0
1072	1.85	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.38	55.45	0	0
1073	1.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.63	0	0
1074	2.52	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	55.53	0	0
1075	2.55	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.36	55.66	0	0
1076	2.52	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.52	55.17	0	0
1077	2.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.49	55.63	0	0
1078	2.58	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.85	0	0
1079	1.52	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.48	55.66	0	0
1080	1.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.37	55.62	0	0
1081	2.52	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	55.48	0	0
1082	3.55	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	55.99	0	0
1083	4.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.63	55.67	0	0
1084	3.11	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.48	55.99	0	0
1085	4.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.45	55.95	0	0
1086	3.45	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.52	0	0
1087	3.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	50.48	56.48	0	0
1088	5.48	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.58	56.48	0	0
1089	2.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.88	56.61	0	0
1090	2.55	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.12	56.48	0	0
1091	2.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.63	0	0
1092	2.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.33	56.55	0	0
1093	3.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	56.63	0	0
1094	3.54	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.85	0	0
1095	4.55	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	56.66	0	0
1096	3.46	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	56.23	0	0
1097	2.52	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.49	56.58	0	0
1098	4.52	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.24	56.48	0	0
1099	3.63	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.63	0	0
1100	2.15	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.33	56.23	0	0

ANEXOS

1101	3.66	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.54	56.63	0	0
1102	3.55	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	56.52	0	0
1103	4.85	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	56.45	0	0
1104	2.55	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.58	0	0
1105	3.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.15	0	0
1106	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.70	56.85	0	0
1107	3.55	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	56.70	0	0
1108	2.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.26	0	0
1109	2.62	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.52	56.85	0	0
1110	2.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	56.52	0	0
1111	2.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	56.63	0	0
1112	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.63	0	0
1113	2.45	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	56.85	0	0
1114	2.37	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	56.63	0	0
1115	2.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.28	56.63	0	0
1116	3.58	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.20	56.85	0	0
1117	2.54	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.12	56.85	0	0
1118	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.05	56.85	0	0
1119	2.85	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.00	56.52	0	0
1120	2.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.48	0	0
1121	2.48	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.45	56.26	0	0
1122	3.48	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.23	0	0
1123	2.48	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.75	56.20	0	0
1124	2.21	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	56.33	0	0
1125	2.05	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.62	56.75	0	0
1126	2.36	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	56.28	0	0
1127	2.15	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	56.62	0	0
1128	2.08	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.44	0	0
1129	2.12	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.47	56.29	0	0
1130	2.25	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	56.47	0	0
1131	2.26	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	56.36	0	0
1132	2.31	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.47	56.75	0	0
1133	2.45	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.36	56.32	0	0
1134	3.25	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	56.75	0	0
1135	2.85	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.66	0	0
1136	2.02	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.79	56.24	0	0
1137	2.65	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	56.35	0	0
1138	2.12	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	56.49	0	0
1139	2.45	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.75	0	0
1140	2.36	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.88	56.21	0	0
1141	2.41	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	56.33	0	0
1142	2.56	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	56.48	0	0
1143	2.12	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.74	56.75	0	0
1144	2.36	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.66	0	0
1145	2.52	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	56.21	0	0
1146	2.36	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.68	56.44	0	0
1147	2.21	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.47	56.23	0	0
1148	2.15	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.63	56.24	0	0
1149	2.45	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.77	56.55	0	0
1150	2.12	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	56.44	0	0
1151	2.06	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.75	56.32	0	0
1152	2.14	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	56.65	0	0
1153	2.18	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.41	0	0
1154	2.23	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.23	56.36	0	0
1155	1.98	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.77	56.45	0	0
1156	2.45	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.58	56.66	0	0
1157	2.13	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.69	56.52	0	0
1158	2.26	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.23	56.47	0	0
1159	2.51	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.12	56.81	0	0
1160	3.05	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.23	56.77	0	0
1161	2.75	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	56.69	0	0
1162	3.05	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.58	56.81	0	0
1163	2.75	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.83	56.48	0	0
1164	2.15	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.88	0	0
1165	2.36	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.79	56.81	0	0
1166	2.24	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.82	56.91	0	0
1167	3.15	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	56.45	0	0
1168	2.16	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.85	0	0
1169	2.14	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.91	0	0
1170	2.00	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	56.75	0	0
1171	3.12	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.45	56.82	0	0
1172	2.41	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.62	56.88	0	0
1173	2.45	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.75	56.75	0	0
1174	6.15	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.89	0	0
1175	6.12	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.91	0	0
1176	6.45	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.26	56.99	0	0
1177	6.12	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.75	56.75	0	0
1178	6.24	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.81	0	0
1179	6.25	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.85	56.75	0	0
1180	6.33	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	56.56	0	0

ANEXOS

1181	6.18	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.55	56.47	0	0
1182	6.51	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.44	0	0
1183	6.46	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.23	56.51	0	0
1184	6.12	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.74	56.48	0	0
1185	6.31	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.29	0	0
1186	6.47	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.88	56.47	0	0
1187	6.12	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.32	0	0
1188	6.12	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.44	56.74	0	0
1189	6.47	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.66	56.85	0	0
1190	6.42	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.64	56.29	0	0
1191	6.21	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.36	56.44	0	0
1192	6.33	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.25	1.25	51.47	56.18	0	0
1193	19.55	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.21	52.45	0	0
1194	16.49	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.56	52.36	0	0
1195	10.55	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.77	53.28	0	0
1196	19.63	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.27	53.75	0	0
1197	23.52	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.55	53.99	0	0
1198	18.85	0	0	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.81	54.25	0	0
1199	20.33	0	0	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.26	54.66	0	0
1200	19.85	0	0	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.34	54.86	0	0
1201	22.58	0	0	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.66	55.23	0	0
1202	3.21	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.44	52.44	0	0
1203	2.75	12	1176	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.75	52.75	0	0
1204	2.45	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.66	52.66	0	0
1205	2.36	13	1274	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.45	52.45	0	0
1206	3.21	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.90	52.90	0	0
1207	3.44	12	1176	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.88	52.88	0	0
1208	2.75	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.77	52.77	0	0
1209	3.28	13	1274	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.66	52.66	0	0
1210	2.66	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	48.99	52.99	0	0
1211	3.21	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.21	53.21	0	0
1212	3.15	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.45	53.45	0	0
1213	2.75	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.36	53.36	0	0
1214	3.41	13	1274	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.45	53.45	0	0
1215	2.55	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.66	53.66	0	0
1216	3.21	12	1176	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.55	53.55	0	0
1217	2.85	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.77	53.77	0	0
1218	4.21	20	1960	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.88	53.88	0	0
1219	4.36	17	1666	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	49.99	53.99	0	0
1220	3.75	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.12	54.12	0	0
1221	4.16	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.23	54.23	0	0
1222	4.31	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.45	54.45	0	0
1223	4.25	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.67	54.67	0	0
1224	5.24	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.75	54.75	0	0
1225	4.36	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	50.91	54.91	0	0
1226	4.18	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.12	55.12	0	0
1227	4.07	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.23	55.23	0	0
1228	4.31	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.24	55.24	0	0
1229	4.19	21	2058	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.36	55.36	0	0
1230	4.25	22	2156	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.48	55.48	0	0
1231	5.36	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.59	55.59	0	0
1232	3.25	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.79	55.79	0	0
1233	2.85	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.86	55.86	0	0
1234	2.45	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	51.99	55.99	0	0
1235	3.21	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.12	56.12	0	0
1236	2.44	67	6566	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.25	56.25	0	0
1237	4.26	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.45	56.45	0	0
1238	3.51	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.36	56.36	0	0
1239	3.75	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.24	56.24	0	0
1240	2.81	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.24	56.24	0	0
1241	3.15	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.36	56.36	0	0
1242	3.24	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.47	56.47	0	0
1243	3.33	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.45	56.45	0	0
1244	3.41	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.36	56.36	0	0
1245	2.85	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.41	56.41	0	0
1246	3.41	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.28	56.28	0	0
1247	4.15	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.33	56.33	0	0
1248	3.65	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.47	56.47	0	0
1249	3.75	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.51	56.51	0	0
1250	2.85	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.44	56.44	0	0
1251	3.26	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.36	56.36	0	0
1252	3.51	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.41	56.41	0	0
1253	3.74	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.57	56.57	0	0
1254	3.36	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.44	56.44	0	0
1255	3.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.27	56.27	0	0
1256	3.24	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.33	56.33	0	0
1257	2.85	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.42	56.42	0	0
1258	2.96	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.48	56.48	0	0
1259	3.21	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.55	56.55	0	0
1260	3.15	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.51	56.51	0	0

ANEXOS

1261	2.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.48	56.48	0	0
1262	3.26	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.36	56.36	0	0
1263	4.21	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.47	56.47	0	0
1264	3.66	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.66	56.66	0	0
1265	2.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.47	56.47	0	0
1266	4.26	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.66	56.66	0	0
1267	3.66	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.57	56.57	0	0
1268	2.75	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.51	56.51	0	0
1269	3.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.61	56.61	0	0
1270	3.26	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.62	56.62	0	0
1271	2.66	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.54	56.54	0	0
1272	3.81	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.38	56.38	0	0
1273	2.75	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.47	56.47	0	0
1274	3.15	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.66	56.66	0	0
1275	4.21	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.71	56.71	0	0
1276	2.85	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.88	56.88	0	0
1277	2.66	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.79	56.79	0	0
1278	3.21	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.69	56.69	0	0
1279	2.44	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.58	56.58	0	0
1280	3.36	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.86	56.86	0	0
1281	2.75	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.99	56.99	0	0
1282	2.66	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	52.98	56.98	0	0
1283	2.41	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.12	57.12	0	0
1284	3.24	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.15	57.15	0	0
1285	3.75	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.17	57.17	0	0
1286	3.21	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.09	57.09	0	0
1287	2.75	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.08	57.08	0	0
1288	3.45	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.21	57.21	0	0
1289	2.86	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.16	57.16	0	0
1290	3.15	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.03	57.03	0	0
1291	3.41	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.24	57.24	0	0
1292	2.93	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.13	57.13	0	0
1293	2.75	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.18	57.18	0	0
1294	3.81	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.21	57.21	0	0
1295	2.75	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.24	57.24	0	0
1296	3.26	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.23	57.23	0	0
1297	2.75	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.42	57.42	0	0
1298	3.26	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.18	57.18	0	0
1299	2.81	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.55	57.55	0	0
1300	3.21	40	3920	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.24	57.24	0	0
1301	3.45	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.36	57.36	0	0
1302	3.26	41	4018	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.41	57.41	0	0
1303	3.85	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.38	57.38	0	0
1304	3.45	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.39	57.39	0	0
1305	2.95	40	3920	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.42	57.42	0	0
1306	3.12	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.51	57.51	0	0
1307	4.12	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1308	3.75	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.58	57.58	0	0
1309	3.66	40	3920	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.61	57.61	0	0
1310	3.26	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.49	57.49	0	0
1311	4.15	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.51	57.51	0	0
1312	3.66	40	3920	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1313	3.29	42	4116	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.23	57.23	0	0
1314	3.12	41	4018	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.45	57.45	0	0
1315	3.26	45	4410	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1316	4.12	40	3920	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.59	57.59	0	0
1317	3.35	48	4704	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.81	57.81	0	0
1318	2.85	53	5194	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1319	3.21	48	4704	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.44	57.44	0	0
1320	3.75	49	4802	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.61	57.61	0	0
1321	3.66	46	4508	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1322	4.15	47	4606	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.75	57.75	0	0
1323	3.75	45	4410	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.69	57.69	0	0
1324	4.25	40	3920	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.81	57.81	0	0
1325	3.76	42	4116	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.75	57.75	0	0
1326	4.12	43	4214	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1327	3.75	40	3920	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.59	57.59	0	0
1328	3.26	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.61	57.61	0	0
1329	3.49	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.53	57.53	0	0
1330	3.51	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.62	57.62	0	0
1331	3.66	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.46	57.46	0	0
1332	6.12	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1333	6.36	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.48	57.48	0	0
1334	6.24	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.23	57.23	0	0
1335	6.51	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.61	57.61	0	0
1336	6.18	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.49	57.49	0	0
1337	6.35	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1338	6.19	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.49	57.49	0	0
1339	6.21	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.52	57.52	0	0
1340	6.37	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.61	57.61	0	0

ANEXOS

1341	6.18	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.66	57.66	0	0
1342	6.44	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.63	57.63	0	0
1343	6.55	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.48	57.48	0	0
1344	6.18	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.63	57.63	0	0
1345	6.51	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.55	57.55	0	0
1346	6.18	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.61	57.61	0	0
1347	6.33	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.63	57.63	0	0
1348	6.21	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.52	57.52	0	0
1349	6.14	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.45	57.45	0	0
1350	6.44	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.26	57.26	0	0
1351	6.18	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.21	57.63	0	0
1352	6.23	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.41	57.61	0	0
1353	6.36	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.58	57.48	0	0
1354	6.51	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.61	57.66	0	0
1355	2.25	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.88	57.88	0	0
1356	3.15	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	53.99	57.99	0	0
1357	2.45	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.01	58.01	0	0
1358	3.36	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.21	58.21	0	0
1359	2.85	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.16	58.16	0	0
1360	3.21	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.21	58.21	0	0
1361	2.60	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.36	58.36	0	0
1362	2.45	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.24	58.24	0	0
1363	3.21	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.19	58.19	0	0
1364	3.56	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.24	58.24	0	0
1365	3.41	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.31	58.31	0	0
1366	2.85	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.66	0	0
1367	2.36	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.41	58.41	0	0
1368	2.86	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.26	58.26	0	0
1369	3.25	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.41	58.41	0	0
1370	3.75	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.36	58.36	0	0
1371	4.12	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.41	58.41	0	0
1372	3.85	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.26	58.26	0	0
1373	4.26	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.42	58.42	0	0
1374	3.36	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.36	58.36	0	0
1375	3.25	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.42	58.42	0	0
1376	3.25	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.61	58.61	0	0
1377	4.12	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.24	58.24	0	0
1378	3.51	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.16	58.16	0	0
1379	3.26	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.24	58.24	0	0
1380	4.16	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.36	58.36	0	0
1381	3.81	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.26	58.44	0	0
1382	3.55	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.32	58.66	0	0
1383	2.85	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.41	58.61	0	0
1384	3.85	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.36	58.47	0	0
1385	3.85	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.23	58.69	0	0
1386	3.55	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.31	58.84	0	0
1387	2.51	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.74	0	0
1388	3.45	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.51	58.56	0	0
1389	3.55	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.23	58.91	0	0
1390	2.88	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.49	58.47	0	0
1391	3.82	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.61	58.63	0	0
1392	2.85	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.84	58.54	0	0
1393	3.89	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.47	58.66	0	0
1394	2.18	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.69	58.41	0	0
1395	3.48	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.81	58.62	0	0
1396	3.15	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.55	58.48	0	0
1397	2.88	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.99	58.58	0	0
1398	2.90	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.52	0	0
1399	3.85	31	3038	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.85	0	0
1400	2.15	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.51	58.55	0	0
1401	2.15	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.59	58.55	0	0
1402	2.52	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.97	58.85	0	0
1403	2.15	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.63	0	0
1404	2.55	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.55	0	0
1405	2.55	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.59	58.48	0	0
1406	2.89	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.78	0	0
1407	2.55	33	3234	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.96	58.78	0	0
1408	3.85	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.70	0	0
1409	2.54	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.85	0	0
1410	2.54	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.85	0	0
1411	2.66	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.48	58.49	0	0
1412	2.85	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.63	0	0
1413	3.81	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.96	58.55	0	0
1414	3.69	34	3332	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.48	58.48	0	0
1415	2.56	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.84	58.45	0	0
1416	4.55	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.90	58.46	0	0
1417	3.15	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.52	58.63	0	0
1418	4.12	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.52	58.87	0	0
1419	3.52	35	3430	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.51	58.63	0	0
1420	3.52	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.45	58.52	0	0

ANEXOS

1421	4.55	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.52	58.55	0	0
1422	3.45	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.52	58.63	0	0
1423	3.52	41	4018	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.85	0	0
1424	2.44	41	4018	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.27	58.67	0	0
1425	2.58	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.48	0	0
1426	2.15	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.14	58.48	0	0
1427	3.46	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.63	0	0
1428	2.45	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.85	0	0
1429	2.52	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.42	58.65	0	0
1430	3.59	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.85	0	0
1431	3.25	42	4116	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.56	58.49	0	0
1432	3.33	43	4214	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.48	58.70	0	0
1433	3.51	43	4214	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.48	0	0
1434	4.21	42	4116	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.85	0	0
1435	3.23	46	4508	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.49	58.49	0	0
1436	4.29	46	4508	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.12	58.69	0	0
1437	5.48	43	4214	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.57	58.85	0	0
1438	6.49	43	4214	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.49	58.57	0	0
1439	6.33	47	4606	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.49	58.63	0	0
1440	6.48	46	4508	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.51	0	0
1441	7.61	43	4214	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.63	0	0
1442	6.23	42	4116	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.54	0	0
1443	6.22	46	4508	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.55	58.55	0	0
1444	7.55	39	3822	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.52	58.15	0	0
1445	7.65	40	3920	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.63	0	0
1446	7.63	38	3724	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.84	58.66	0	0
1447	7.63	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.49	0	0
1448	7.52	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.63	0	0
1449	7.86	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.22	58.48	0	0
1450	7.90	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.48	0	0
1451	7.52	37	3626	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.66	0	0
1452	7.23	36	3528	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.45	0	0
1453	7.14	32	3136	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.36	0	0
1454	6.55	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.98	0	0
1455	7.16	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.68	58.63	0	0
1456	7.52	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.66	58.45	0	0
1457	6.24	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.98	58.85	0	0
1458	7.63	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.63	0	0
1459	7.23	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.85	58.45	0	0
1460	7.22	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.63	58.63	0	0
1461	7.43	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.28	1.28	54.76	58.52	0	0
1462	20.58	17	1618	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	51.26	55.24	0	0
1463	14.52	16	1568	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	51.36	55.36	0	0
1464	15.85	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	51.48	55.46	0	0
1465	20.55	14	1372	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	51.91	55.81	0	0
1466	13.54	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	52.23	56.12	0	0
1467	15.85	15	1470	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	52.49	56.41	0	0
1468	20.85	16	1531	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	52.66	56.78	0	0
1469	31.85	0	0	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	53.24	57.24	0	0
1470	25.85	0	0	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	53.66	57.31	0	0
1471	6.25	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	51.45	55.45	0	0
1472	5.85	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	51.66	55.66	0	0
1473	7.48	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	51.88	55.88	0	0
1474	4.36	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	52.12	56.12	0	0
1475	5.21	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	52.36	56.36	0	0
1476	5.36	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	52.49	56.49	0	0
1477	4.31	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	52.78	56.78	0	0
1478	5.69	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	53.21	57.21	0	0
1479	7.88	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	53.41	57.41	0	0
1480	7.21	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	53.49	57.49	0	0
1481	6.21	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	53.58	57.58	0	0
1482	7.51	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	53.68	57.68	0	0
1483	5.26	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.12	58.12	0	0
1484	6.41	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.23	58.23	0	0
1485	4.55	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.41	58.41	0	0
1486	4.95	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.37	58.37	0	0
1487	5.26	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.61	58.61	0	0
1488	3.85	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.59	58.59	0	0
1489	4.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.66	58.66	0	0
1490	4.16	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.67	58.67	0	0
1491	4.12	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.85	58.85	0	0
1492	7.21	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.91	58.91	0	0
1493	7.21	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.99	58.99	0	0
1494	8.12	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.99	58.99	0	0
1495	7.41	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	54.89	58.89	0	0
1496	6.31	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.12	59.12	0	0
1497	5.28	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.15	59.15	0	0
1498	5.36	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.13	59.13	0	0
1499	6.24	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.17	59.17	0	0
1500	6.51	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.21	59.21	0	0

ANEXOS

1501	5.26	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.24	59.24	0	0
1502	6.31	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.36	0	0
1503	5.44	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.41	59.41	0	0
1504	6.39	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.38	59.38	0	0
1505	5.75	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.44	59.44	0	0
1506	6.21	23	2254	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.51	59.51	0	0
1507	5.45	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.23	59.23	0	0
1508	6.18	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.10	59.10	0	0
1509	5.45	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.23	59.23	0	0
1510	6.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.07	59.07	0	0
1511	4.66	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.12	59.12	0	0
1512	5.55	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.33	59.33	0	0
1513	5.58	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.41	59.41	0	0
1514	6.51	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.13	59.13	0	0
1515	5.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.47	59.47	0	0
1516	5.88	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.18	59.18	0	0
1517	6.35	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.43	59.43	0	0
1518	6.88	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.36	0	0
1519	7.62	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.12	59.12	0	0
1520	7.45	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.29	59.29	0	0
1521	6.57	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.57	0	0
1522	6.38	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.36	0	0
1523	6.83	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.41	59.41	0	0
1524	7.29	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.48	0	0
1525	6.59	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.36	0	0
1526	6.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.44	59.44	0	0
1527	7.83	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.51	59.51	0	0
1528	5.66	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.61	59.61	0	0
1529	5.58	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.64	59.64	0	0
1530	6.53	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1531	7.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.44	59.44	0	0
1532	6.15	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.74	59.74	0	0
1533	6.54	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.61	59.61	0	0
1534	7.33	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.52	59.52	0	0
1535	6.54	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1536	6.22	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.49	59.49	0	0
1537	5.23	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1538	5.88	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1539	5.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.24	59.24	0	0
1540	7.18	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.36	0	0
1541	5.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.54	0	0
1542	5.49	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.81	59.81	0	0
1543	5.23	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.74	59.74	0	0
1544	6.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.56	59.56	0	0
1545	5.62	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1546	6.46	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.85	0	0
1547	6.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.92	59.92	0	0
1548	7.63	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.79	59.79	0	0
1549	8.44	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.62	59.62	0	0
1550	7.63	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.54	0	0
1551	6.21	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.36	0	0
1552	7.55	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.78	59.78	0	0
1553	4.63	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.81	59.81	0	0
1554	6.57	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.56	59.56	0	0
1555	5.55	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.62	59.62	0	0
1556	4.63	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.64	59.64	0	0
1557	4.56	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.44	59.44	0	0
1558	3.55	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.57	0	0
1559	4.62	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.81	59.81	0	0
1560	3.58	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.62	59.62	0	0
1561	3.82	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.56	59.56	0	0
1562	4.86	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.63	0	0
1563	3.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.57	0	0
1564	3.90	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.68	59.68	0	0
1565	3.96	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.54	0	0
1566	3.46	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1567	2.95	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.51	59.51	0	0
1568	3.70	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.86	59.86	0	0
1569	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.56	59.56	0	0
1570	4.63	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.44	59.44	0	0
1571	3.84	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.81	59.81	0	0
1572	3.24	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.57	0	0
1573	3.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1574	3.90	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.36	0	0
1575	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.54	0	0
1576	3.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.44	59.44	0	0
1577	3.55	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.68	59.68	0	0
1578	3.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.57	0	0
1579	3.44	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1580	2.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.83	59.83	0	0

ANEXOS

1581	3.81	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.62	59.62	0	0
1582	2.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.57	0	0
1583	2.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.41	59.41	0	0
1584	2.48	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.95	59.95	0	0
1585	2.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.62	59.62	0	0
1586	3.90	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.57	0	0
1587	3.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1588	3.58	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.85	0	0
1589	3.58	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1590	3.15	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.44	59.44	0	0
1591	3.88	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.36	0	0
1592	3.52	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1593	2.22	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.54	0	0
1594	3.52	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.61	59.61	0	0
1595	2.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.59	59.59	0	0
1596	3.65	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.88	59.88	0	0
1597	2.15	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.67	59.67	0	0
1598	3.51	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.61	59.61	0	0
1599	3.54	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.57	0	0
1600	3.45	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.49	59.49	0	0
1601	2.15	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.63	0	0
1602	3.55	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.85	0	0
1603	2.84	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.48	0	0
1604	2.85	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.55	0	0
1605	2.89	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.63	0	0
1606	3.42	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.85	0	0
1607	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.85	0	0
1608	3.45	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.14	59.85	0	0
1609	5.14	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.69	59.48	0	0
1610	4.15	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.76	0	0
1611	4.66	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.63	0	0
1612	3.56	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.70	59.65	0	0
1613	3.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.63	0	0
1614	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.86	59.48	0	0
1615	2.55	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.90	0	0
1616	6.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.62	0	0
1617	5.15	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.57	0	0
1618	4.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.85	0	0
1619	4.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.85	0	0
1620	4.11	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.98	59.85	0	0
1621	4.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.85	0	0
1622	4.55	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.96	59.48	0	0
1623	4.85	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.85	0	0
1624	3.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.93	59.49	0	0
1625	4.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.70	0	0
1626	4.88	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.48	0	0
1627	3.84	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.85	0	0
1628	4.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.48	0	0
1629	5.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.27	59.48	0	0
1630	3.48	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.35	0	0
1631	4.59	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.61	59.66	0	0
1632	4.85	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.52	59.51	0	0
1633	3.96	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.86	0	0
1634	4.63	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.49	59.56	0	0
1635	3.96	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.44	0	0
1636	3.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.81	0	0
1637	3.56	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.24	59.57	0	0
1638	4.52	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.66	0	0
1639	4.55	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.36	0	0
1640	3.95	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.81	59.54	0	0
1641	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.74	59.44	0	0
1642	4.84	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.56	59.68	0	0
1643	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.57	0	0
1644	3.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.66	0	0
1645	3.85	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.92	59.83	0	0
1646	3.55	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.79	59.62	0	0
1647	4.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.62	59.57	0	0
1648	3.15	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.51	0	0
1649	3.15	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.36	59.23	0	0
1650	3.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.57	59.10	0	0
1651	3.52	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.49	59.23	0	0
1652	4.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.07	0	0
1653	3.15	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.12	0	0
1654	4.15	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.33	0	0
1655	3.52	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.41	0	0
1656	3.44	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.55	59.55	0	0
1657	3.55	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.54	59.47	0	0
1658	4.52	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.18	0	0
1659	3.52	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.14	59.43	0	0
1660	3.10	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.69	59.36	0	0

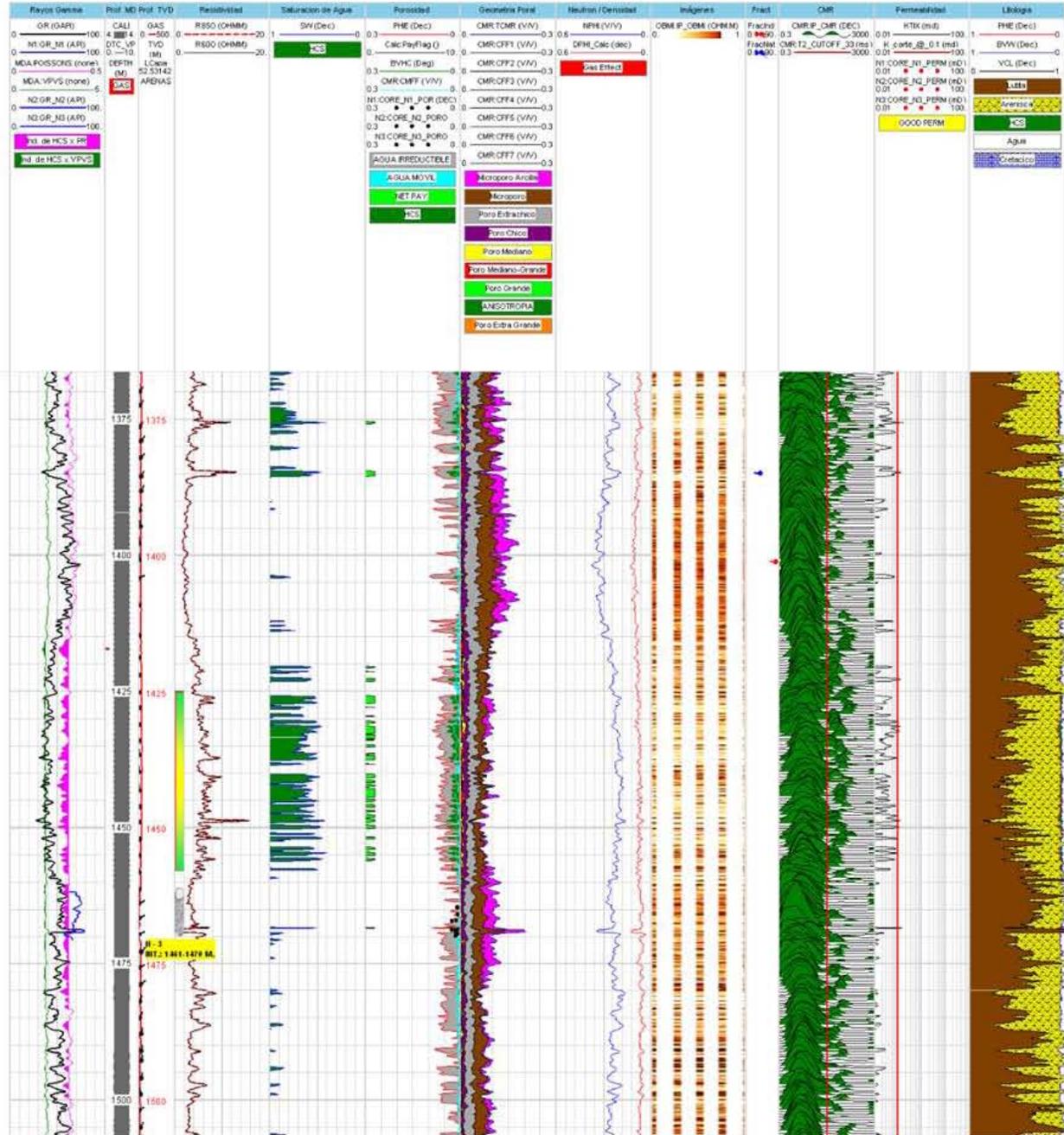
ANEXOS

1661	3.42	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.12	0	0
1662	4.66	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.29	0	0
1663	4.55	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.84	59.57	0	0
1664	4.66	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.81	59.85	0	0
1665	4.21	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.58	59.62	0	0
1666	3.75	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.45	0	0
1667	4.12	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.38	0	0
1668	3.55	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.49	59.66	0	0
1669	4.21	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.55	59.45	0	0
1670	3.55	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.37	59.48	0	0
1671	4.26	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.63	0	0
1672	3.12	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.48	0	0
1673	3.56	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.63	0	0
1674	3.85	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.85	59.48	0	0
1675	4.26	30	2940	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.97	59.44	0	0
1676	4.23	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.63	0	0
1677	4.33	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.63	0	0
1678	2.81	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.48	59.48	0	0
1679	4.33	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.48	0	0
1680	2.45	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.63	0	0
1681	3.55	25	2450	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.75	59.75	0	0
1682	4.23	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.65	59.65	0	0
1683	4.61	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.71	59.71	0	0
1684	4.32	24	2352	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.63	59.63	0	0
1685	3.55	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.41	59.41	0	0
1686	4.81	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.62	59.62	0	0
1687	3.26	29	2842	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.71	59.71	0	0
1688	3.75	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1689	4.12	26	2548	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.49	59.49	0	0
1690	3.36	27	2646	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.66	59.66	0	0
1691	4.15	28	2744	0	0	0	0	0	0	1.40	1.40	55.81	59.81	0	0

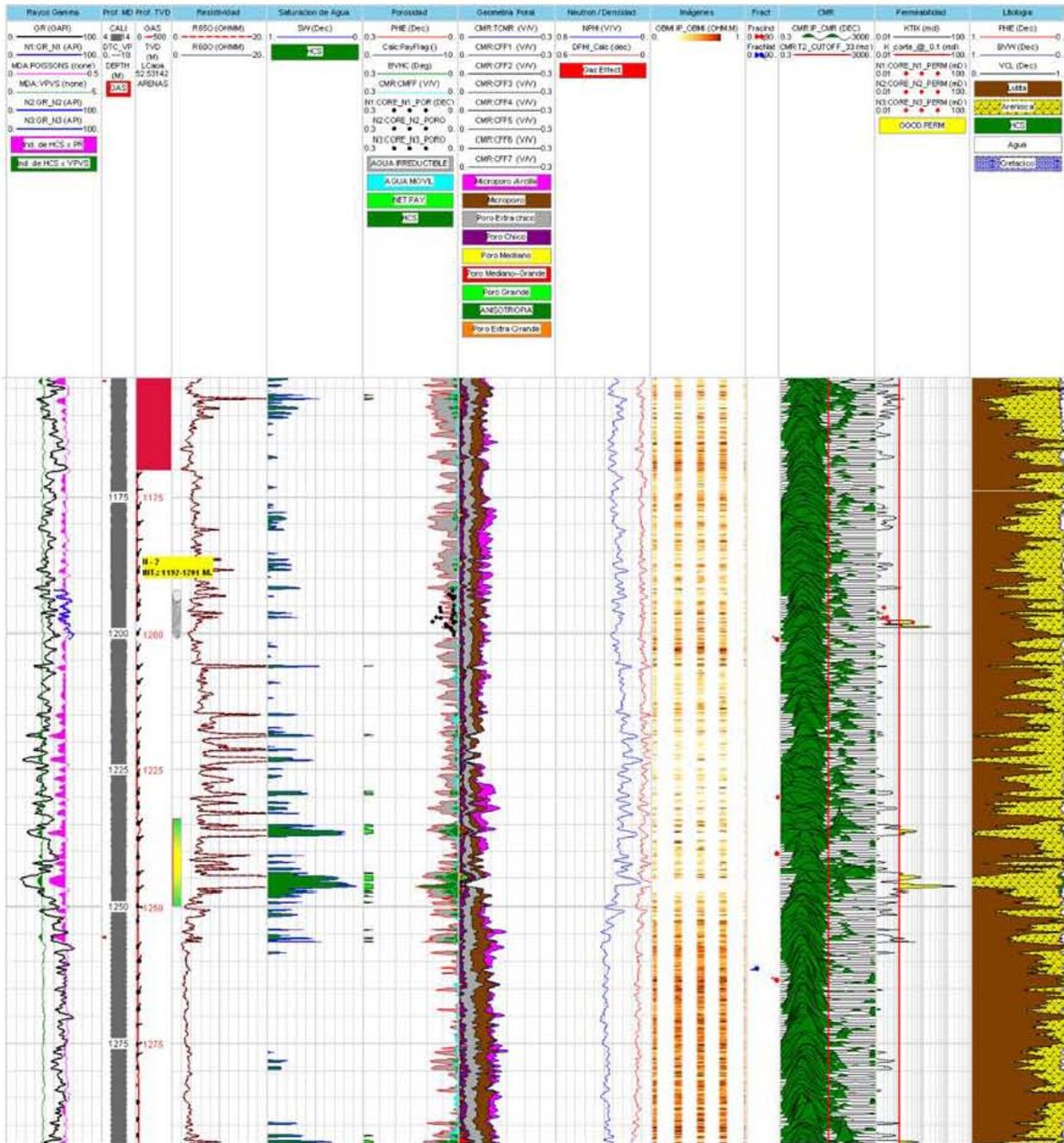
7.7. Anexo VII

Pruebas de Producción

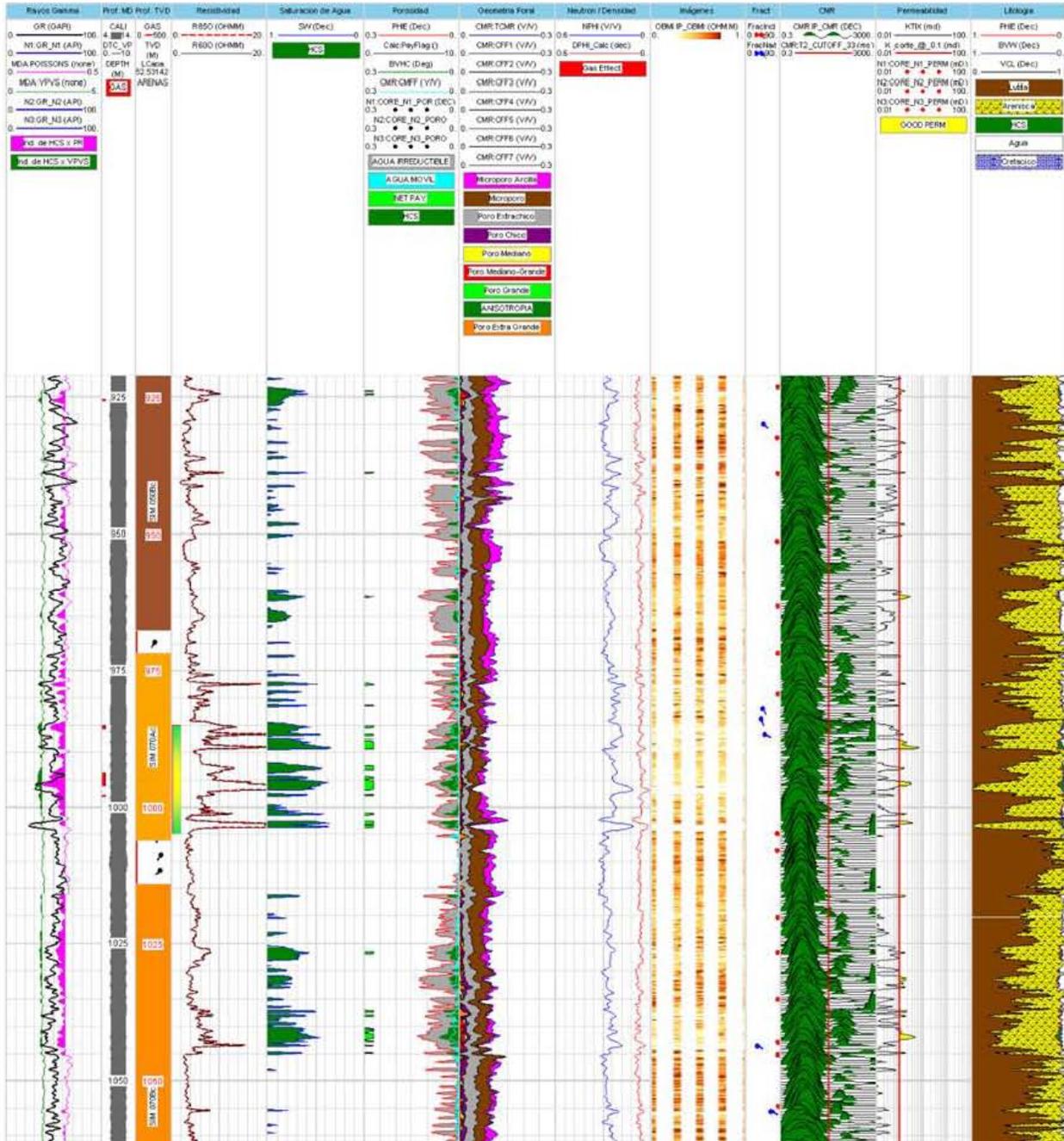
Intervalo 1 (1,425 m – 1,458 m)



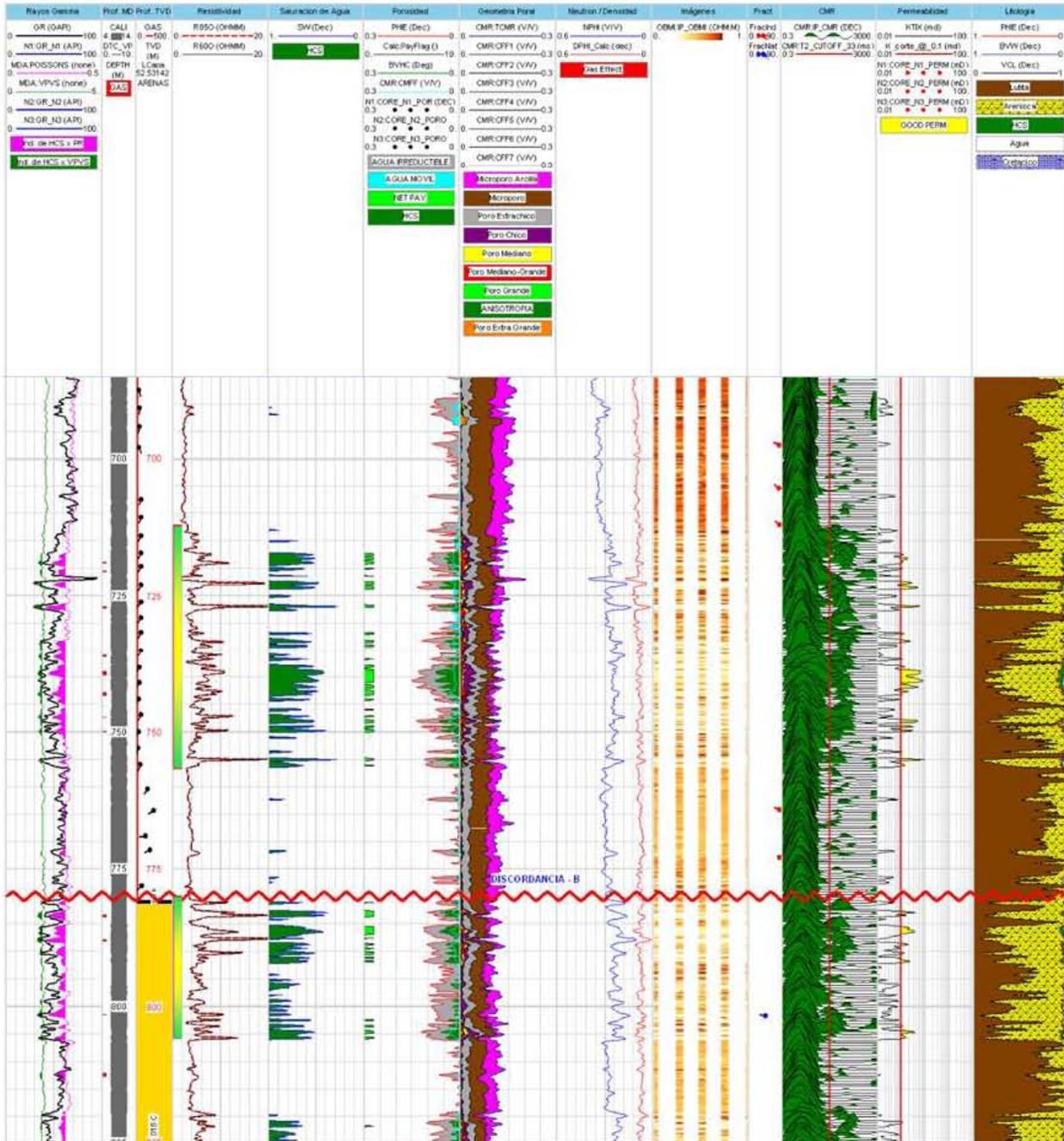
Intervalo 2 (1,234 m – 1,250 m)



Intervalo 3 (985 m – 1,005 m)



Intervalo 4 (780 m – 806 m) y 5 (712 m – 757 m)



GLOSARIO

Anhedral o Xenomorfo.- minerales anhedrales (sin caras cristalinas), por ejemplo: cuarzo.

Antefosa.- Surco de hundimiento rápido con una morfología lineal, en el que se depositan grandes espesores de sedimentos, especialmente detríticos finos y turbiditas, y ocasionalmente materiales de origen volcánico. Las antefosas suelen discurrir paralelas a los arcos insulares y cordilleras montañosas.

Catagénesis.- Es el resultado del aumento de la temperatura durante el entierro en las cuencas sedimentarias. La degradación térmica del kerógeno es responsable de la generación de la mayor parte de los hidrocarburos, es decir, del petróleo y del gas. La temperatura en esta etapa va de 50 a 200°C y la presión de 300 a 1500 bares. Los valores de reflectancia de vitrinita están entre 0.5 y 2.0.

Diagénesis.- Se inicia en los sedimentos recientemente depositados, donde la actividad microbiana es uno de los principales agentes de transformación. Luego se presentan rearrreglos químicos a poca profundidad: la policondensación y la insolubilización. Al final de la diagénesis, la materia orgánica consiste principalmente de kerógeno y el sedimento se convierte en roca. Los valores de reflectancia de vitrinita son menores a 0.5.

Euhédrico o Automorfo.- minerales delimitados por caras externas rectas, por ejemplo: circón, turmalina, apatito, olivinos, esfeno.

Isóbata.- Curva que representa cartográficamente los puntos de igual profundidad en océanos y mares.

Kerógeno.- El kerógeno es la materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias, insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos, que producen hidrocarburos cuando se someten a un proceso de catagénesis. Los kerógenos sapropélicos generan aceite mediante calor; mientras que los húmicos dan principalmente gas, en el ámbito petrolero se clasifican en kerógeno tipo I, II, III y IV.

Kerógeno Tipo I.- Kerógeno que tiene una alta relación atómica H/C inicial (cerca de 1.5 o más) y con una baja relación O/C inicial (generalmente menor de 0.1). Este tipo de kerógeno se compone de gran cantidad de material lípido, particularmente cadenas alifáticas. El contenido de los núcleos poliaromáticos y enlaces heteroatómicos es bajo, comparado con otros tipos de materia orgánica; cuando se somete a pirólisis a 550-600° C, el kerógeno produce un alto rendimiento de compuestos volátiles y/o extraíbles, comparado con cualquier otro tipo de kerógeno (hasta 80% en peso para las muestras inmaduras de poca profundidad), y de manera similar, un más alto rendimiento de aceite. Es poco común con respecto a los otros tipos. Es derivado de productos algaceos y de una biomasa de lípidos retransformados y otros lípidos microbiales, que generan principalmente hidrocarburos líquidos.

Kerógeno Tipo II.- Se encuentra relacionado con los sedimentos continentales transportados por ríos y por sedimentos marinos en los que una materia orgánica autóctona, derivada de una mezcla de fitoplancton, zooplancton y microorganismos (bacterias), se han depositado en un medio ambiente reductor; es de menor rendimiento en la pirólisis que el tipo I, aunque es más frecuente en muchas rocas generadoras de petróleo y lutitas aceitíferas, con relaciones H/C relativamente altas y O/C bajas. Los núcleos poliaromáticos, y los grupos heteroatómicos cetona y carboxílico son más importantes en comparación con el kerógeno tipo I, pero menos que el tipo III; producen aceite y gas al mismo tiempo cuando tienen una buena maduración termal. El azufre se encuentra presente en cantidades notables.

Kerógeno Tipo III.- Se refiere al kerógeno con relación H/C inicial relativamente baja (normalmente menos de 1.0) y una relación atómica O/C inicial alta (tan alta como 0.2 o 0.3). Este tipo de kerógeno está compuesto por una proporción importante de núcleos poliaromáticos y grupos heteroatómicos, cetona y ácido carboxílico. Está formado por algunas cadenas largas que se han originado en las ceras de plantas superiores. Este tipo es menos favorable para la generación de petróleo que los otros dos, aun cuando puede generar gas en volúmenes importantes, si está sepultado a profundidad suficiente; también es menos productivo durante la pirólisis.

Kerógeno Tipo IV.- Consiste principalmente de material orgánico retrabajado y de compuestos altamente oxidados de cualquier origen. Se le considera como un kerógeno sin potencial para generar hidrocarburos.

Metagénesis.- Se alcanza solamente a gran profundidad, cercana a los 8 km, sin embargo, esta última etapa de evolución de la materia orgánica se inicia antes (reflectancia de vitrinita de 2.0 a 4.0); posteriormente ocurre el metamorfismo de la fase mineral (reflectancia de vitrinita mayor de 4.0, correspondiente al principio de las facies de esquistos verdes).

Recursos prospectivos.- Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto.

Reserva remanente.- Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Shale gas.- Es un tipo de gas natural no convencional que es generado y almacenado en rocas de baja permeabilidad, pero rico en materia orgánica.

Subhédrico o Subautomorfo.- minerales parcialmente delimitados por caras rectas, por ejemplo: piroxenos, anfíboles, micas, plagioclasas.