



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS
DE EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO
TAJÍN EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA

PORRAS TORIBIO ISRAEL

DIRECTOR: ING. JAVIER ARELLANO GIL

CIUDAD UNIVERSITARIA, 2015

El presente trabajo fue elaborado con el apoyo y la asesoría del Grupo de Trabajo “Exploración y Explotación Petrolera” de la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM coordinado por el Ing. Javier Arellano Gil.

Dedicatoria

A mi madre, Selene S. Toribio Navarro

A mi hermana, S. Sarai Perras Toribio

A mis abuelos, M. Silvia Navarro Morales y F. Javier Toribio Arzate

Agradecimientos

Agradezco a mi mamá Selene, por su gran paciencia, esfuerzo y sabiduría a lo largo de mi vida, por darme y ayudarme en todo lo necesario durante mi crecimiento y decir siempre que soy orgullosamente su hijo.

A mi hermana Sarai, por su paciencia, cariño y que ante todo, siempre podremos contar el uno con el otro.

A mis abuelos Javier y Silvia, por su apoyo y cariño a lo largo de mi vida.

A mi tío Elías, que en todo tiempo he podido contar con su presencia y apoyo.

A Daniel, Marcela, Mauricio, Wagner, Abraham, Diego, Pomo, Edmundo, Alina, Pedro y a mis amigos de la facultad, Coco, Esmeralda, Elaine, Chris, Yezmin, Carlos, Berrocal, Ceci, Dalia, Lupita y Karina que me brindaron su amistad incondicional, su apoyo, su comprensión, su cariño y por todos los momentos que pasamos juntos.

Al Ing. Javier Arellano Gil, por su dedicación, paciencia y apoyo en la elaboración de este trabajo.

A mis Sinodales, el Ing. Bernardo Martell, al M.C. Noé Santillán, al Ing. José Luis Arcos, a la M.C. Iza Canales, por su valiosa aportación y apoyo en la elaboración de este trabajo.

A mis Profesores, por darme su apoyo, tiempo y sus conocimientos durante mi formación en mi querida facultad.

A México y a la UNAM, por mi formación humana y profesional.

¡Gracias!

“Como el ciervo brama por las corrientes de las aguas, así clama por ti, oh Dios, el alma mía”

Salmo 42:1

“Por mi raza hablará el Espíritu”

ÍNDICE

<i>Tema</i>	<i>Página</i>
RESUMEN	1
<i>Abstract</i>	3
1. GENERALIDADES	5
1.1. Introducción	5
1.2. Objetivos	6
1.3. Localización	6
1.4. Vías de Comunicación	9
1.5. Importancia Económica	10
1.6. Retos Tecnológicos	10
1.7. Estado del Arte	11
2. MARCO GEOLÓGICO	17
2.1. Estratigrafía Regional	17
2.1.1. Mesozoico	18
2.1.1.1. Formación San Andrés	18
2.1.1.2. Formación Tamán	18
2.1.1.3. Formación Pimienta	19
2.1.2. Cretácico	20
2.1.2.1. Formación Tamaulipas Inferior	20
2.1.2.2. Formación Otates	20
2.1.2.3. Formación El Abra	21
2.1.2.4. Formación Tamabra	22
2.1.2.5. Formación Tamaulipas Superior	22
2.1.2.6. Formación Agua Nueva	23
2.1.2.7. Formación San Felipe	24
2.1.2.8. Formación Méndez	25
2.1.3. Cenozoico	26
2.1.3.1. Formación Velasco	26
2.1.3.2. Formación Aragón	27
2.1.3.3. Formación Guayabal	27
2.1.3.4. Formación Chapopote	28
2.1.3.5. Formación Tantoyuca	28
2.1.3.6. Formación Alazán	29
2.1.3.7. Formación Palma Real Inferior	30
2.1.3.8. Formación Palma Real Superior	30
2.1.3.9. Formación Horcones	31
2.2. Sedimentología del Grupo Chicontepc	32
2.3. Origen de la Cuenca y Evolución Geológico Regional	34

2.4. Geología Estructural Regional	38
2.5. Las Tres Megasecuencias (Inferior, Media y Superior)	39
2.5.1 Megasecuencia Inferior	40
2.5.2 Megasecuencia Media	42
2.5.3 Megasecuencia Superior	43
2.6. Características Estructurales del Campo Tajín	45
3. SISTEMA PETROLERO	49
<hr/>	
3.1. Introducción	49
3.2. Sistema Petrolero de la Cuenca de Chicontepec	50
3.2.1 Rocas Generadoras	50
3.2.1.1. Formación Santiago	51
3.2.1.2. Formación Tamán	52
3.2.1.3. Formación Pimienta	52
3.2.1.4. Grupo Chicontepec	53
3.2.2 Rocas Almacenadoras	53
3.2.3 Rocas Sello	66
3.2.4 Migración	67
3.2.5 Sincronía	71
3.2.6 Trampas	72
3.3 Plays Productores	75
3.3.1 Play del Campo Tajín	76
3.3.2 Interpretación de las Anomalías de Amplitud	76
4 MÉTODOS DE PERFORACIÓN	82
<hr/>	
4.1 Perforación en el Campo Tajín	84
4.2 Información de Pozos en el Campo Tajín	88
4.3 Perforación Multilateral	97
4.3.1 Perfil de Pozos Multilaterales	100
4.3.2 Selección del Tipo de Sistema	103
4.4 Caso Campo Tajín	104
5 DESARROLLO DE CAMPOS	111
<hr/>	
5.1 Fracturamiento Hidráulico	116
5.2 Estimulación	122
5.3 Estimulación Matricial	123
5.3.1 Métodos de Acidificación	124
5.3.2 Fluido de Prelavado	125
5.3.3 Fluido de Estimulación	126
5.3.4 Fluido de Desplazamiento	129
5.4 Aditivos	129
5.4.1 Inhibidores de Corrosión	130
5.4.2 Sulfactantes	130
5.4.3 Solventes Mutuos	130
5.4.4 Reductores de Fricción	131

5.4.5 Agentes Desviadores	131
5.4.6 Agentes Secuestrantes	132
5.4.7 Aditivos de Limpieza	132
5.5 Fracturamiento Ácido	133
5.5.1 Tratamiento	133
CONCLUSIONES	135
<hr/>	
RECOMENDACIONES	139
<hr/>	
BIBLIOGRAFÍA	141

Resumen

La Cuenca de Chicontepec es una de las cuencas petroleras más importantes del país, ya que contiene una de las reservas petroleras en yacimientos convencionales y no convencionales más grandes de México. Se localiza en los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí, cubre un área de 11,300 km²; tiene 29 Campos entre los que se encuentra el Campo Tajín, que se localiza en el sector sureste de la cuenca y pertenece al proyecto “Activo Integral Aceite Terciario del Golfo”, en el sector de “Desarrollo y Optimización”.

La columna estratigráfica va del Jurásico al Cenozoico, con deformación estructural principalmente de pliegues en la secuencia mesozoica y de fallas laterales que afectan a todas las unidades estratigráficas. En el Campo Tajín se han distinguido tres etapas de sedimentación turbidítica, que originó el depósito de lutitas, areniscas y conglomerados de las Megasecuencias Inferior, Media y Superior del Grupo Chicontepec; cada Megasecuencia está separada por una discordancia regional (denominadas A, B y C) y una discordancia basal entre la Megasecuencia Inferior y las unidades estratigráficas jurásicas y cretácicas. El ambiente de depósito corresponde a turbiditas formadas por abanicos submarinos superpuestos, con lóbulos, rellenos de canal, zonas de desborde y derrumbes de diferentes dimensiones.

El Play productor para el Campo Tajín son las Megasecuencias, siendo la más importante la Megasecuencia Media ya que tiene los cuerpos arenosos de mayor espesor y más continuos, los que constituyen la roca almacenadora del sistema petrolero; las areniscas se componen principalmente de fragmentos líticos predominantemente de cuarzo, carbonatos y de matriz arcillosa. Las trampas son mayoritariamente de tipo estratigráfico y la producción principal es de aceite pesado.

Los yacimientos del Campo Tajín son complejos, requiriendo aplicar nuevas tecnologías para explotar efectivamente los cuerpos almacenadores, que se caracterizan por tener en promedio porosidades del 12%, permeabilidades de 0.075 mD y espesores de 32 m.

En el Campo Tajín se han perforado 382 pozos, de los cuales 218 se encuentran en producción; aportando diariamente 5,739 barriles de aceite y 17.38 mmpcd de gas hasta diciembre de 2013, siendo uno de los campos más productivos de la cuenca, además de tener buena infraestructura para la explotación y transporte de hidrocarburos.

La perforación de la mayoría de los pozos es principalmente vertical, con algún tipo de sistema artificial de producción, sin embargo, con estos pozos no se ha logrado mejorar la producción, por lo que es conveniente la implementación de perforación multilateral, ya que con esta tecnología se puede mejorar significativamente los factores de recuperación, dadas las características geológicas de las unidades almacenadoras y las trampas del Campo Tajín. Los pozos laterales también son una buena opción para desarrollar los yacimientos, ya que han resultado ser eficientes ante la complejidad del subsuelo, al permitir alcanzar cuerpos almacenadores lejanos y numerosos, mediante la combinación de diferentes arreglos como los laterales apilados, en espina de pez, opuestos o una combinación de ellos.

El método de recuperación mejorada más utilizado en el campo es el fracturamiento hidráulico, aunque dada la mineralogía de los cuerpos arenosos productores, otras técnicas como la estimulación ácida y el fracturamiento ácido son mejores opciones para aumentar el flujo y la producción de hidrocarburos. La perforación horizontal ofrece beneficios similares al fracturamiento hidráulico principalmente en cuerpos productores con baja permeabilidad. Estas técnicas evitan la formación de precipitados, el taponeo de los poros y el cierre de los nuevos canales de alta conductividad; pero sobre todo, incrementan la productividad de los pozos.

Abstract

The Chicontepec Basin is one of the most important oil basins in the country, because it contains one of the biggest oil reserves in conventional and unconventional reservoirs of Mexico. It is located in the states of Veracruz, Puebla, Hidalgo and San Luis Potosi, it covers an area of 11,300 km²; it has 29 fields and among them it is the Tajin Field, located in the southeastern sector of the basin and belongs to the project "Integral Active Tertiary Gulf Oil" in the sector of "Development and Optimization".

The stratigraphic column is of Jurassic to Cenozoic with structural deformation mainly of folds in the Mesozoic sequence and lateral faults affecting all stratigraphic units. In the Tajin Field there have distinguished three stages of turbidite sedimentation, corresponding to shale, sandstones and conglomerates of the Megasequences Lower, Middle and Upper of Chicontepec Group; each Megasequence is separated by a regional unconformity (designated A, B and C) and a basal unconformity between the Megasequence Lower and the Jurassic and Cretaceous stratigraphic units. The depositional environment corresponds to turbidite formed by submarine fan overlapping, with lobes, filled channels, overflows and slumps and slides areas of different sizes.

The producer Play of the Tajin Field are the Megasequences, the most important is the Megasequence Media as it has sand bodies thicker and more continuous, which form the reservoir rock of oil system; sandstones are mainly composed of lithic fragments predominantly quartz, carbonates and clay matrix. Traps are mostly stratigraphic and the main production is heavy oil.

The deposits of the Tajin Field are complex, requiring application of new technologies to effectively exploit the storage bodies, which are characterized by having an average porosity of 12%, permeability of 0.075 mD and thickness of 32 m.

In the Field Tajin 382 wells have been drilled, of which 218 are in production; providing 5,739 barrels of oil and 17.38 MMcfd of gas until December

2013, one of the most productive fields of the basin, in addition to good infrastructure for the exploitation and transport of oil.

Drilling of most wells is mainly vertical, with some type of artificial production system, however, these wells was not able to improve the production, so it is advisable to implement multilateral drilling, this technology can significantly improve recovery factors, given the geological characteristics of the reservoirs units and traps of the Tajin Field. The lateral wells are also a good choice to develop the deposits, as they have proven to be efficient given the complexity of the subsoil, allowing reach distant and numerous sandy bodies, by combining different arrangements as stacked side, herringbone, opposite or a combination thereof.

The enhanced recovery method most widely used in the field is hydraulic fracturing, although given the mineralogy of producers sandy bodies, other techniques such as acid and acid fracturing stimulation are better options to increase the flow and production of hydrocarbons. Horizontal drilling offers similar benefits to producers mainly in hydraulic fracturing low permeability bodies. These techniques avoid the formation of precipitates, the plugging of the pores and closing the new channels of high conductivity; but above all, increase the productivity of the wells.

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

1.1 Introducción

La Cuenca de Chicontepec es una zona petrolera muy importante en el país, cuenta con una de las reservas totales más grandes de hidrocarburos de México; se localiza geológicamente dentro de la Provincia Tampico – Misantla. La cuenca cubre un área aproximada de 11,300 Km² que abarca parte de los estados de Veracruz, Hidalgo, Puebla y San Luis Potosí. Tectónicamente se encuentra entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan y pertenece a una Cuenca de Antepaís.

La importancia económica de la Cuenca de Chicontepec radica en que gran porcentaje de las reservas del país se encuentran en los yacimientos pertenecientes a las secuencias estratigráficas del paleocanal. Se ha reportado un 29% de las reservas probadas de hidrocarburos del país y un 81% de la Región Norte (PEMEX-PEP, 2012). Es un área compleja que alberga una de las mayores acumulaciones de América, sin embargo, su explotación rentable es difícil y costosa comparada con los yacimientos de la Región Sureste debido a la baja permeabilidad y al alto contenido de arcillas como matriz en las areniscas (CNH, 2010).

En cuanto a los sectores productores, el Campo Tajín entre los años 2002 – 2009 fue el campo con mayor producción promedio en Chicontepec con 5, 923 bd, con 162 pozos perforados (CNH, 2010), por lo que es de importancia el análisis de la producción actual para evaluar su potencial productivo en un futuro con nuevas tecnologías de explotación y mejor conocimiento del modelo geológico.

1.2 Objetivos

- Analizar y describir las características geológicas y petroleras del Campo Tajín localizado en el sector sur de la Cuenca de Chicontepec.
- Evaluar los métodos de perforación que se han utilizado en los diferentes pozos con el fin de conocer la situación actual y proponer tecnologías que mejoren los resultados tomando como base un buen modelo geológico.
- Analizar la producción de los pozos perforados dentro del Campo Tajín con el fin de proponer un método de explotación que mejore la recuperación de hidrocarburos conociendo las características geológicas del campo.

1.3 Localización

La Cuenca de Chicontepec se encuentra dentro de la Provincia Tampico – Misantla (Figura 1.1), se ubica geográficamente en la parte centro-oriental de la República Mexicana sobre la Planicie Costera del Golfo de México, entre los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí; se encuentra delimitada al Este por la Plataforma de Tuxpan y al Oeste por el Frente Tectónico de la Sierra Madre Oriental. La Cuenca de Chicontepec cubre un área aproximada de 11,300 Km², entre las coordenadas 20° 27" y 20° 58" latitud norte, 97°19" y 98°10" longitud oeste. Es una depresión alargada que no presenta relieves abruptos ya que tiene altura máxima de 200 m sobre el nivel medio del mar. La formación del Paleocanal ocurrió a finales del Paleoceno y principios del Eoceno, como una Cuenca de Antepaís originada por los esfuerzos ocasionados por la Orogenia Laramide que propició la deformación del cinturón orogénico de la Sierra Madre Oriental que formó la cuenca en el frente del orógeno (PEMEX-PEP, 2010).

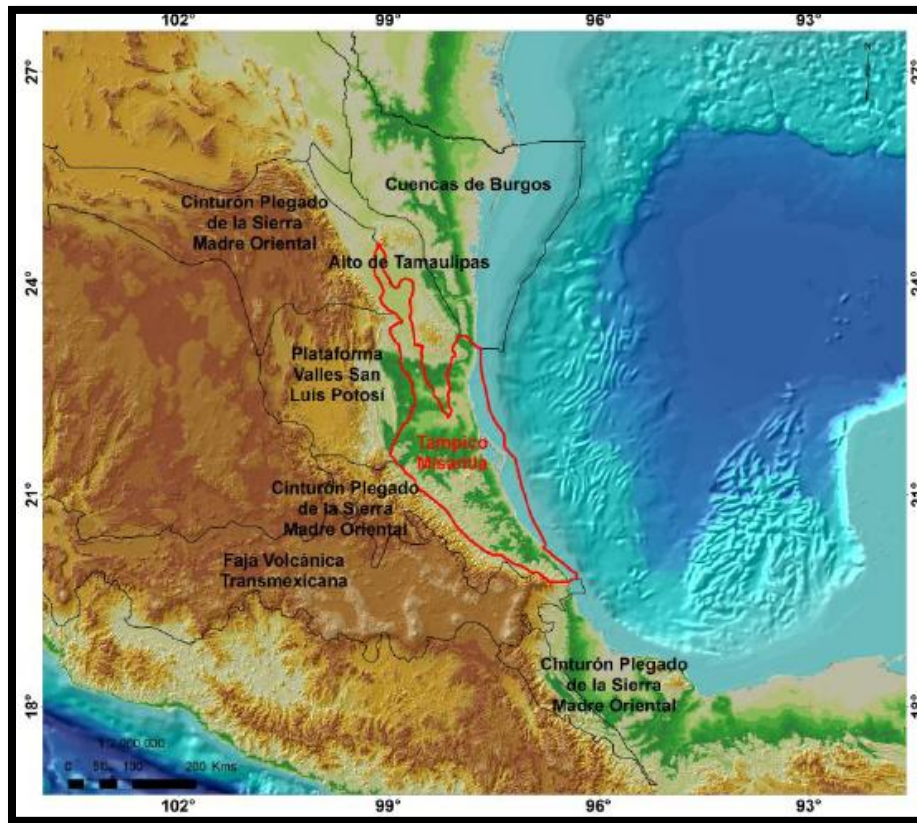


Fig. 1.1 Localización de la Provincia Petrolera Tampico – Misantla (tomada de PEMEX, 2010).

La zona del paleocanal contiene 29 campos productores que fueron divididos desde el punto de vista administrativo en 8 sectores, de acuerdo a su nivel de conocimiento y por el desarrollo de sus campos; los sectores son: 1 (Sabana Grande-Tenexcuila), 3 (Coyotes-Agua Nacida) y 4 (Coyol-Humapa) pertenecen a “Sectores de Caracterización y Desarrollo Tecnológico”, 2 (Tlacolula-Amatitlán), 6 (Coyula-Escobal), 7 (Tajín-Corralillo) y 8 (Presidente Alemán-Furbero) “Sectores de Desarrollo y Optimización” y 5 (Miquetla-Miahuapan) “Sector de Caracterización Inicial”. El Campo Tajín se encuentra en el sector 7 al Sureste del paleocanal (Figura 1.2).

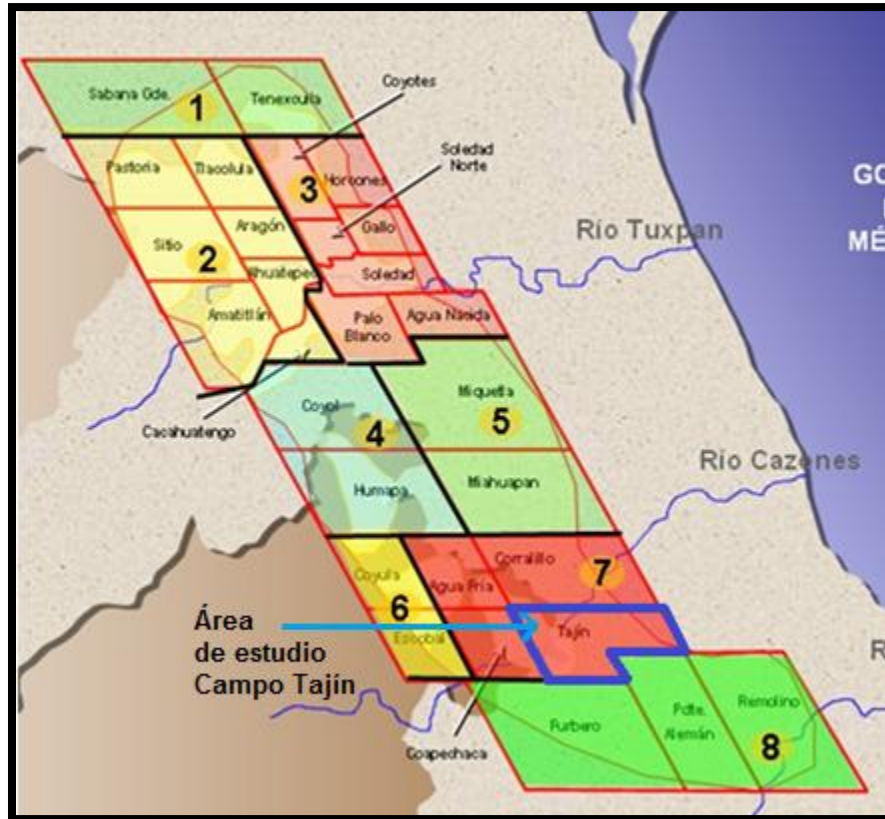


Fig. 1.2 Localización del Campo Tajín (modificado de PEMEX, 2011)

El sector número 7 sur – oriental del Paleocanal se subdivide en 4 campos: Agua Fría, Corralillo, Coapechaca y Tajín. El área de estudio Tajín cubre un área aproximada de 182 Km² (Figura 1.3).

El área del sector 7 Campo Tajín se encuentra delimitado por un polígono de 6 lados cuyas coordenadas geográficas de sus vértices se indica en la Tabla 1.1.

Puntos	Longitud	Latitud
1	-97.57400001287726	20.488999997658272
2	-97.36299999731742	20.488000029652266
3	-97.32999995399942	20.431000018655563
4	-97.43400001586467	20.431000009460707
5	-97.41399997403789	20.39400004382974
6	-97.5159999974755	20.39500003921048

Tabla 1.1. Coordenadas del Campo Tajín

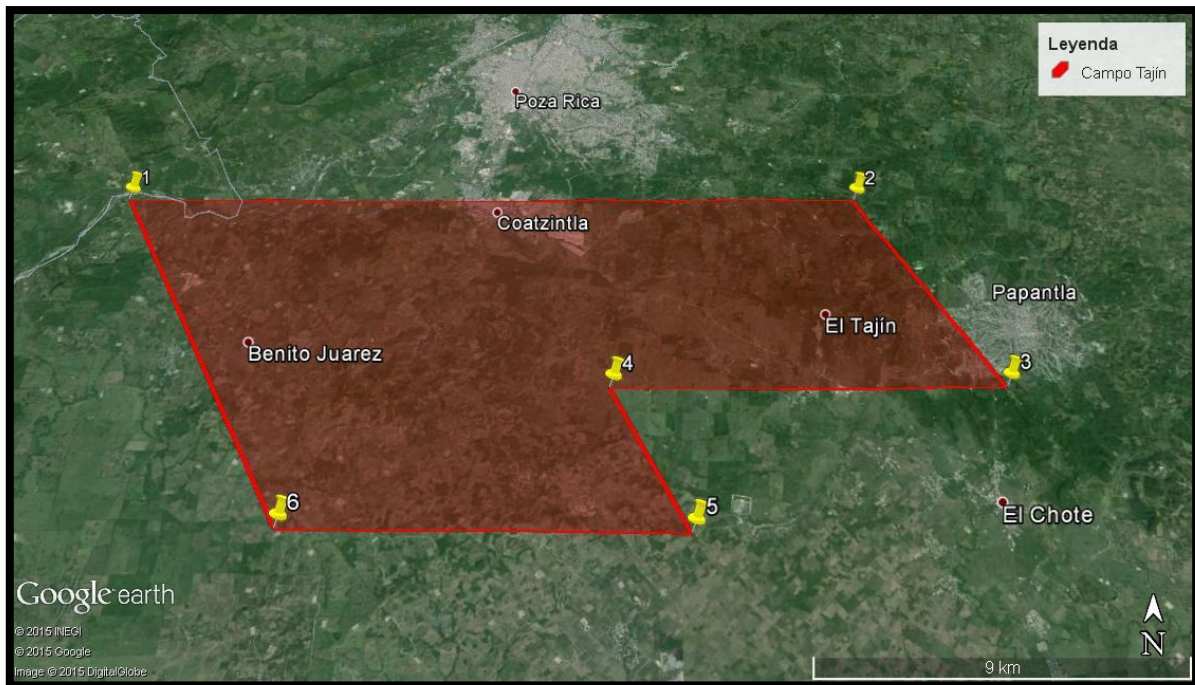


Fig.1.3 Área del Campo Tajín, en el Sector 7 Corralillo - Tajín.

1.4 Vías de comunicación

La zona de estudio cuenta con un buen desarrollo de caminos y de vías que permiten el fácil acceso al campo, entre las que se encuentra la carretera Federal 127 que comunica el campo Tajín con el poblado de Coatzintla y la ciudad de Poza Rica; en el sector sur se encuentra también la carretera Federal 180 que comunica a la ciudad de Papantla, Veracruz y desde ahí continúa a la ciudad de Poza Rica, Veracruz.

De la Ciudad de México se llega por la carretera Federal 132 que pasa por las ciudades de Tulancingo, Huauchinango, Xicotepec de Juárez y Villa Lázaro Cárdenas, se sigue por la Providencia hasta llegar a la intersección con la carretera Federal 180 llegando a la ciudad de Poza Rica y de ahí al Campo Tajín.

Cuenta también con la vía aérea “Aeropuerto Local de Poza Rica”, ubicado aproximadamente 3 km del centro de la ciudad de Poza Rica.

1.5 Importancia económica

Las reservas probadas mundiales de petróleo para el año 2012 se encuentran en los 1,669 miles de millones de barriles de petróleo, posicionando al Medio Oriente en primer lugar, concentrando el 48.4% de las reservas mundiales. En América, Venezuela se sitúa en el primer lugar con 17.8% mientras que México presenta el octavo lugar con el 0.7%. El volumen de las reservas de México para enero de 2013 fue de 44,530 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce). De las cuales el 31.1% son reservas probadas, el 27.7% son reservas probables y el 41.2% son reservas posibles; el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) conocido también como Chicontepec, presenta el 46% de las reservas probables de México (SENER, 2013).

El Paleocanal de Chicontepec presenta yacimientos petroleros clasificados como “no convencionales”, lo que significa que requiere métodos de extracción especializados que aún pese a la baja permeabilidad de los horizontes de areniscas, limolitas y lutitas se compensa por su gran extensión, ya que sus yacimientos son de reducido volumen, pero muy numerosos. El potencial de esta cuenca radica en su gran volumen de hidrocarburos que con la tecnología y las estrategias correctas será una de las principales fuentes petrolíferas del país. Se prevé que la producción nacional total para el 2027 será del 13.8% para el proyecto Aceite Terciario del Golfo, superando al proyecto Cantarell en el 2020 y al proyecto Ku-Malooob-Zaap en el 2024 (SENER, 2013).

1.6 Retos tecnológicos

Los retos que se presentan en la explotación de los hidrocarburos en esta cuenca son encontrar una forma eficiente de extraer el aceite y gas de los yacimientos no convencionales. Se debe extraer una cantidad importante de hidrocarburos que compense la inversión de nuevos estudios, estrategias y tecnologías para ser rentable; sin penalizar significativamente el valor económico del yacimiento.

La CNH en el año 2010, menciona que se deben de realizar nuevas pruebas piloto, la perforación de pozos no convencionales con direccionamientos de mayor precisión, la implementación de métodos de fracturamiento alternativos y la inyección de fluidos, gases y polímeros para estimular la producción. Se menciona también que se requiere dimensionar las instalaciones superficiales a los aforos reales, optar por sistemas de recolección que reduzcan al mínimo la quema y el venteo del gas y, por último, disminuir el uso de pipas y tanques para el transporte de líquidos en los campos de explotación para la obtención de óptimos resultados.

1.7 Estado del Arte

Se han realizado numerosos trabajos de investigación en la Región de la Cuenca de Chicontepec en diferentes áreas como: estructurales, sedimentológicos, tectónicos, petroleros, entre otros. Los estudios de esta zona se deben a la importancia petrolera que presenta principalmente, por las importantes reservas de hidrocarburos para el país.

En el año 1926 las empresas “El Águila” y “Stanford Oil Company” descubrieron hidrocarburos en areniscas de las secuencias estratigráficas jóvenes al perforar rocas para encontrar yacimientos en calizas del Cretácico, sin embargo, no fue hasta julio de 1935, con la apertura del pozo Poza Rica No. 8 que se explotó comercialmente, sin embargo, los hidrocarburos fluían intermitentemente dadas las características geológicas de las areniscas de la Formación Chicontepec. La producción comercial del paleocanal fue a partir de 1952 con el campo Miguel Alemán y continuó hasta 1970 con la perforación de seis pozos más (Mayol, 2005).

En el año 1978 Bush y Govela realizan un estudio estratigráfico en la Provincia Tampico-Misantla y describen una cuenca profunda rellena por turbiditas definiéndola como el paleocañon de Chicontepec, cuyo relleno pertenece al Paleoceno-Eoceno con terrígenos provenientes de la Sierra Madre Oriental (SMO) y de la paleoplataforma de Tuxpan; así mismo, describen que las areniscas del paleocañon contienen cantidades comerciales de hidrocarburos.

Bitter (1983, 1993) realizó estudios de las secuencias estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec, obteniendo como resultado la descripción de seis facies sedimentarias, también relaciona a las secuencias del Grupo Chicontepec con el levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el surgimiento del Macizo de Teziutlán.

En el año 2011 Santillán Piña y Aguayo Camargo, realizaron un estudio al noroeste del Paleocanal en las secuencias estratigráficas de la Formación Chicontepec del Paleoceno Inferior. Las facies sedimentarias están compuestas por partículas siliciclásticas y calcáreas (entre el 40% y el 88%) provenientes de distintas fuentes como la SMO, la paleoisla de Tuxpan y el macizo Teziutlán; donde algunos depósitos fueron formados por deslizamiento, derrumbe y flujo de escombros con preferencia a la dirección NE; mientras que los flujos turbidíticos, tabulares y lenticulares de los lóbulos submarinos tienen preferencia al SE.

En el año 2012 Arellano Gil y Yussim Guarneros mencionan la importancia de las estructuras en las secuencias estratigráficas conformadas principalmente por areniscas y lutitas, cuyo principal componente son carbonatos, predominan los rasgos como pliegues suaves, fallas laterales y fracturas que favorecen la productividad y que ayudaron a la migración ascendente en el sistema petrolero, cuya dirección preferencial fue NW50°SE. Se mencionan las superficies de discordancia como una forma de migración hacia las rocas arenosas del Grupo Chicontepec o la Formación Aragón para su almacenamiento donde todos los elementos de este sistema tuvieron sincronía.

Durante los años 80's PEMEX-PEP realizó las perforaciones de 79 pozos exploratorios, de los cuales 61 fueron productores; se desarrollaron los campos de Agua Fría y Tajín. Hasta el año 1990, se desarrolló el campo Escobal, posteriormente se realizaron estudios en los campos Coapechaca, Corralillo y Coyula (CNH, 2010).

Los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec iniciaron su explotación en 1952, sin embargo, hasta el año 2009, su producción acumulada fue de tan sólo el

0.14% del volumen original y sus reservas probadas inferiores al 0.5% del volumen original (Figura 1.4).

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

Fig. 1.4 Recursos y reservas reportados por PEMEX-PEP año 2009 (tomada de CNH, 2010).

En el año 2006 PEMEX-PEP implementó para la Cuenca de Chicontepec el proyecto denominado “Aceite Terciario del Golfo” (ATG) que tuvo como finalidad desarrollar una estrategia de perforación masiva de pozos para obtener altos niveles de producción de aceite. El plan ATG tenía previsto un agotamiento natural en el factor de recuperación del hidrocarburo en el yacimiento de tan sólo 2% (CNH, 2010). Sin embargo, el proyecto no resultó con resultados favorables, ya que durante los años 2006 al 2009 (periodo registrado del proyecto) la inversión tuvo que aumentar drásticamente para obtener incrementar la producción (Figura 1.5).

Año de presentación del proyecto	Inversiones (MM Pesos 2009)	Número de pozos a Perforar	Reparaciones mayores	Pronóstico de Reserva de aceite a Recuperar	Producción Máxima Aceite bbl/día	Producción Máxima Gas Mpies ³ /día	Inversión por bbl de reservas de aceite a recuperar (pesos 2009/bbl)
2006	210,971	6,055	9,129	1,809	470,000	931,000	117
2008	543,075	17,356	30,136	3,372	808,000	970,000	161
2009	617,341	19,181	33,719	2,803	606,000	727,000	220
2006-2009	193%	217%	269%	55%	29%	-22%	89%

*El volumen original de hidrocarburos es el mismo para los tres casos.

Fig. 1.5 Análisis Costo – Beneficio del proyecto ATG (tomada de CNH, 2010).

El proyecto no tuvo el impacto deseado, ya que en los últimos años acumuló una inversión que superó los \$50 mil millones de pesos, cuya producción máxima estimada llegaría a los 500, 000 bbl/día de aceite. Sin embargo, a finales del 2009 el proyecto sólo alcanzó la producción de 32,000 barriles diarios; el proyecto

continuará buscando las mejores tecnologías para recuperar las reservas que se encuentran en el ATG, buscando la rentabilidad a mediano y largo plazo del proyecto, con la finalidad de que pueda convertirse en una de las principales cuencas productoras de hidrocarburos del país (CNH, 2010).

La CNH en el año 2011 realizó la evaluación y la cuantificación de las reservas 2P y 3P de hidrocarburos para la Región Norte, mismo que contiene al proyecto Chicontepec. La empresa Ryder Scott, realizó la estimación cuyos resultados fueron a partir de las pruebas de recuperación secundaria y/o mejorada (inyección de agua) dentro de Activo ATG. Se concluyó que los recursos asociados de los pozos del Activo Chicontepec no pueden clasificarse como reservas además de tener una menor recuperación por pozo (productividad por pozo).

La CNH determinó los valores de las Reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos para las distintas Regiones productoras en México situando al proyecto Chicontepec en la Región Norte (Figura 1.6).

Valores de Reserva Nacional 2011			
Región	Cifra de PCE MMbbls 1P	Cifra de PCE MMbbls 2P	Cifra de PCE MMbbls 3P
Marina Noreste	6,283.4	9,368.0	12,054.3
Marina Suroeste	2,076.3	3,776.3	6,383.7
Norte	1,435.8	3,492.2	8,770.2
Sur	4,000.5	5,168.8	5,724.9
Total	13,796.0	21,805.3	32,933.1

Fig. 1.6 Cuantificación de las Reservas de Hidrocarburos (tomada de CNH, 2011).

PEMEX reportó para el proyecto Chicontepec reservas 2P por 9,164 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras la empresa Ryder Scott considera que son del orden de 2,271 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, una diferencia del 75%. Las diferencias se deben a los recursos subcomerciales que podrán convertirse en reservas en función de los avances que registre el Activo.

La CNH en el año 2012 realizó la clasificación de los proyectos de exploración y explotación según su rentabilidad e incertidumbre, al clasificar los proyectos en Chicontepec (ATG) donde se ubican en el grupo con menor rentabilidad y mayor incertidumbre aunque con estimaciones de volumetría altas (Figura 1.7).

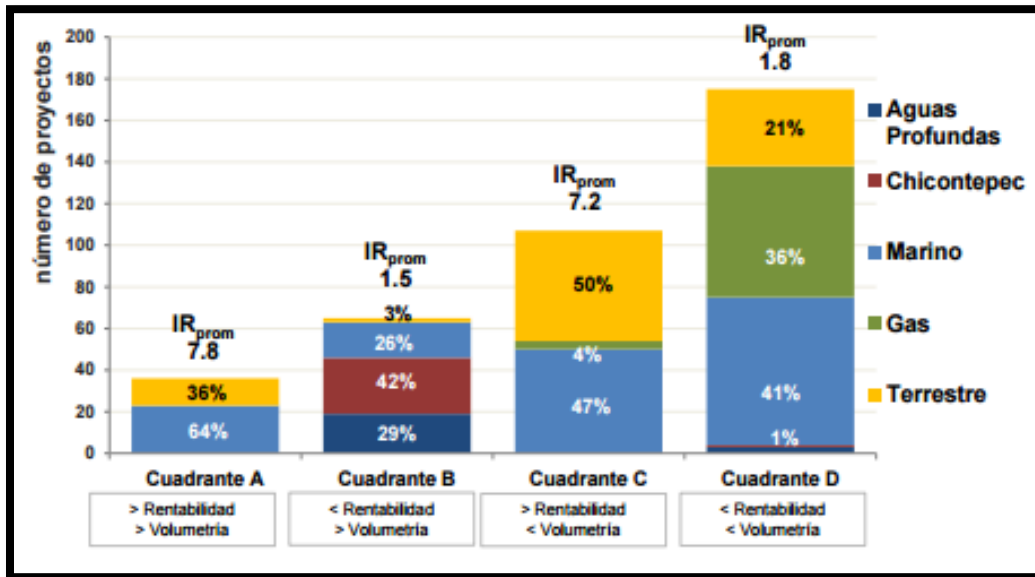


Fig. 1.7 Distribución de Proyectos Clase y Cuadrante (tomado de CNH, 2012).

Así mismo la en el año 2012 la CNH realizó un estudio en base a Pruebas de Recuperación Avanzada (IOR) y Pruebas de Recuperación Mejorada (EOR) aplicado en yacimientos divididos por sus características geológicas, petrofísicas y tipo de hidrocarburo, dividiéndolas en dos grandes grupos.

- 1) Yacimientos en carbonatos, pertenecen yacimientos como Cantarell, KU-Maloon-Zaap, Complejo Bermúdez, entre otros.
- 2) Yacimientos en siliclásticos, donde se encuentra principalmente los yacimientos de Chicontepec, Cinco Presidentes, entres otros.

Para los yacimientos en Chicontepec se encuentran las pruebas piloto con métodos de recuperación mejorada (EOR), se dispone de información sobre la aplicación de técnicas como la inyección de gases miscibles con dos variantes de gases: hidrocarburos o dióxido de carbono. En la Figura 1.8 se muestran los campos para la aplicación de las tecnologías EOR, cabe destacar que se

menciona técnicas como inyección de agua de baja salinidad y la inyección de agua alternada con gas (WAG).

Características	Campo						
	Miquetla	Presidente Alemán	Tajín	Coyotes	Agua Fría	Soledad	Soledad Norte
Volumen original aceite (mmb)	3,883	3,323	2,293	1,628	1,539	913	315
Volumen remanente (mmb)	3,872	3,299	2,254	1,620	1,499	899	292
Reserva 1P de aceite (mmb)	17.1	57.1	43.5	25.1	45.5	16.0	5.6
Reserva 2P de aceite (mmb)	206.5	221.3	141.8	91.7	106.0	72.8	6.5
Producción acumulada al 1 de enero de 2012 aceite (mmb)	11	23	39	9	40	14	23
*API	35	31.3	27.6	31.8	24	36.6	32
Profundidad promedio del yacimiento (mvmr)	1,250	2,200	1,350	1,050	1,200	1,150	1,200
Viscosidad, cp, @ Pb y Ty	2.4	3.7	2.7	1.3	3.3	2.2	1.6

Fig. 1.8 Inyección de Hidrocarburos y CO₂ en Campos Chicontepec (tomada de CNH, 2012).

En el año 2014 la SENER y la CNH, realizaron una evaluación técnica, financiera y de ejecución de los Campos del proyecto ATG, en los que se encuentra el Campo Tajín, en el cual se consideró la historia de producción de hidrocarburos, el volumen original y de reservas, las tecnologías utilizadas hasta el momento para la explotación del yacimiento de acuerdo a sus características petrofísicas y de presión así como los métodos IOR y EOR, debido a la importancia de este proyecto para el país.

CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO

2.1 Estratigrafía Regional

La columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec, está constituida por veinte formaciones geológicas; tres pertenecen al Jurásico, siete al Cretácico y diez al Cenozoico (Figura 2.1); el Grupo Chicontepec está en contacto con las unidades estratigráficas más antiguas mediante un límite de secuencias con una discordancia progresiva.

Las unidades más antiguas son las formaciones San Andrés y Tamán que están en contacto con el Grupo Chicontepec. Las formaciones Aragón, Guayabal, Tantoyuca y el Grupo Chicontepec tienen un mayor interés por su importancia como rocas almacenadoras y/o sello del sistema petrolero del Campo Tajín.

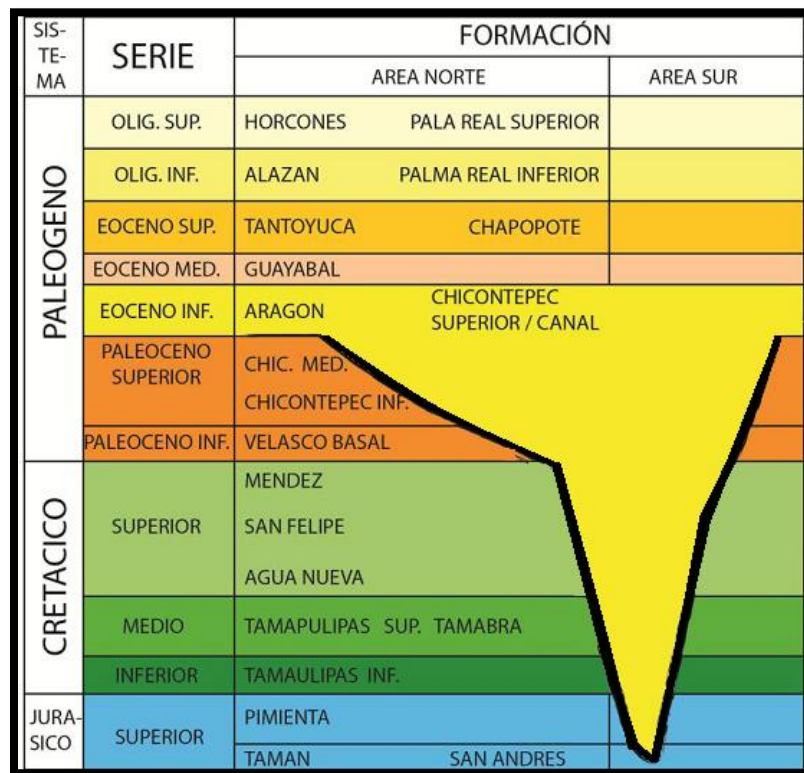


Fig. 2.1 Columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (tomada de Anda, 2013).

A continuación se describen las unidades estratigráficas pertenecientes a la columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec, de la más antigua a la más joven:

2.1.1 Mesozoico

2.1.1.1 Formación San Andrés

Campa en el año 1970 describió a esta formación como calcarenitas porosas, que cambia de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas. Se divide en dos partes, la superior, formada por más del 70% por calizas calcareníticas, compuestas por intraclastos y pellets cementados por esparita, presentan coloración marrón frecuentemente impregnadas de aceite. La parte inferior se encuentra constituida por más del 60% de calizas oicalcareníticas cementadas por esparita y en ocasiones por matriz micrítica, presenta ocasionalmente estratos de dolomías y areniscas feldespáticas cementadas con calcita (Vázquez, 2008).

El ambiente de depósito es de una rampa cercana al litoral o en la misma línea de costa, algunos horizontes se acumularon en lagunas y barras arenosas. Es de tipo transicional de aguas someras, cálidas y con abundancia de sales, acumuladas a lo largo de las costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos asociados.

La edad es del Kimmeridgiano – Tithoniano determinado por el contenido fosilífero como algas, moluscos y tintínidos (Vázquez, 2008).

2.1.1.2 Formación Tamán

Consiste en una secuencia de calizas estratificadas de color negro con intercalaciones de lutitas negras, presenta alternancia de lutitas calcáreas color negro con calizas arcillosas color gris oscuro con espesores de 40 a 50 cm; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm (Nava y Alegría, 2001). Los espesores llegan hasta los 700 m en las paleodepresiones y disminuye en las partes altas del paleorelieve.

La edad corresponde al Kimeridgiano – Oxfordiano determinado por el contenido fosilífero de organismos pelágicos como radiolarios, equinodermos y *Rhaxella sp.*(Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito se determinó por análisis geoquímicos de muestras de superficie y del subsuelo, los sedimentos corresponden a márgenes de una plataforma. Esta formación es importante como una roca generadora y roca sello por sus horizontes arcillosos para la Cuenca de Chicontepec (Nava y Alegría, 2001).

2.1.1.3 Formación Pimienta

Consiste en una secuencia de calizas color gris oscuro de estratificación delgada con bandas de pedernal. Se reportan también, estratos de calizas mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas negras laminares, que contienen abundante materia orgánica; también presentan algunos lentes de pedernal negro. Se tiene un horizonte de coquinas con abundante amonitas con espesor de 50 cm dentro de las calizas arcillosas negras, aflorando cerca de Tepatlán, Puebla (Nava y Alegría, 2001). Los espesores van desde los 28 hasta los 600 m. La localidad tipo se encuentra en el Rancho Pimienta en el valle del Río Moctezuma, en el kilómetro 337 de la carretera México – Laredo.

La edad para esta formación es del Kimmeridgiano – Tithoniano, marcando el límite J-K, determinado por el contenido fosilífero como: *Calpionella alpina*, equinodermos y tintínidos (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito corresponde a plataforma con comunicación al mar abierto, con un importante aporte de terrígenos finos; el cambio de litología se explica por variaciones batimétricas de mares someros de baja energía.

Esta formación funciona como una roca generadora por el alto contenido de materia orgánica, así como una roca sello por sus capas de calizas arcillosas y lutitas (Nava y Alegría, 2001).

2.1.2 Cretácico

2.1.2.1 Formación Tamaulipas Inferior

Definida por Stephenson en el año 1921 y descrita ampliamente por Muir en el año 1936. Se compone de calizas de color gris a gris oscuro, contiene lentes y bandas de pedernal color gris oscuro a negro, así como intercalaciones de lutitas negras laminares, también presenta microfósiles planctónicos; la edad es del Neocomiano. En la parte basal se compone de grainstone con ooides, bioclastos y peletoides, encima presenta wackestone con horizontes betoníticos; así como wackestone con ooides y diseminaciones de hematita. Los espesores de los estratos varían de 0.6 a 2.20 m y espesor promedio de la formación es de 400 m (Nava y Alegría, 2001).

Esta unidad aflora al sur de la Paleopenínsula de Tamaulipas, en el este-centro de la Sierra Madre Oriental y en el sector transversal, así como en el norte y noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México (Aragón, 20). La localidad tipo se encuentra en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, en donde consiste en una secuencia de calizas densas de grano fino, color crema, de estratos plegados, con nódulos de pedernal (Nava y Alegría, 2001).

2.1.2.2 Formación Otates

Definida por Muir en el año 1936, consiste en mudstone – wackestone, calizas arcillosas y carbonosas de color gris oscuro a negro, con intercalaciones de lutitas color café a grisáceo, calcáreas y laminares, también presenta lentes de pedernal así como intercalaciones de bentonita; la edad es del Aptiano Medio - Aptiano Superior. Su ambiente de depósito corresponde a cuenca de baja energía, más profunda y distal que la Formación La Peña con la que se relaciona. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad debido a sus horizontes arcillosos y calcáreo arcillosos (Vázquez, 2008).

2.1.2.3 Formación El Abra

Definida por Power en el año 1925, consiste en una secuencia compleja de facies de plataforma, contiene depósitos de post-arrecife y de arrecife; su facies lagunar se compone por mudstone a packstone de miliólidos y bioclástos de color gris claro, con dolomías y evaporitas. Contiene abundante contenido en bioclástos, intraclástos y fósiles que se encuentran en una matriz micrítica (wackestone) o bien cementados por calcita espática (grainstone). Esta formación se subdivide en tres facies principales, de plataforma carbonatada, que tienen edades similares (Nava y Alegría, 2001):

1.- Facies Pre-Arrecifal (Formación Tamabra) la cual se describe más adelante.

2.- Facies Arrecifal (Facies Taninul), constituida por una secuencia de boundstone de caprínidos, radiolarios, toucasias, nerineas y algunos corales; la coloración es gris a gris-castaño, de forma masiva e intercaladas por packstone y grainstone de bioclástos y oolitas. Forma montículos bordeando la plataforma de Tuxpan. Funciona como una excelente roca almacenadora.

3.- Facies Post-Arrecifal (Facies El Abra), es una secuencia de amplio espesor de mudstone-wackestone, calizas bioclásticas y calcarenitas con miliólidos y toucasias, dolomitas y calizas parcialmente dolomitizadas, con textura sacaroide de coloración gris azulado y verde; presenta intercalaciones de bentonita color gris verdoso; fueron depositadas en una plataforma interna, en aguas lagunares, cálidas y poco profundas.

Los espesores de las facies arrecifal y lagunar llegan a medir 2,000 m; presenta cavernas, vórgulos y porosidad primaria, así como abundante fracturamiento que incrementan su permeabilidad.

La edad es del Albiano-Cenomaniano, aunque en otras localidades se extiende del Aptiano al Turoniano, determinado por el contenido fosilífero de algas estromatolíticas, corales, rudistas, crinoideos, *Toucasia texana*, *Caprinula sp.*, *Microcalamoides confusus*. Esta formación ha funcionado como una roca

almacenadora por sus características de buena porosidad y permeabilidad, así como constituir una trampa estratigráfica (Nava y Alegría, 2001).

2.1.2.4 Formación Tamabra

Definida por Muir en 1936 y descrita ampliamente por Heim en 1940 y Flores en 1955. Consiste en brechas compuestas por fragmentos de carbonatos; son rocas clásticas de talud, las cuales están dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas, contiene clastos de ambiente arrecifal, moluscos y rudistas por las rocas de donde provienen son componentes ubicados en el borde de plataforma. La unidad consiste en brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Se divide en dos miembros, el miembro superior constituido por calcarenitas biógenas y el miembro inferior constituido por calcirruditas biógenas y dolomías. Los espesores varían de 300 a 1500 m. Aflora en la parte este de la Sierra Madre Oriental, al oriente de los bordes arrecifales de la Plataforma San Luis Valles y de la paleo plataforma de Tuxpan (Faja de Oro); en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, en el área de Poza Rica y en Misantla, Veracruz.

Es de edad Albiano-Cenomaniano determinado por el contenido fosilífero de especies plantónicas y bentónicas como: *Stomiosphaera conoidea*, *Microcalamoides diversus*, *Nannoconus minutus*. El ambiente de depósito es de talud, de facies intermedia entre los depósitos de arrecife y mar abierto (Nava y Alegría, 2001).

2.1.2.5 Formación Tamaulipas Superior

Descrita por Stephenson en el año 1921 y definida por Muir en el año 1936. En la Cuenca de Chicontepec consiste en mudstone-wackestone gris claro y café oscuro, con presencia de estilolitas; contiene bandas, lentes de pedernal y nódulos de hematita. Presenta intercalaciones de lutitas, margas con abundante disolución así como horizontes delgados de tobas. En la parte de la base contiene intercalaciones de estratos delgados de bentonita; los espesores varían de 60 a 400 metros.

Su distribución es 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. La localidad tipo se localiza en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas donde se define como secuencias de calizas blancas con pedernal blanco, intercaladas con calizas arcillosas grises con pedernal negro, en capas de 30 a 50 cm (López, 2008).

La edad es del Albiano – Cenomaniano determinado por el contenido de sus micro y macrofósiles como: *Rotolispota sp.*, *Colomiella recta*, *Nannoconus truitti*, *Calciesphaerula innominata*, *Inoceramus comancheanus*, *Microcalamoides diversus*, *Praeglobotruncana aptiensis*, *Pithonella ovalis*, *Munuaniceras uddeni*, *Kingena wacoensis* (López, 2008).

El ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica debido al material bentonítico y tobáceo, proveniente de la actividad volcánica del arco magmático del occidente. Se le considera una roca almacenadora por la alta porosidad secundaria por fracturamiento, principalmente en la zona de Ébano y Pánuco (López, 2008).

2.1.2.6 Formación Agua Nueva

Definida por Stephenson en el año 1921 y por Muir en el año 1934. Consiste de una alternancia de mudstone-wackestone con nódulos y bandas de pedernal, con intercalaciones de lutitas carbonosas y margas bentoníticas. Los estratos son delgados en la base y de forma laminar en la parte media y superior. Incluye mudstone y calizas arcillosas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro. En algunas localidades presenta intercalaciones de lutitas calcáreas laminares e interestratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar (Nava y Alegría, 2001). La localidad tipo se encuentra en el Cañón la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, se caracteriza por una secuencia calcáreo-arcillosa, dividida en dos miembros; el miembro inferior compuesto por calizas arcillosas con laminaciones de lutita e impresiones de *Inoceramus labiatus*; el

miembro superior compuesto por wackestone en estratos delgados con espesores de 127 m (Nava y Alegría, 2001).

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 reporta en las Cuencas de Burgos y Tampico-Misantla. En la Cuenca de Chicontepec se ha cortado en varios pozos y se han recuperado núcleos, se considera su continuidad lateral en toda la cuenca.

La edad es del Turoniano, aunque en algunas porciones es del Cenomaniano Superior-Turoniano, determinado por el contenido fosilífero de: *Calcisphaerula innominata*, *Inoceramus labiatus*, *Rotalipora appenninica*, *Marginotruncana indica*, *Globotruncana helvética* (López, 2008).

El ambiente de depósito es de plataforma externa de aguas profundas con circulación restringida, de baja energía con poca oxigenación; presenta influencia de vulcanismo procedente del occidente, su sedimentación se asocia a una regresión dentro de un ciclo de transgresión general. Es considerada una roca generadora por su contenido alto de materia orgánica por lo que en algunos sitios puede constituir yacimientos no convencionales de aceite y/o gas en lutitas. Por su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento, localmente puede formar una roca almacenadora, y por sus horizontes de calizas y horizontes arcillosos una roca sello (López, 2008).

2.1.2.7 Formación San Felipe

Definida por Jeffrey en el año 1910, consiste en mudstone y wackestone con intercalaciones de delgadas capas de bentonita, con algunos nódulos de pedernal, presenta alternancia con lutitas de color gris claro a gris verdoso, con la presencia de material glauconítico. Los espesores son variables, con variaciones entre de 50 y 330 m, dependiendo de la localidad. Aflora al este de la Sierra Madre Oriental y en la Cuenca Mesozoica del centro de México. La localidad tipo se ubica al oeste del poblado de San Felipe en San Luis Potosí, donde se caracteriza por

alternancia de calizas y lutitas, de estratos delgados con coloración gris verdosa con intercalaciones de bentonita color verde (Nava y Alegría, 2001).

La edad es del Coniaciano-Santoniano, determinado por el contenido fosilífero consistente en: *Globotruncana lapparenti*, *Heterohelix globulosa*, *Inoceramus unduloplicatus*, *Ostrea plumosa*, *Globotruncana fornicata*, *Marginotruncana difformis* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es principalmente de cuenca, con entrada de material volcánico proveniente del arco magmático del Occidente de México (Nava y Alegría, 2001). Se le considera una roca almacenadora por brechas fracturadas en la parte basal de la formación así como roca sello por sus horizontes bentoníticos de baja porosidad.

2.1.2.8 Formación Méndez

Descrita por Jeffreys en el año 1910 y ampliamente por DeGolyer en el año 1916, consiste principalmente de margas color gris con fracturamiento concoidal; en la cima las margas presentan un color rojizo a los que se le conoce como “Méndez Rojo”, presenta intercalaciones de margas grises con areniscas arcillosas. Aflora frecuentemente en el eje axial de los sinclinales del frente este de la Sierra Madre Oriental. Se compone de secuencias de lutitas y margas de color gris y gris verdoso, con alternancias de capas de bentonita blanca, presenta calizas arcillosas de color gris, lutitas y en ocasiones con capas delgadas de bentonita; los espesores varían de los 100 a los 1000 m (Nava y Alegría, 2001).

La edad corresponde al Campaniano-Maestrichtiano, determinado por el contenido fosilífero de: *Globotruncana conica*, *Globotruncana bulloides*, *Heterohelix ct cieneuxiae*, *Globotruncana ventricosa*, *Planulina dayi*, *Clavulinoides trilaterata* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es de mar abierto, de aguas tranquilas, su contenido es de facies de relleno de cuenca con aporte de terrígenos y cenizas volcánicas. Por sus características de horizontes brechoides se le considera una roca

almacenadora y por sus horizontes limosos y arcillosos se le considera una roca sello (Nava y Alegría, 2001).

2.1.3 Cenozoico

2.1.3.1 Formación Velasco

Definida por Cushman y Trager en el año 1924. Se compone de lutitas gris verdosas, en ocasiones hay la presencia de bentonita verde así como material calcáreo interestratificadas con areniscas calcáreas de estratificación delgada. En la parte sur de la Cuenca de Chicontepec, la Formación Velasco consiste en margas gris a gris verdoso, con capas delgadas de bentonita, cenizas y areniscas. También hay la presencia de anhidrita y marcas de oleaje y anélidos. Al este de la Faja de Oro, la formación está representada por lutitas de color verde con espesores de 140 m (Nava y Alegría, 2001).

Al oeste de Ébano-Pánuco, en las Haciendas de Tullillo, la Formación Velasco se zonificó en dos miembros distintos por el contenido fosilífero, en Velasco Basal y Velasco Superior.

Velasco Basal: Se caracteriza por predominio de *Globigerinidae*, con un alto porcentaje de *Globigerina cretácea d'Orbigny*. También se presentan fósiles de *Globorotalia velascoensis*, *Globorotalia compresa*, con edad del Paleoceno Inferior. La fauna es principalmente pelágica aunque algunos son de aguas más profundas, de ambiente marino de mar abierto. El espesor máximo es de 90 metros. Este miembro se le considera una roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (López, 2008).

Velasco Superior: Se presenta en la Región de Ébano, Velasco y La Palma, entre otros. La fauna es planctónica y bentónica que corresponde a condiciones batiales y neríticas con profundidades hasta los 700 m. Los fósiles son principalmente de *Globorotalidae* y *Globigerinidae*, que constituyen hasta un 60% del contenido fosilífero. A este miembro se le considera roca sello por sus características litológicas (López, 2008).

2.1.3.2 Formación Aragón

Definida por Nutall en el año 1930. Consiste en lutitas de color gris claro, gris oscuro y verdoso; presenta estratificación bien marcada por laminación debido a intercalaciones de bentonita. En la parte inferior de la formación se encuentran nódulos calcáreos así como algunos horizontes de areniscas. El espesor va desde 80 a los 325 m (Nava y Alegría, 2001).

La edad de la formación es del Ypresiano (Eoceno Inferior), determinado por el contenido fosilífero de algunas especies como son: *Globorotalia aragonensis*, *Globigerina orbiformis*, *Globigerina soldadoensis*, *Textularia agglutinans* y *Vulvulina pectinata Var. Mexicana* (Nava y Alegría, 2001).

Los sedimentos de la Formación Aragón se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas en una plataforma clástica, con aportes de terrígenos provenientes de la Sierra Madre Oriental. Esta formación es una roca almacenadora por sus horizontes arenosos, así como una roca sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

2.1.3.3 Formación Guayabal

Fue definida por Adkins en el año 1925. Consiste en lutitas de color gris azul con intercalaciones de areniscas de grano fino, en ocasiones calcáreas; localmente contiene nódulos de siderita. En la parte sureste de Poza Rica, Veracruz, hay la presencia de cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico. Incluyen una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular, con intercalaciones de lutitas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo. La estratificación no es muy clara y presenta laminaciones con la presencia de intercalaciones de areniscas. La localidad tipo se encuentra en Guayabal, Municipio de Tancoco, Veracruz. Los espesores varían de 60 a 1200 m., que se va incrementando de la parte norte hacia el sur (Nava y Algría, 2001).

La formación es de edad Lutetiano (Eoceno Medio), determinado por el contenido fosilífero de especies planctónicas y bentónicas como: *Globigerina*

topilensis, *Globorotalia albeari*, *Amphistegina mexicana*, *Nodosaria mexicana* y *Eponides guayabalensis*, de especies de moluscos: *Ostrea sellaeformis*, *Trunconotaloides rohri*, *Protocardia gambrina*, *Venericardia serricosta*, así como de especies de briozoarios y de corales (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito se dio en mares tranquilos y relativamente someros, de plataforma clástica; el cambio de espesor indica que el depósito ocurrió en un cañón submarino inclinado al sur, recibiendo sedimentos del oeste. Esta formación se considera una roca sello por la baja permeabilidad y porosidad (Nava y Alegría, 2001).

2.1.3.4 Formación Chapopote

Definida por Cole en el año 1927. Consiste de margas color claro y gris verdoso que intemperiza a un color crema. Se caracterizan por tener estratificación irregular y compuesta por margas con intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, en las partes donde hay cambio de facies con la Formación Tantoyuca. En otras localidades, se presentan areniscas conglomeráticas con intercalaciones de lutitas grises y algunas capas de bentonita. Los espesores varían de 80 hasta 800 m (Nava y Alegría, 2001).

Aflora 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.

La edad es del Eoceno Superior, determinado por el contenido fosilífero de especies como: *Anomalina dorri*, *Bulimina smicostata*, *Globorotalia cerroazulensis*, *Hantkenina alabamensis*, *Textularia eocaena*. El ambiente de depósito corresponde a plataforma marina somera, clástica en un mar tranquilo con aporte de terrígenos finos, localizados cerca de la línea de costa. Se le considera una excelente roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

2.1.3.5 Formación Tantoyuca

Constituida por una secuencia arenoso-conglomerática, areniscas y conglomerados arenosos de grano grueso a fino, con cementante calcáreo y algunas intercalaciones de lutita arenosa color gris a gris oscuro, también hay la

presencia de conglomerados y brechas conformadas por fragmentos de calizas cretácicas así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, posiblemente resultado de la erosión del Grupo Chicontepec. La localidad tipo se localiza a 1 km al este del poblado de Tantoyuca, Veracruz (Hernández, 2005).

La Formación Tantoyuca en otras localidades consiste en areniscas de cuarzo de grano fino a grueso y conglomeráticas, con cementante calcáreo y sin estratificación definida; presenta intercalaciones de lutitas betoníticas y margas arenosas; también contiene algunos horizontes de conglomerados y brechas, formados por fragmentos de calizas cretácicas, areniscas del Grupo Chicontepec además de pedernal, rocas metamórficas y volcánicas. Los espesores llegan a medir hasta 1000 m (Nava y Alegría, 2001).

De edad Lutetiano Superior – Bartoniano – Priaboniano pertenecientes al Eoceno Medio – Superior, determinado por el contenido fosilífero de foraminíferos principalmente de los géneros *Operculina* y *Lepidocyclina* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente corresponde a costero debido a que el material es principalmente detrítico de facies deltaicas producto de regiones topográficas altas y adyacentes del oeste.

2.1.3.6 Formación Alazán

Definida por Dumble en el año 1912. Consiste en series 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 va de los 60 hasta los 930 m. La localidad tipo se localiza en el río Buenavista, el cruce del antiguo camino entre la Hacienda de Alazán y la de Mozula, Veracruz. Se distribuye a lo largo de una franja de 280 Km. Desde el Río Cazonas hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas (Nava y Alegría, 2001).

La edad pertenece al Rupeliano del Oligoceno Inferior, determinado por el contenido fosilífero de: *Ammospirata mexicana*, *Anomalina alazanensis*, *Bolivina tectoniformis*, *Globorotalia opima* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es una plataforma clástica. Es probable que los sedimentos de la Formación Palma Real Inferior que es equivalente a su 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 Golfo de México (Nava y Alegría, 2001).

2.1.3.7 Formación Palma Real Inferior

Descrita por Nuttall en el año 1928 y definida por Villatoro en el año 1932. Consiste en lutitas calcáreas de color amarillo castaño, intemperizadas y quebradizas, laminares y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino. En otras localidades consiste en lutitas arenosas, areniscas, conglomerados compuestos de calizas y pedernal, con abundante foraminíferos, que presentan lentes de calizas; las areniscas presentan huellas de oleaje. La localidad tipo se encuentra en el cruce del camino entre Potrero del Llano y Temapache, Veracruz, en la Hacienda de Palma Real; se describe como una secuencia clástica de características variables, que dependen de su proximidad a la línea de costa; el espesor promedio es de 250 m (Nava y Alegría, 2001).

La edad es del Rupeliano (Oligoceno Inferior) al igual que la Formación Alazán, determinado por el contenido fosilífero de especies como: *Ggyroidina broekhuana*, *Cibicides aknerianus*, *Anomalina grosserugosa*, *Operculina operculinoides*, *Vaginulina elegans* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito ocurrió en un ambiente de plataforma terrígena, la variación litológica es por la transgresión que tuvo lugar durante el principio del Oligoceno. Se le considera una roca sello por su baja porosidad y permeabilidad cuando predominan las fracciones finas (Nava y Alegría, 2001).

2.1.3.8 Formación Palma Real Superior

Descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida por Villatoro en 1932. Consiste en lutitas grises, arenosas y bentoníticas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo de grano fino, con cuerpos lenticulares de calizas 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).

La edad es del Oligoceno Superior determinado por el contenido de abundantes foraminíferos bentónicos como: *Lepidocyclina tuberculata*, *Lepidocyclina parvula*, *Lepidocyclina esterodisca* y *Schenckiella cyclostomata* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito 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. Al final del depósito de la Formación Palma Real debió efectuarse una regresión, pues en general, aparece en su cima un intervalo de clásticos, llamado Conglomerado Mecatepec (Nava y Alegría, 2001).

2.1.3.9 Formación Horcones

Definida por Grimdale en el año 1933. Consiste en lutitas gris claro y gris oscuro, calcáreas, que intemperizan a 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. Su espesor es muy variable, con un rango que va de 60 a 450 m. La localidad tipo se encuentra al sureste y noreste de Colipa, Veracruz. 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).

Su edad es del Oligoceno Superior (Chatiano), que se determinó por el contenido fosilífero de especies como: *Lepidocyclina fauosa*, *Globigerina ampliapertura*, *Planulina cocoaensis*, *Rotaliatina mexicana*, *Textularia eocaona* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es de 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 de sus horizontes conglomeráticos. (Nava y Alegría, 2001).

2.2 Sedimentología del Grupo Chicontepec

Los sedimentos producto de la erosión de la Sierra Madre Oriental de la Paleoplataforma de Tuxpan, del Macizo de Teziutlán y de otras localidades fueron transportados como fragmentos líticos por corrientes de turbidez, depositados en un ambiente nerítico a batial superior de aguas poco profundas. Las secuencias turbidíticas se depositaron por eventos múltiples que incluyen flujo de escombros, así como deslizamientos, en ocasiones retrabajadas por corrientes de fondo marino (Mayol, 2005).

El ambiente que se ha establecido en la Cuenca de Chicontepec es un modelo de abanico submarino, establecido por Mutti - Ricci Lucchi, 1972, donde se identifican facies y subambientes caracterizados por depósitos de abanico interno, medio y externo, que se distribuyen a lo largo de la cuenca (Figura 2.2).

El abanico interno tiene una distribución controlada por cañones submarinos en donde los sedimentos más gruesos se acumularon en la zona de derrumbes y en sistemas de canales. Las facies más gruesas se acumulan, se desbordan lateralmente a través de los flancos de canales y terrazas, depositando sedimentos finos en unidades delgadas gradadas.

El abanico medio predominan las areniscas formando lóbulos de supra-abanico, con superficies pulidas convexas; los lóbulos son abastecidos por canales distributarios, bifurcados o trenzados que muestran areniscas masivas con estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre, retrabajados conforme migran en el canal. Los sedimentos finos son depositados en las partes superiores de los canales y en superficies planas conforme los canales desaparecen pendiente abajo.

El abanico externo presenta superficies de ligera pendiente y recibe incrementos de depósitos de sedimentos suspendidos puntualizados por pulsos de turbiditas de grano fino. Los mantos gradados son delgados, continúan lateralmente y monótonamente sobrepuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables (Santillán, 2009).

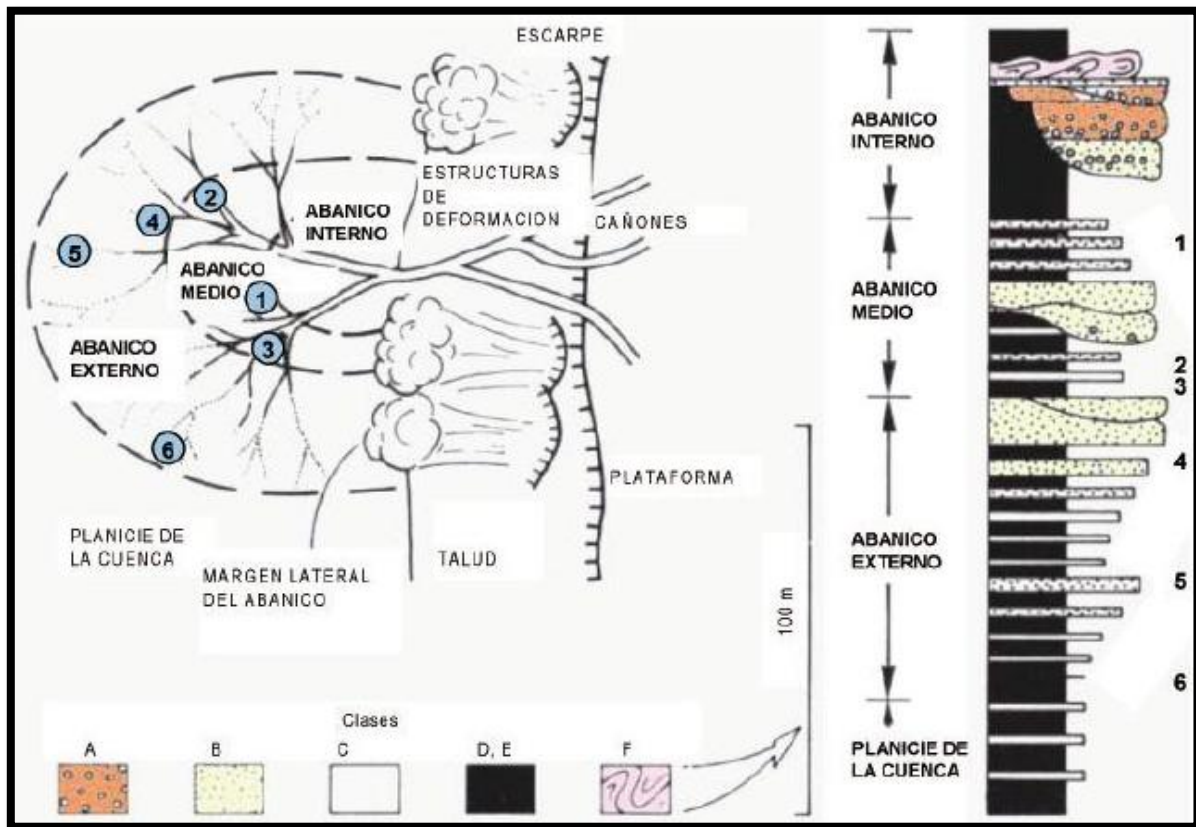


Fig. 2.2 Modelo de un abanico submarino (Mutti-Ricci Lucchi, 1972) que muestra la mecánica y el desarrollo de los depósitos turbidíticos en la Cuenca de Chicontepec (tomada de Santillán y Aguayo, 2011).

Los sedimentos que rellenan la Cuenca de Chicontepec se caracterizan por ser de origen turbidítico, depositadas en una depresión topográfica que corresponde a una Cuenca de Foreland donde las corrientes submarinas que erosionaron el sustrato contribuyeron al proceso de formación de la cuenca y después hubo un depósito volumétricamente importante en las depresiones formadas por la erosión (paleocanal) en abanicos submarinos (Alemán, 1980).

La distribución de los sedimentos (Figura 2.3) 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 Velazco (Alemán, 1980).

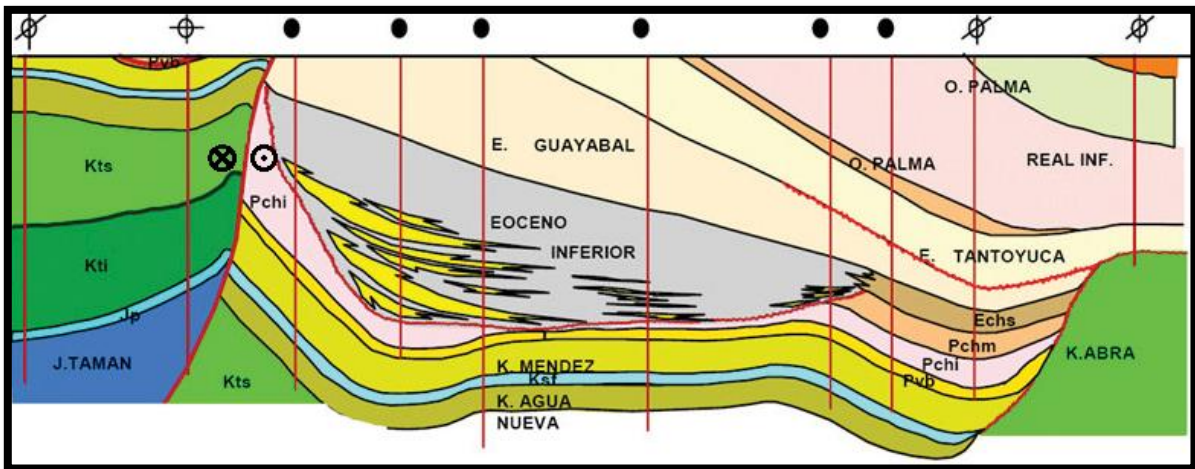


Fig. 2.3 Esquema donde se muestra la distribución de los depósitos en el subsuelo (tomada de Anda, 2013).

La profundidad de los depósitos tuvo variaciones de norte a sur, desde 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).

Presenta variaciones de continuidad lateral importantes, ya que en ocasiones se presentan importantes cambios de un afloramiento a otro o entre pozos próximos, por lo que se tiene como secuencia una granulometría que cambia lateral y verticalmente de forma significativa, presentando acuñamientos que pueden deberse a que durante los depósitos sedimentarios no lograban cubrir toda la cuenca (Aguilar, 2013).

2.3 Origen de la Cuenca y Evolución Geológica Regional

Las cuencas de foreland se forman entre el frente de una cadena montañosa y un cratón adyacente (Allen et al., 1986), por procesos de flexura litosférica, los

cuales causan subsidencia en una cuenca debido a la flexión hacia debajo de una placa continental por los esfuerzos de construcción de una montaña. La Cuenca de Chicontepec se formó por los esfuerzos compresivos del Paleoceno – Eoceno Inferior, del frente de la Sierra Madre Oriental hacia el noreste, sirviendo de contrafuerte el paleo-elemento rígido de la paleo-isla de Tuxpan en el Este; originados por la Orogenia Laramide (CNH-UNAM, 2012).

La Cuenca de Chicontepec se sitúa detrás del arco magmático y se vincula con la subducción de la litósfera oceánica de la Placa Farallón. Loza propone la clasificación de la cuenca como foreland de retro-arco, asociado a un margen tipo Andino (colisión océano-contiene), (Figura 2.3) con la trinchera al occidente del lado del Océano Pacífico, dadas las condiciones de formación de esta cuenca. Dadas las características tectónicas, la Cuenca de Chicontepec es relativamente estable, no presenta subsidencia tectónica acelerada, sino constante durante el crecimiento del orógeno (Loza, 2014).

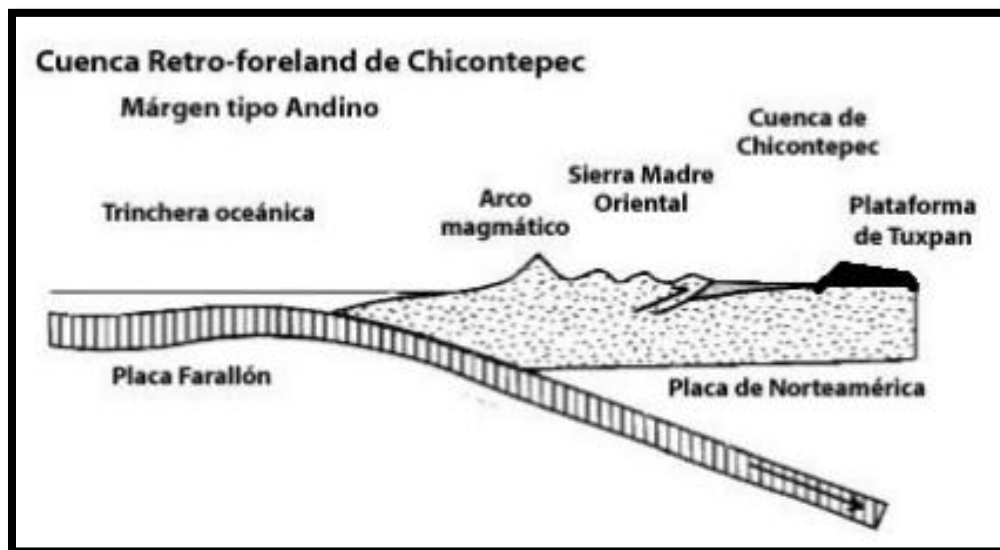


Fig. 2.3 Sección transversal de la Cuenca de Foreland de Chicontepec (tomada de Loza, 2014).

El Paleocanal de Chicontepec se asocia con dos eventos de deformación principales, los cuales dieron lugar a estructuras secundarias, siendo el plegamiento de la Orogenia Laramide y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas (Loza, 2014).

El primero tiene origen en la dinámica de placas tectónicas, la Placa de Farallón y la Placa Norteamericana, con límites convergentes durante el Cretácico Tardío y el Cenozoico Temprano, dando como resultado el esfuerzo principal horizontal en dirección SW-NE, que al rebasar el límite elástico de las secuencias, se generó en la región un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales, los cuales se van atenuando conforme se alejan de la Sierra Madre Oriental.

El segundo tiene origen durante el Cuaternario, un esfuerzo de cizalla en un sistema transpresivo que originó estructuras de flor positiva, con un importante desarrollo de fracturas verticales que afectan localmente a toda la columna mesozoica y cenozoica del Campo Tajín, con fallas laterales de componente derecha y fallas inversas de segundo orden; se desarrollaron sistemas de fracturas que afectaron principalmente a las litologías con predominancia en arenas, con lo que aumentó la porosidad, así como la permeabilidad y surgieron rutas de migración para los hidrocarburos. Cuando los fragmentos son predominantemente de carbonatos, la precipitación del material, principalmente calcita, originó la cementación y por ende la pérdida de porosidad en las rocas (Anda, 2013).

La Formación Chicontepec del Paleoceno al Eoceno Inferior, ha sido descrita como una secuencia turbidítica, con más de 2,000 m de espesor de interestratificaciones delgadas y gruesas de lutitas, areniscas calcáreas y siliciclásticas, graduando hacia la cima de la secuencia a lutitas limosas (Bitter, 1993). La Formación Chicontepec aflora en la porción occidental y sureste del margen de la cuenca Tampico - Misantla.

Los sedimentos terrígenos de la Formación Chicontepec, son consecuencia del levantamiento tectónico y la erosión de las rocas de la Sierra Madre Oriental, durante el Cretácico Tardío hasta el Paleógeno Temprano; de la paleo-isla de Tuxpan al oriente y del macizo de Teziutlán al sur; con el transporte y depósito de los sedimentos resultantes en franca progradación hacia el interior de la cuenca y del paleo-canal de Chicontepec, como sistemas turbidíticos marinos y profundos (Figura 2.4), (Santillán y Aguayo, 2011).

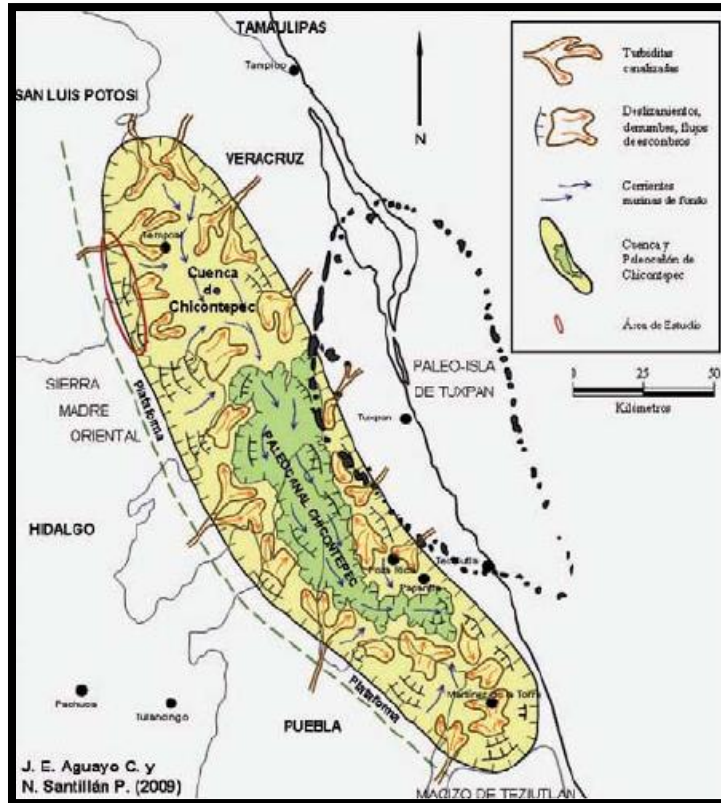


Fig. 2.4 Modelo de los mecanismos de transporte y sedimentación para la Cuenca de Chicontepec (tomada de Santillán y Aguayo, 2011).

La columna estratigráfica del Paleoceno Inferior y Medio se erosionó en la mayor parte de la cuenca, durante el Paleoceno tardío – Eoceno temprano, a lo largo de la margen occidental y sur de la paleo-isla de Tuxpan, también fueron erosionadas las rocas del basamento de la cuenca Cenozoica, del Cretácico y del Jurásico Superior. Este proceso erosivo marino dio origen al Paleocanal de Chicontepec.

La columna estratigráfica paleógena en el paleocanal, comprende alternancias rítmicas de sedimentos arcillosos y arenosos, formando cuerpos lenticulares y tabulares lateralmente discontinuos, constituidos por arena arcillosa y limos arenos-arcillosos, intercalados e interdigitados lateral y verticalmente. El espesor de la Formación Chicontepec, es variable en diferentes sitios; en la parte norte, del orden de 100 m; en el extremo occidental se han determinado del orden de 700 hasta 2000. El contenido fosilífero es principalmente bentónico, los sedimentos de

la Formación Chicontepec tuvo condiciones batimétricas mayores a los 200 m, en ambiente nerítico externo a batial (Santillán y Aguayo, 2011).

2.4 Geología Estructural Regional

La Cuenca de Chicontepec corresponde con una cuenca sintectónica que se caracteriza por presentar discordancias progresivas, presentar en algunos sectores levantamiento, así como erosión de la secuencia sedimentaria marina, como resultado de la deformación compresiva originado por la Orogenia Laramídica, mientras que en otras localidades la sedimentación fue continua.

La generación de la discordancia progresiva fue controlada al oriente por las rocas carbonatadas 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 Este-Oeste, donde se observa como las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas mesozoicas están erosionadas en varios niveles (discordancia progresiva) y son cubiertas por rocas clásticas de diferente espesor por las tres Megasecuencias (Inferior, Media y Superior), (Figura 2.5).

El espesor del depósito de clásticos de la Cuenca de Chicontepec es variable, llegando a ser mayor de 2500 m (Contreras, 1970) y la relación de arcillas y arenas es de un 64% presentando cuerpos lenticulares de 5 a 40 m de espesor (Alemán, 1980), en el Campo Tajín el espesor máximo del depósito es de 1600 m (CNH-UNAM, 2012).

La Cuenca de Chicontepec presenta poca deformación estructural, caracterizándose por contener grandes espesores de unidades terrígenas de ambiente marino de tipo turbidítico depositadas principalmente como depósitos de abanicos submarinos y los que están relleno el paleo-canal que se formó durante la orogenia laramídica entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan.

Las unidades cronoestratigráficas que afloran en el área y que fueron depositadas antes de la Orogenia Laramide, presentan competencias estructurales muy diferentes. Las formaciones más antiguas (Tamán y Pimienta) y la más joven (formaciones Velasco y Chicontepec) son mecánicamente incompetentes, mientras que el conjunto intermedio (formaciones Tamabra y Tamaulipas) son de alta competencia estructural (Vázquez, 2008).

2.5 Las Tres Megasecuencias (Inferior, Media y Superior)

Los estudios sedimentológicos del Campo Tajín se realizaron en base a la revisión y análisis de secciones sísmicas regionales, secciones sísmicas locales con registros de pozo de resistividad y de rayos gamma, así como con las secciones estratigráficas. Se distinguieron tres etapas de sedimentación de secuencias arcillo-arenosas (Megasecuencias), las cuales se encuentran limitadas por una discordancia basal, la cual separa a las unidades mesozoicas de los depósitos cenozoicos (discordancia de la base del Cenozoico), así como tres discordancias referidas como discordancia A, B y C, que separan regionalmente a las Megasecuencias del Grupo Chicontepec y a las secuencias estratigráficas del Eoceno (Figura 2.5).

Las superficies discordantes en el Campo Tajín se interpretan debido a diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de la columna estratigráfica durante los cuales hubo un cambio importante en el nivel del mar. A continuación se describen las principales características de las tres Megasecuencias.

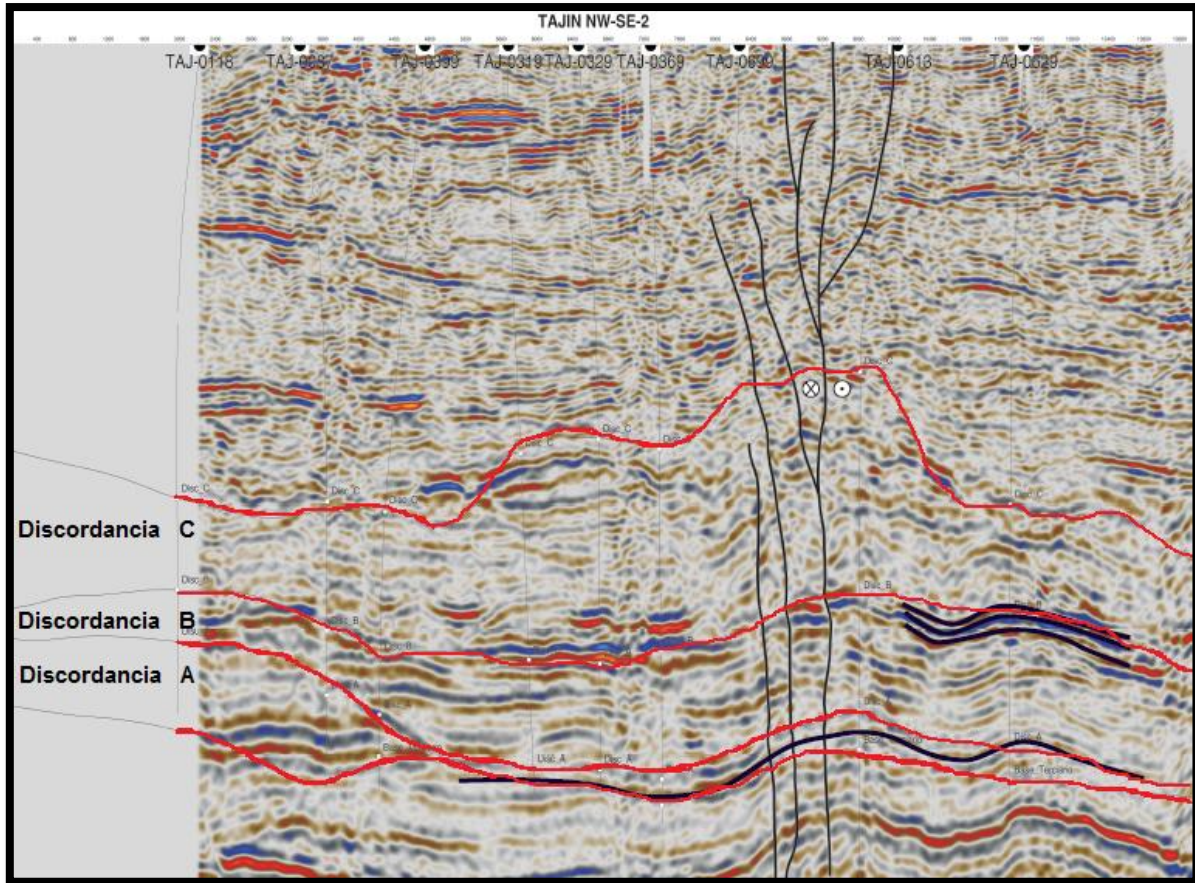


Fig. 2.5 Megasecuencias separadas por discordancias A, B y C de color rojo en el Campo Tajín (modificado de CNH-UNAM, 2012).

2.5.1 Megasecuencia Inferior (Unidad 1)

Fue formada durante un periodo de subsidencia tectónica asociada a ciclos repetitivos sedimentarios, arenosos y arcillosos; comprende el intervalo estratigráfico depositado discordantemente sobre el paleo-relieve de la cima de la secuencia mesozoica (discordancia basal); cuyo contacto superior corresponde a la superficie también discordante (discordancia A) de la Megasecuencia Media (Unidad 2), que le sobreyace.

Litoestratigráficamente la constituyen las facies niveladoras de la topografía basal, formadas por alternancias rítmicas e interdigitaciones laterales de capas delgadas a laminares de areniscas limo-arcillosas y lutitas limo-arenosas, de origen turbidítico. La secuencia fue depositada en una cuenca subsidente en

eventos sobrepuestos en la planicie del depocentro del paleocañón, por lo que no presentan características petrofísicas adecuadas para formar rocas almacenadoras, por tener gran abundancia de finos, principalmente arcillas (CNH-UNAM, 2012).

Las secuencias fueron depositadas en la zona de lóbulos progradantes de los flujos turbidíticos; hay la presencia de cuerpos lenticulares de areniscas inclinados al oriente, cuya distribución y orientación se debe a la paleo-topografía que se tenía en el momento del depósito (Figura 2.6).

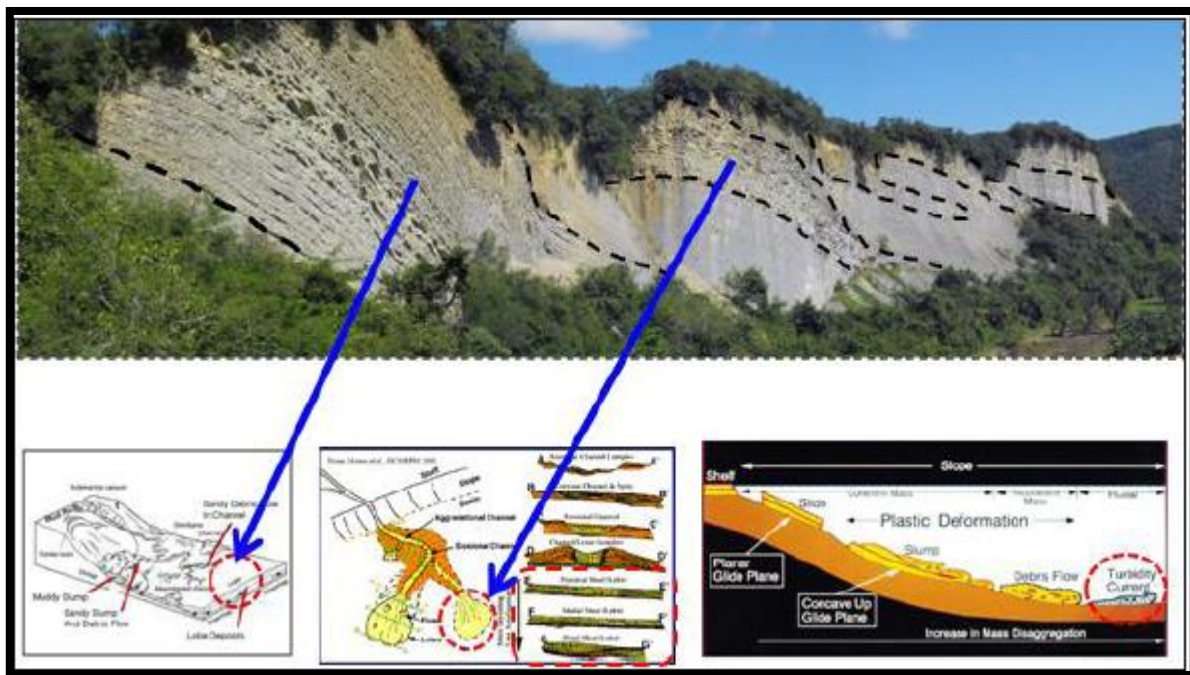


Fig. 2.6 Lóbulos progradantes de areniscas que forman cuerpos lenticulares separados por cuerpos de lutitas (tomado de PEMEX, 2012).

Los cuerpos poseen una geometría estratificada y laminada de cuerpos tabulares, que en general son continuos pero que se acuñan en cortas distancias.

La conectividad entre cuerpos arenosos es baja debido a que existen intercalaciones cíclicas de capas de arcilla-limosa con areno-arcillosas; con franca predominancia de estratos arcillosos (CNH-UNAM, 2012).

2.5.2 Megasecuencia Media (Unidad 2)

Está formada en su base, principalmente por depósitos turbidíticos tabulares y concordantes, que subyacen a otros de forma lobular, interestratificados; ambos depósitos corresponden al intervalo comprendido entre las Megasecuencias Inferior (Unidad 1) y la Superior (Unidad 3), que son separadas por las superficies discordantes A y B.

La parte inferior de la secuencia está constituida por estratos tabulares, areno-limosos y limo-arcillosos, que corresponde a facies distales de lóbulos de baja amplitud; además de que subyacen a depósitos lobulares progradantes, arenosos y areno-arcillosos, interestratificados con horizontes interlobulares areno-limosos y arcillo-arenosos.

Los contactos entre estratos fueron superficies de corrimiento o deslizamiento, provocando derrumbes locales y de baja amplitud, asociados con plegamientos y fallamientos intraformacionales con vergencia hacia el E-NE (Figura 2.7).

En esta megasecuencia se presenta la mayor abundancia de cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas, las cuales tienen características petrofísicas adecuadas para conformar trampas estratigráficas.

La geometría de los cuerpos es principalmente de estratificación de horizontes arenosos y limo arcillosos en forma tabular y lenticular que en conjunto dan la apariencia de mostrar continuidad por más de un kilómetro, sin embargo, los cuerpos arenosos que conforman rocas potencialmente almacenadoras están separados horizontal y verticalmente por materiales predominantemente arcillosos y limosos.

En los horizontes lenticulares predominan las areniscas, las cuales cambian lateral y verticalmente a secuencias limo-arenosas y arcillosas, por lo que no tienen continuidad lateral.

La conectividad entre los cuerpos es poca, aunque localmente puede ser moderadamente alta cuando se tienen cuerpos lenticulares formados por lóbulos

progradantes y canales. En algunos casos la interrupción entre cuerpos de diferente granulometría ocurre por efecto de erosión y posterior relleno de superficies irregulares que ponen en contacto horizontes de roca de diferente textura y granulometría, donde se pone en contacto una secuencia predominantemente arenosa con otra unidad caótica que representa un flujo de escombros.

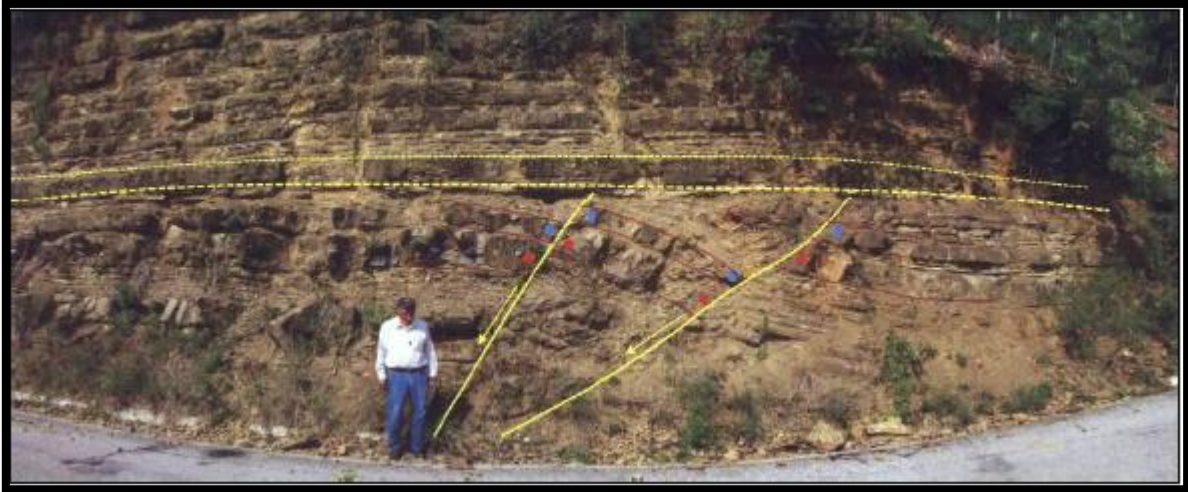


Fig. 2.7 Facies proximales con predominancia de areniscas, fallas normales sinsedimentarias afectando a la Megasecuencia 2 (tomada de CNH-UNAM, 2012).

2.5.3 Megasecuencia Superior (Unidad 3)

Fue formada durante un periodo de inestabilidad tectónica y basculamiento del frente de la Plataforma de Tuxpan, lo que favoreció la subsidencia de los depósitos del paleocañón hacia el E-NE, favoreciéndose el desarrollo de flujos de escombros y derrumbes. Esta serie sobryace en forma discordante a la Megasecuencia Media (Unidad 2); estratigráficamente está constituida por cuerpos de estratos gruesos a masivos de sedimentos arcillo-arenosos, los cuales deslizaron intraformacionalmente. Esta megasecuencia (Unidad 2) sobryace a la superficie discordante B, que la separa de la infrayacente (Unidad 1).

La geometría de los cuerpos es estratiforme a masivos de flujos de escombros y derrumbes por deslizamientos locales asociados a plegamientos coherentes e

incoherentes y a fallamientos inversos intraformacionales de baja magnitud (Figura 2.8), (CNH-UNAM, 2012).

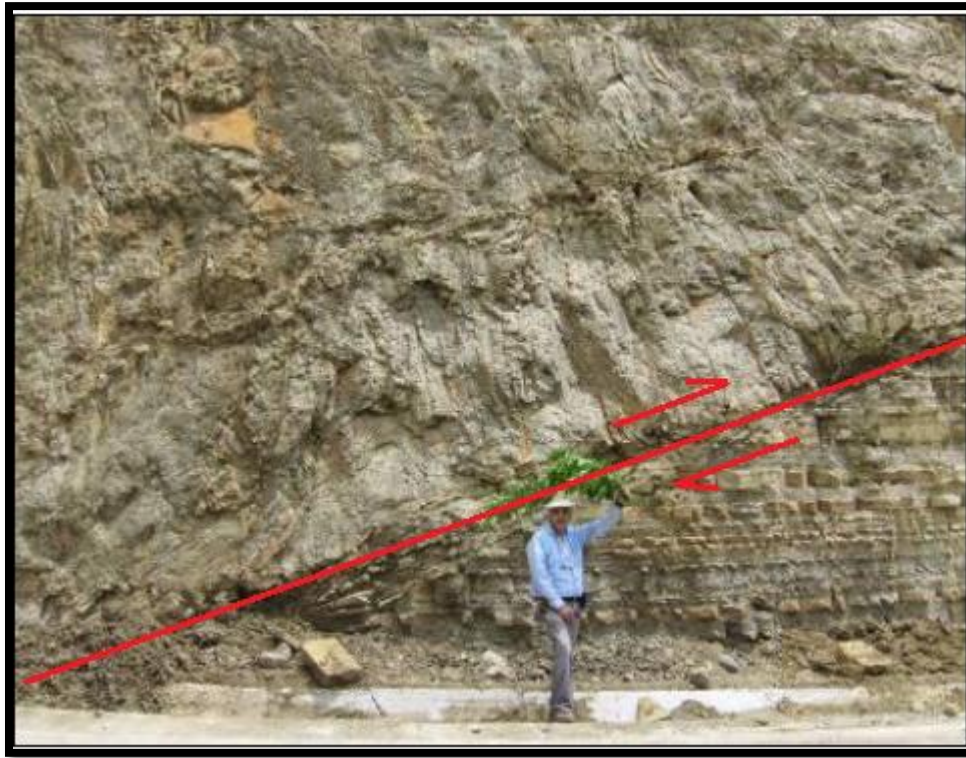


Fig. 2.8 Falla inversa intraformacional en la Megasecuencia 3, secuencias de facies proximales con clastos angulosos (modificado de CNH-UNAM, 2012).

La conectividad es baja debido a la mezcla de los horizontes arenosos permeables con los arcillo-limosos durante su desplazamiento másico por gravedad (CNH-UNAM, 2012).

En las facies proximales con distribución caótica se encuentran fragmentos de gilsonita (chapopote), como clastos (Figura 2.9), lo que indica que antes de que ocurrieran los flujos de escombros ya inició la generación y migración de hidrocarburos, los cuales al moverse junto con las rocas fragmentadas se mezclaron y quedaron dentro de la Megasecuencia Superior. También se tiene evidencia de migración de hidrocarburos en una etapa posterior, ya que las fracturas que afectan a la unidad también tienen aceite fósil relleno las discontinuidades de la misma secuencia (CNH-UNAM, 2012).



Fig. 2.9 Megasecuencia 3, flujo de escombros, gilsonita como clastos y como relleno de fracturas (tomada de CNH-UNAM, 2012).

2.6 Características Estructurales del Campo Tajín

La secuencia sedimentaria jurásica y cretácica del subsuelo en el área del Campo Tajín se encuentra muy deformada, esta secuencia está en contacto mediante la discordancia de la base del Cenozoico con el Grupo Chicontepec. Dicha deformación se explica por el proceso compresivo ocasionado por la dinámica de las placas Paleo-Pacífica (Farallón) y la Placa Norteamericana que al converger con un ángulo bajo originaron el desarrollo de la Orogenia Laramide.

Las unidades estratigráficas mesozoicas deformadas están expuestas al poniente de la cuenca y se componen estructuralmente por anticlinales, sinclinales y fallas inversas con cabalgaduras de varios kilómetros de desplazamiento. El tipo de pliegues es muy variado, los hay asimétricos, recostados, recumbentes y buzantes, muchos de ellos dislocados por fallas inversas y laterales.

En el subsuelo del Campo Tajín se tiene únicamente pliegues suaves y abiertos que se desarrollaron en las secuencias sedimentarias del Cretácico Superior y de la base del Paleoceno; la deformación va cambiando hacia el

oriente, en donde la secuencia solo muestra una pequeña inclinación con echado al este (CNH-UNAM, 2012).

El Campo Tajín presenta en la secuencia terrígena cenozoica y en la parte superior del Mesozoico, la presencia de pliegues que se van atenuando conforme se sube estratigráficamente, así como la presencia de una falla lateral derecha que ramifican formando en conjunto una flor positiva (Figura 2.10).

Los pozos que se ubican en las zonas de fallas no llegan a presentar producción, las discontinuidades estructurales como fallas y fracturas, forman zonas altamente porosas y permeables, que permiten el flujo del aceite y/o gas a las zonas de menor presión, llegando a cuerpos lenticulares conectados a las discontinuidades o siguiendo hasta la superficie terrestre.

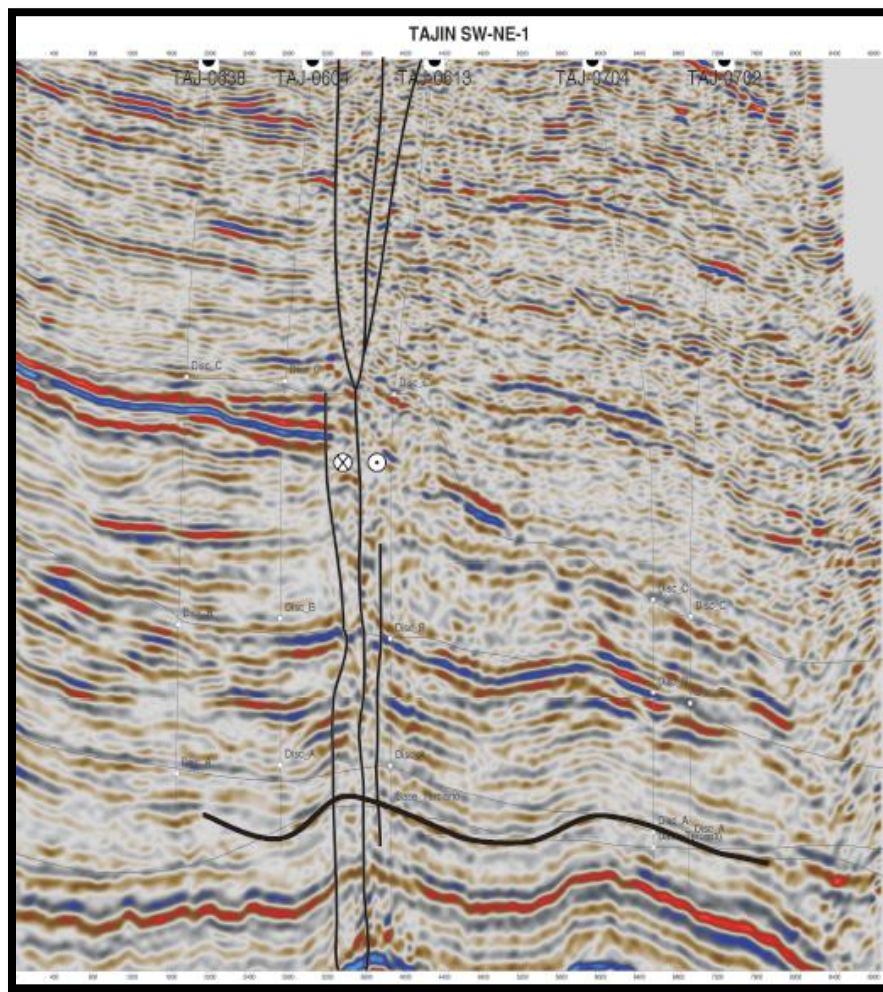


Fig. 2.10 Falla lateral derecha, ramificada en el Campo Tajín (tomada de CNH-UNAM, 2012).

En el Campo Tajín también se han identificado sistemas de fallas laterales, así como fallas inversas de segundo orden, que en conjunto forman una estructura de flor positiva, abundantes fracturas verticales y subverticales. En las fallas laterales existe un desplazamiento horizontal de dos bloques, que ocasiona el contacto de dos unidades con diferentes granulometrías, que dan como resultado rutas de migración en las zonas de falla y de fracturas asociadas. Además de manera asociada a las fallas laterales, se genera un sistema de fracturas verticales abiertas (Figura 2.11), que dan como resultado de manera local, un incremento en la porosidad de las rocas arenosas como potenciales rocas almacenadoras debido al incremento de porosidad por fracturas, aunque en algunos sitios la porosidad efectiva disminuye por la cementación de calcita (CNH-UNAM, 2012)..



Fig. 2.11 Secuencias clásticas que presentan una falla lateral y fallas secundarias que forman una flor positiva en la Formación Chicontepec Superior (tomada de CNH-UNAM, 2012).

La deformación más importante que llega a presentar el Campo Tajín que afecta a la columna mesozoica y cenozoica, es un sistema de fallas laterales de componente derecha, acompañada de fallas inversas de segundo orden, el conjunto indica que la zona estuvo sujeta esfuerzos de cizalla en un sistema

transpresivo que originaron estructuras en flor positiva, principalmente en el horizonte de areniscas de la Megasecuencia Media. Las fallas laterales presentan orientación promedio NW 55° con 90° de echado. El esfuerzo principal mayor actuó horizontalmente con una dirección NW25°SE.

Las fallas laterales son de gran importancia dentro del sistema petrolero del Campo Tajín, ya que son las rutas de migración al comunicar las secuencias generadoras del Jurásico Superior con las unidades sedimentarias del Grupo Chicontepec ubicadas entre la discordancia A y B (CNH-UNAM, 2012).

CAPÍTULO 3. SISTEMA PETROLERO

3.1 Introducción

Los campos productores de la Cuenca de Chicontepec son convencionales y no convencionales, los primeros contienen todos los componentes del sistema petrolero, que corresponden con un sistema natural que contiene todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que exista un yacimiento de hidrocarburos. Este sistema está comprendido por seis subsistemas los cuales son: una roca generadora, que gracias a su contenido de materia orgánica y las condiciones ideales de presión y temperatura, generó los hidrocarburos, los que pueden migrar y posteriormente acumularse en una roca almacenadora que tiene características de alta permeabilidad y porosidad. Se requiere también de una roca sello que por su impermeabilidad, impide el escape de los hidrocarburos hacia la superficie, así como una trampa donde se pueda acumular el aceite y/o gas. Todos estos elementos deben formarse en un tiempo y espacio determinado para que exista el sistema petrolero, a lo que se conoce como sincronía, con ello formar yacimientos petroleros, como ocurre con algunos que constituyen los campos de la Cuenca de Chicontepec, particularmente donde se tiene menor contenido de partículas de calcita y poco cementante calcáreo.

El sistema petrolero de la Cuenca de Chicontepec se relaciona con una geología compleja, con una columna estratigráfica que va del Jurásico al Cenozoico (Figura 3.1), con deformación estructural principalmente de fallas laterales; las trampas son mayoritariamente de tipo estratigráfico y las rocas generadoras pertenecen principalmente a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta (Arellano y Yussim, 2012). Los subsistemas del sistema petrolero tuvieron sincronía por lo que se dio la formación de múltiples yacimientos con reservas estimadas volumétricamente altas.

La columna estratigráfica inicia con rocas sedimentarias marinas en el Jurásico Tardío, donde se forman las principales rocas generadoras en una Cuenca de *Rift*, posteriormente en el Cretácico hubo una margen pasiva donde se

depositaron carbonatos. A finales del Cretácico y al inicio del Paleógeno se formó la Cuenca de Chicontepec, la que corresponde a una Cuenca Foreland (Antepaís).

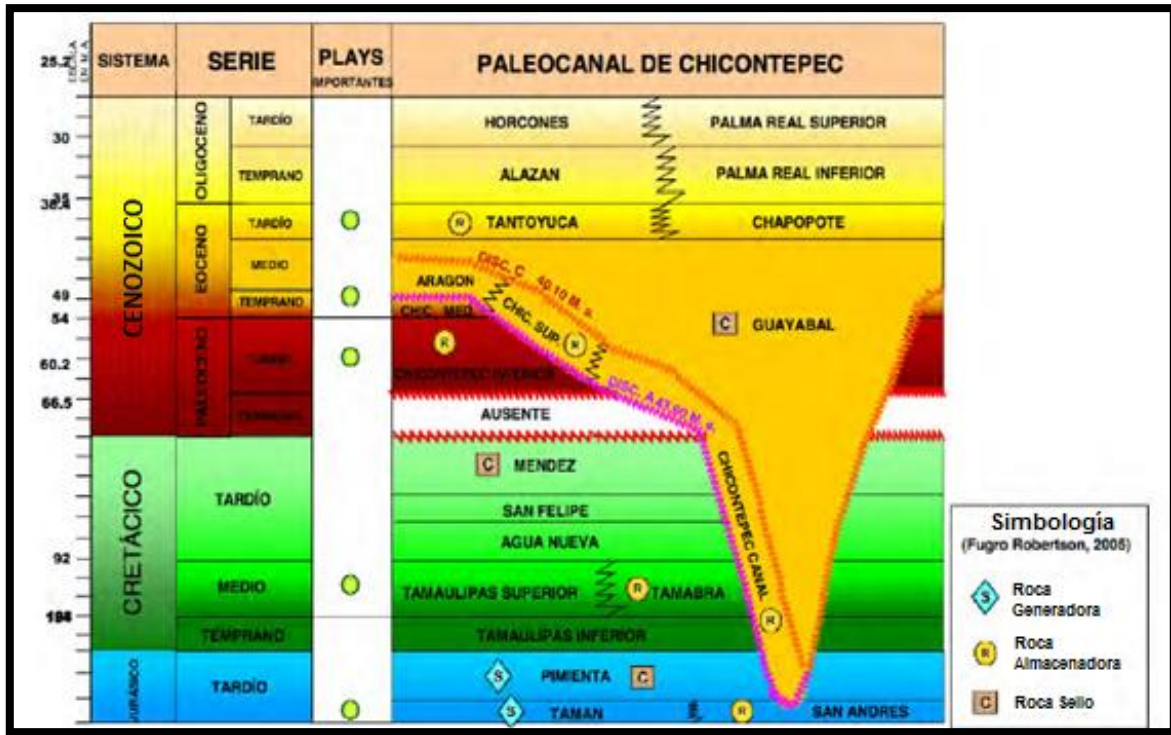


Fig. 3.1 Columna estratigráfica del Sistema Petrolero de la Cuenca de Chicontepec (modificada de Pérez, 2013).

El Play productor de aceite y gas del Campo Tajín está representado por depósitos turbidíticos arenosos con edad del Paleoceno - Eoceno, formados por complejos de canales submarinos, lóbulos y depósitos de desborde.

3.2 Sistema Petrolero de la Cuenca de Chicontepec

3.2.1 Rocas generadoras

Una roca generadora es aquella que presenta un alto contenido de materia orgánica; con la temperatura suficiente, generará aceite y/o gas. Debe de contener al menos 0.5% de carbono orgánico total (COT) para generar hidrocarburos; las rocas generadoras típicas son lutitas, lutitas calcáreas y calizas arcillosas. Las rocas de origen marino tienen un mayor potencial a generar aceite, mientras que las rocas generadoras terrestres, tienden a ser gasíferas.

Las rocas generadoras de la Cuenca de Chicontepec son principalmente arcillo-calcáreas pertenecientes a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta (Figura 3.2), aunque también se encuentra en menor medida las formaciones Agua Nueva, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio; las dos últimas en general tienen materia orgánica inmadura.

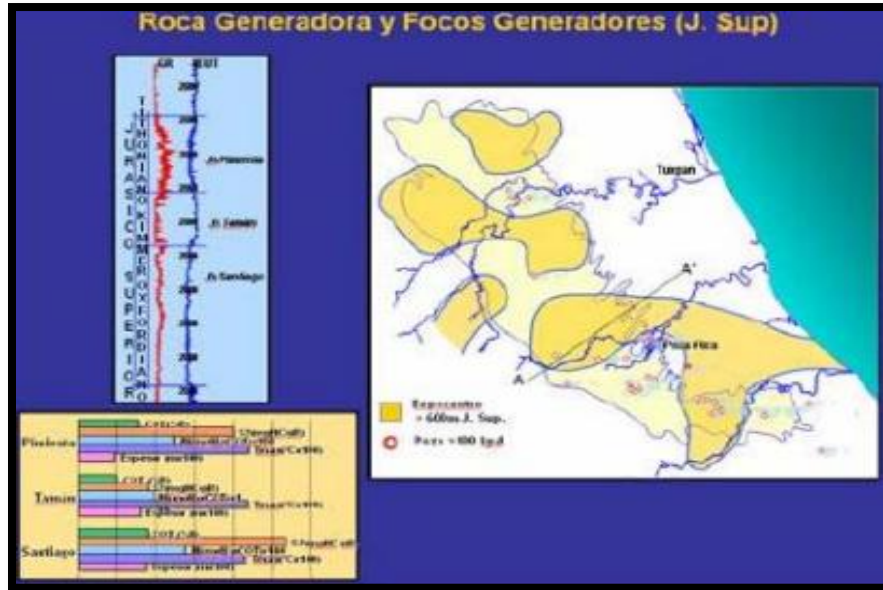


Fig. 3.2 Distribución de las rocas generadoras en la Cuenca de Chicontepec (tomada de Jiménez et al., 2009).

Las rocas generadoras con materia orgánica madura son de edades del Jurásico Superior, del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano; estos intervalos son importantes por su volumen y riqueza en materia orgánica que favorecieron la generación de aceite y/o gas.

3.2.1.1 Formación Santiago

Se compone de lutitas negras carbonatadas microlaminadas, limolitas arcillosas y calizas arcillosas con espesores de 10 a 755 m; se presentan piritizadas con algunos horizontes con nódulos calcáreos. Tiene un contenido de carbono orgánico total (COT) de 0.5 - 6.3% y de hidrocarburos potenciales (S2) de 0.2 - 39.1 mg/g. El kerógeno contiene Índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, temperatura máxima de pirolisis (T_{máx}) entre 425° y 525°C. El kerógeno es de

tipo II que se encuentra de maduro hasta sobremaduro (PEMEX-PEP, 2010). Esta formación del Oxfordiano tiene un mayor potencial remanente al sur de la cuenca.

3.2.1.2 Formación Tamán

Se constituye de calizas arcillosas, lutitas calcáreas y en menor medida limolitas; estas rocas pertenecen al Kimmeridgiano; dominan los carbonatos sobre las arcilla. El espesor varía de los 3 a los 998 m. El contenido de carbono orgánico total (COT) es del 0.1 – 5.4%, presenta S₂ de 15 – 925 mg/g, la temperatura máxima (T_{max}) de 421° - 527°C (PEMEX-PEP, 2010).

3.2.1.3 Formación Pimienta

Se compone de estratos de calizas negras arcillosas con abundantes cristales de pirita y algunas con intercalaciones de lutita negra, bentonita y lentes de pedernal; estas rocas pertenecen al Tithoniano. Los espesores van de 3 a 485 m. El contenido de carbono orgánico total (COT) es de 0.4 – 6.5%, el S₂ va de 0.2 - 43.4 mg/g, el índice de Hidrógeno (IH) varía de 18 – 959, el T_{max} de 412° - 476°C (PEMEX-PEP, 2010).

Tanto la Formación Santiago como la Formación Pimienta contienen kerógeno de tipo I y II que se encuentra principalmente en la ventana de generación del aceite. Esta formación junto con Tamán presentan el mayor potencial remanente en la parte norte de la cuenca (PEMEX-PEP, 2010).

La generación de hidrocarburos comenzó en el Cretácico Tardío y continuó hasta el Neógeno. Los mayores espesores de las rocas generadoras se ubican en 12 grabens formados durante el proceso de *rift*, que dieron lugar a los principales focos oleogeneradores que abarcaron un área aproximada de 907 km². En general el promedio de Carbono Orgánico Total (COT) es 2.2%, el índice de Hidrógeno (IH) de 500 mg HC/g COT. El kerógeno es de tipo II principalmente por materia algácea marina donde su madurez térmica (R_{oe}=0.8-1.0%) corresponde a la generación de aceite (Mayol, 2005).

3.2.1.4 Grupo Chicontepec

Las rocas generadoras correspondientes a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio, cuyas secuencias sepultadas van del sureste de San Luis Potosí hasta el oriente de Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, las cuales son de edades Paleoceno – Eoceno; contienen principalmente kerógeno tipo III proveniente del continente. Debido al tipo de materia orgánica y al índice de Hidrógeno menor al de oxígeno, los hidrocarburos formados corresponden a la fase de gas, aunque en la mayor parte de la cuenca se encuentra en la fase inmadura (Anda, 2013).

3.2.2 Rocas almacenadoras

Una roca almacenadora es aquella que tiene propiedades de alta porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya a través de ella. Las principales rocas son las areniscas de alta energía (sin matriz) y las rocas carbonatadas de alta energía y las calizas fracturadas. Los poros de una roca son generalmente rellenos con cierto volumen de agua connata, con aceite y/o gas del yacimiento.

Las rocas almacenadoras ocupan aproximadamente un 33% del relleno de la cuenca foreland del Paleoceno – Eoceno, que son principalmente areniscas del Grupo Chicontepec; son secuencias clásticas inmaduras, donde predominan los clastos (líticos), ya que entre el 40% y el 88% corresponden a fragmentos de calizas, litarenitas feldespáticas y felsarenitas, cuyo origen corresponde principalmente a detritos calcáreos provenientes de la Sierra Madre Oriental (al occidente), de la Isla de Tuxpan (al oriente) y del Macizo de Teziutlán (al sur), (Santillán y Aguayo, 2011).

Las características generales de las litarenitas es que son pobremente clasificadas, varían de grano fino a medio y en menor medida a grueso. La matriz está constituida por minerales arcillosos de clorita e illita; así mismo el cementante está constituido por carbonato de calcio y en menor proporción por sílice.

Las formaciones del Grupo Chicontepec tienen variabilidad vertical de porosidad y permeabilidad, la que está relacionada al ambiente de depósito, a la distancia de transporte y al contenido de líticos y cemento de carbonatos, cuyo porcentaje varía de un 35 a un 40% (López, 2008). Los paquetes de areniscas que presentan mayor potencial son aquellas con formas geométricas de barras de desembocadura, lóbulos y canales tributarios que tienen espesores de 12 a 18 m (Pérez, 2013).

Las rocas almacenadoras dentro del Campo Tajín son las pertenecientes a las tres Megasecuencias del Grupo Chicontepec, las cuales se encuentran divididas por tres discordancias (A, B y C), cuyos espesores promedio se muestran en la Tabla 3.1. La Megasecuencia Media, es la que presenta una mayor abundancia de areniscas con un contenido menor de arcillas comparada con las Megasecuencia Inferior y Superior, sin embargo, la Megasecuencia Superior cuenta también con algunos cuerpos arenosos capaces de almacenar hidrocarburos en la base, cerca de la discordancia B.

Sector	Sur	
	Tajín	Megasecuencia
Intervalo (m)/Campo		
Discordancia C – Discordancia B	502	Superior
Discordancia B – Discordancia A	219	Media
Discordancia A – Base Cenozoico	55	Inferior
Total	~776 - 800	

Tabla 3.1 Espesores promedio de las Megasecuencias Inferior, Media y Superior (modificada de CNH-UNAM, 2012).

La Megasecuencia Media, presenta las mejores condiciones para la acumulación de los hidrocarburos, ya que se compone de flujos masivos de escombros canalizados y derrumbes, asociados a plegamientos sinsedimentarios y deslizamientos coherentes e incoherentes con estratos apilados altamente

arcillosos y aislados entre sí; comunicados por un sistema de fracturas (Figura 3.3).

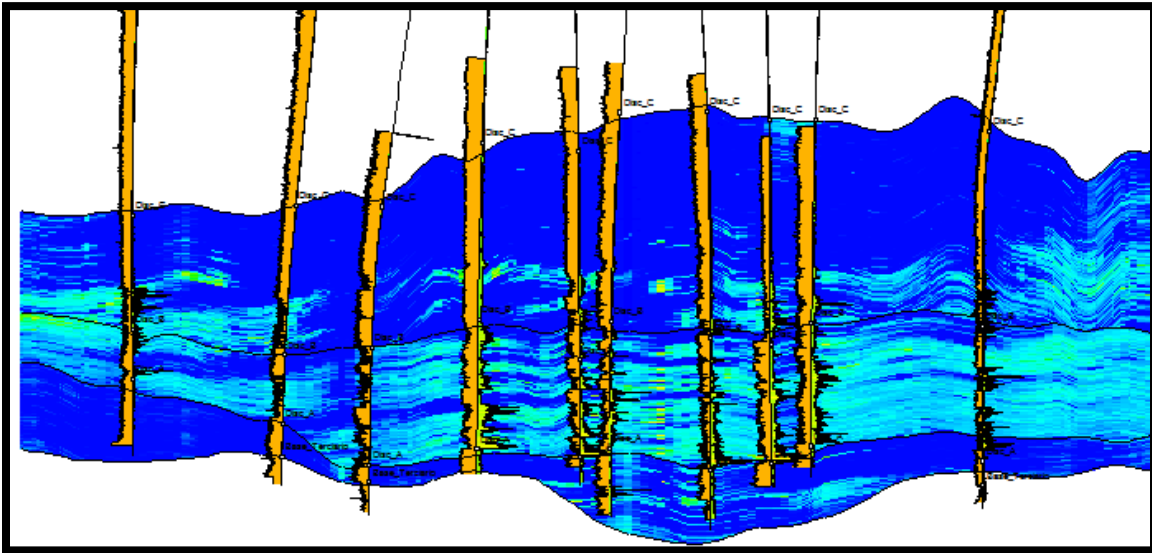


Fig. 3.3 Sección con registro de pozos donde se aprecia la Megasecuencia Media presenta mayor porosidad efectiva (tomada de CNH-UNAM, 2012).

El modelo de la distribución de las facies (Figura 3.4), indica que los sedimentos se depositaron en un ambiente de abanico submarino con canalización (horizontes A y AB); entre los horizontes AB y BC los sedimentos asociados se depositaran en un ambiente dominado por acumulaciones en la zona de desborde en los lóbulos y en los canales de abanico submarino medio a proximal.

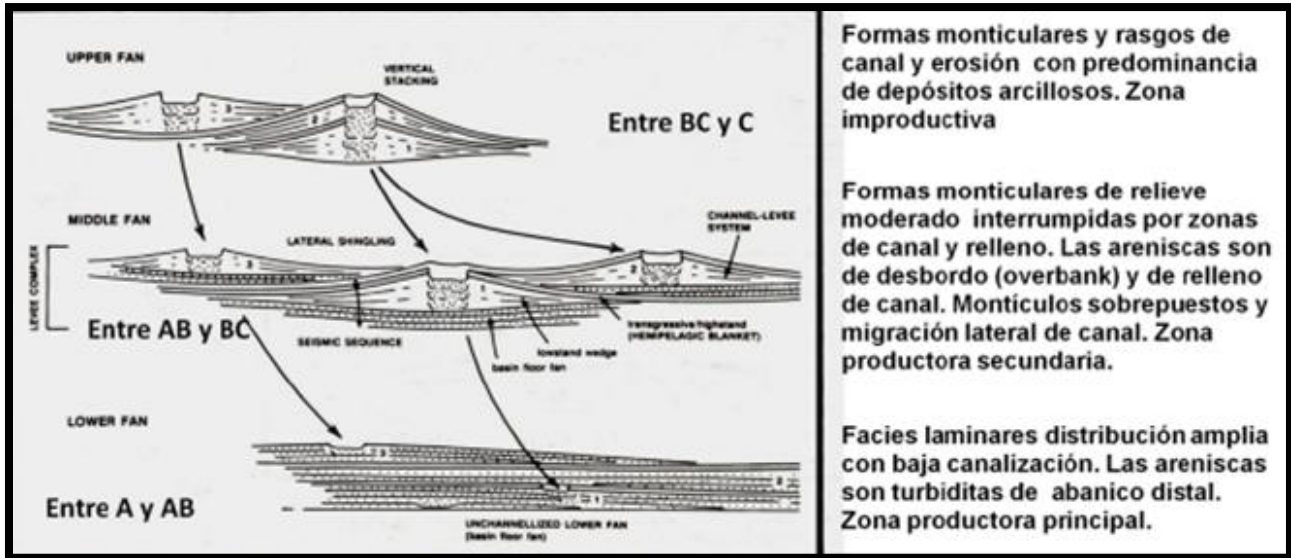


Fig. 3.4 Modelo sedimentario del Campo Tajín entre las discordancias A y B (tomada de CNH-UNAM, 2012).

Entre los horizontes A y AB las facies sísmicas consisten en eventos sísmicos paralelos de baja y muy baja amplitud así como de suave relieve, correspondientes a depósitos de abanico distal compuesto por capas delgadas de arenisca fina de amplia extensión y reducida canalización, intercaladas con lutitas (Figura 3.5). Algunos de los pozos que atravesaron esta unidad producen en areniscas de desbordo y de relleno de canal.

Entre los horizontes BC y C se presenta un sistema de abanico intermedio dominado por aporte de arcillas (Figura 3.5), este sistema no tiene potencial para almacenar hidrocarburos considerando la baja porosidad debido al alto contenido de arcillas, además de tener cuerpos discontinuos y monticulares.

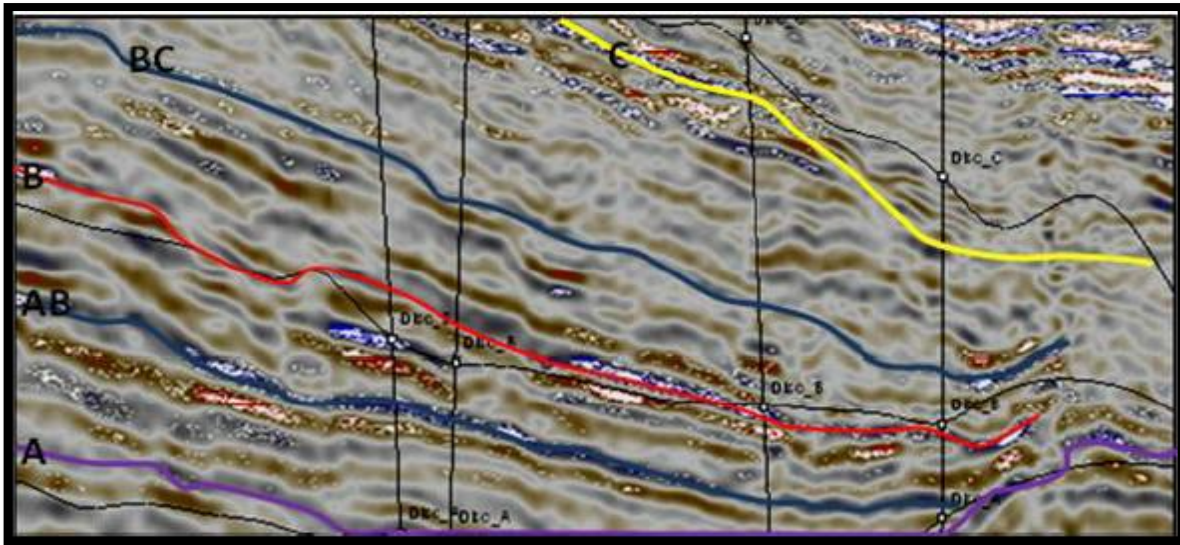


Fig.3.5 Corte sísmico SW - NE donde se muestran facies sísmicas (tomada de CNH-UNAM, 2012).

En la zona de estudio hay un mayor desarrollo de canales tanto erosivos como asociados a montículos y zonas de desbordo (Figura 3.6).

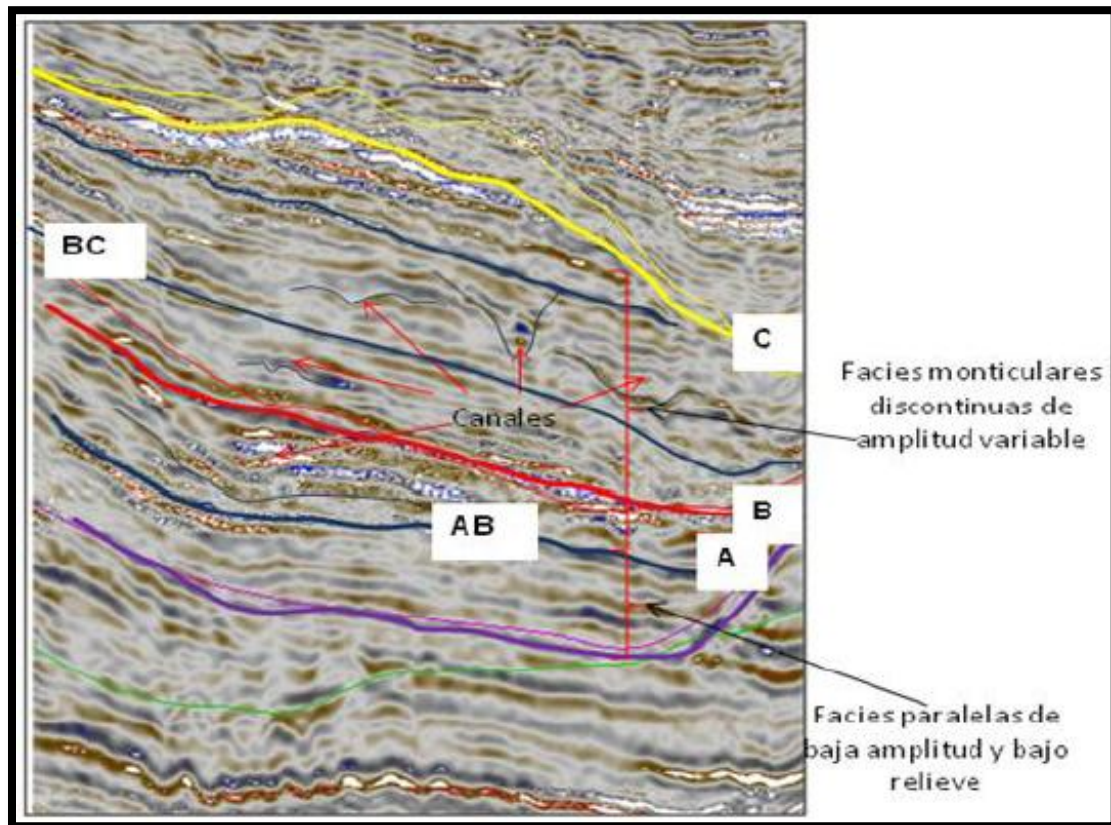


Fig. 3.6 Perfil sísmico SW-NE de facies paralelas de baja amplitud y monticulares discontinuas de amplitud variable (tomada de CNH-UNAM, 2012).

Entre los horizontes AB y BC, predominan las facies sísmicas monticulares de relieve moderado con eventos discontinuos de amplitud variable, que corresponden a depósitos de canal y de desbordo de un complejo de abanico submarino. También se tiene la presencia de erosión y relleno, con apilamiento vertical de canales, así como migración lateral de componentes de los abanicos submarinos.

Las rocas pertenecientes a la Megasecuencia Media, presentan las mejores condiciones para la acumulación de hidrocarburos en el Campo Tajín, la que se caracteriza por cuerpos con predominancia de areniscas que presentan formas tabulares y lenticulares (Figura 3.7), que se encuentran separados por materiales limosos y arcillosos.

Entre las discordancias A y B, la Megasecuencia Media es la que tiene un mayor número de cuerpos arenosos con las mejores probabilidades de contener hidrocarburos; por ejemplo, en la Figura 3.7 se tiene un total de 11 cuerpos arenosos probados. Entre las discordancias B y C se tienen un menor número de cuerpos arenosos probables y probados (Megasecuencia Superior), teniendo las mejores posibilidades en los cuerpos arenosos de la base de la unidad. Los rellenos de canal son los más atractivos para contener hidrocarburos en grandes volúmenes, dado que tienen grandes espesores y mayor continuidad, sin embargo, tienden a ser escasos.

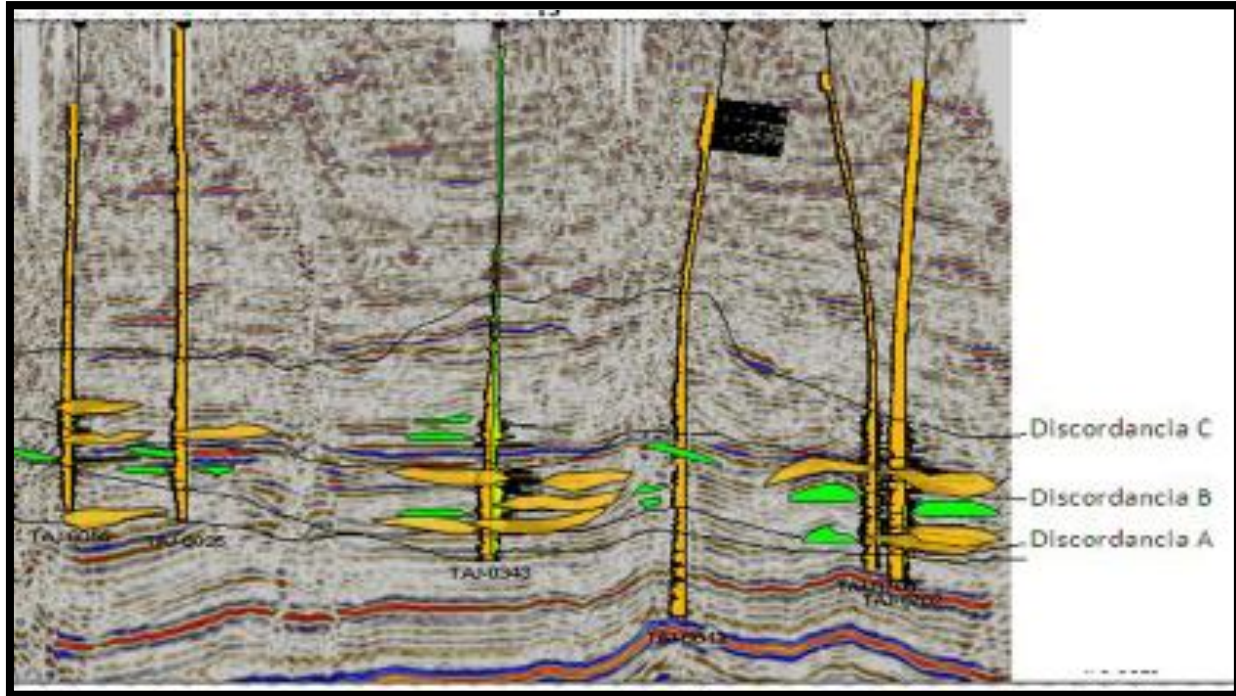


Fig. 3.7 Megasecuencias separadas por discordancias A, B y C, con secuencias arenosas lenticulares en amarillo productoras en la Megasecuencia Media del Campo Tajín (tomada de CNH-UNAM, 2012).

En la mayor parte del subsuelo del Campo Tajín, la distribución de los cuerpos lenticulares de areniscas con potencial como rocas almacenadoras se encuentran a una distancia horizontal menor a los 350 m, por lo que el espaciamiento entre pozos debe de realizarse de acuerdo al modelo geológico y no un patrón equidistante y uniforme como se ha realizado previamente (CNH-UNAM, 2012). Los espesores de los horizontes arenosos con mayor potencial almacenador tienen una geometría lenticular, que corresponden a lóbulos, barras de desborde o canales distributarios, con espesores entre 2 y 50 m.

Un registro geofísico compuesto (Figura 3.8) proporcionó información del rango de la porosidad y de la permeabilidad de las rocas almacenadoras de un segmento de un yacimiento del Campo Tajín, los cuales están entre 6 a 13% y con permeabilidades de 0.9 a 28 mD respectivamente; los datos se obtuvieron de la interpretación de registros de Rayos Gamma (GR), Resistivos (AIT), Neutrón

(CNL) y Litodensidad (LDT). La información se calibró con datos de dos núcleos (PEMEX, 2014).

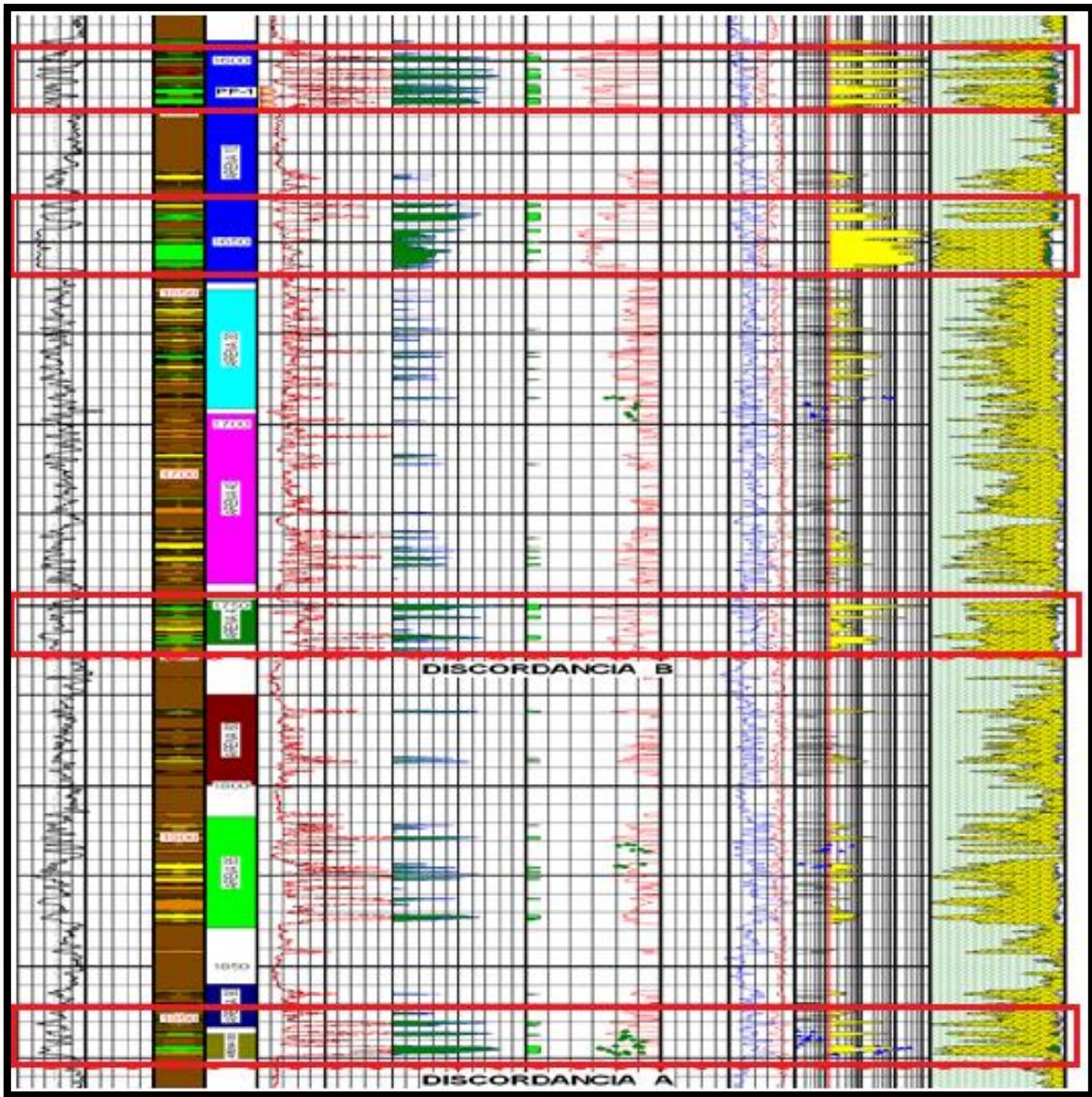


Fig. 3.8 Registro Geofísico del pozo Tajín A4, señalando en rojo el comportamiento de la roca almacenadora (modificado de PEMEX, 2014).

Los fluidos producidos por la Formación Chicontepec Canal correspondientes a los cuerpos arenosos del Campo Tajín, junto con la realización de muestreos en superficie y en fondo, permitieron conocer la densidad API y las viscosidades a condiciones de presión y temperatura en superficie, cuyo rango varía en la mayoría de los yacimientos del Campo Tajín entre los 17° y 25° API, donde el tipo

de fluido corresponde principalmente a aceite pesado - intermedio. Las muestras de fondo a condiciones de presión, volumen y temperatura (PVT), permiten conocer las propiedades de los fluidos a condición de yacimiento (P_y , T_y). En la Tabla 3.2 se muestran valores obtenidos del análisis PVT de 5 pozos en el Campo Tajín.

Pozo	Formación	Estado del Pozo	Intervalo (mdbmr)	Presión [kg/cm ²]	Temp Yac [°C]	Presión Sat [kg/cm ²]	Factor de volumen Aceite [m ³ /m ³ @Ps,Ty]	Rs [m ³ /m ³ @Ps,Ty]
Tajín P1	Chicontepec Canal	Cerrado	1800-1830	133.9	86	130	1.2821	60.5
Tajín P2	Chicontepec Canal	Cerrado	1510-1540	184.6	78	128	1.2	41.4
Tajín P3	Chicontepec Canal	Cerrado	1873-1918	192.6	83	110	1.1977	50.6
Tajín P4	Chicontepec Canal	Cerrado	1900-1940	210.2	84	188	1.2265	79
Tajín P5	Chicontepec Canal	Cerrado	1565-1610	158	72	156	1.2015	57.3

Tabla 3.2 Propiedades de los fluidos de los 5 pozos del Campo Tajín obtenidos por medio de muestreo PVT (modificado de PEMEX, 2014).

La principal zona productora del Campo Tajín se encuentra entre las discordancias A y B (Figura 3.9), ya que la Megasecuencia Media presenta las mejores características para funcionar como una roca almacenadora, aunque también en la base de la Megasecuencia Superior, inmediatamente arriba de la discordancia B, también se tienen algunos cuerpos lenticulares almacenadores. Las areniscas de la Megasecuencia Media presentan la mejor calidad, así como la mayor productividad en el campo.

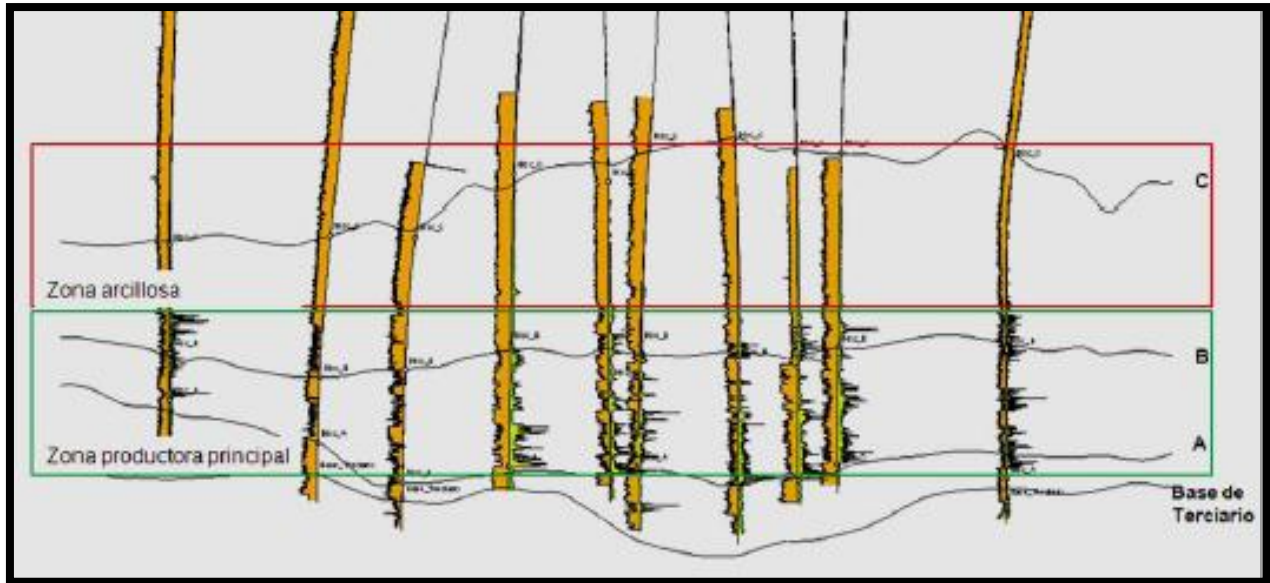


Fig. 3.9 Correlación de pozos, en la Megasecuencia Media donde se tiene la principal zona de producción en el Campo Tajín (tomado de CNH-UNAM, 2012).

Los horizontes regionales interpretados se encuentran entre las discordancias A y C, encontrándose que los yacimientos tienen espesores mayores en la porción Oeste – Suroeste, los que disminuyen gradualmente hacia la porción Noreste - Este (Figura 3.10).

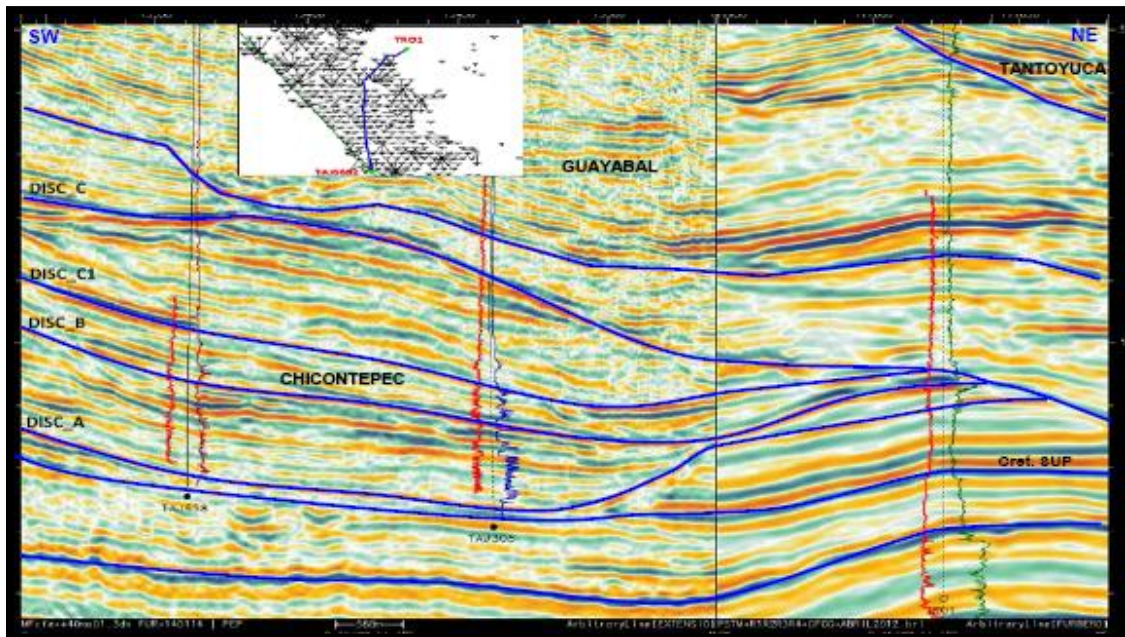


Fig. 3.10 Sección Suroeste – Noreste, ubicada en la parte occidental del Campo Tajín (tomada de PEMEX, 2014).

Mediante la interpretación de los pozos del Campo Tajín, se logró obtener la porosidad total mediante los registros de neutrón y densidad, la cual corresponde a porosidad primaria y en algunos intervalos corresponde a porosidad secundaria debido a fracturas. Mediante el empleo del modelo de Doble Agua, fue obtenida la porosidad efectiva y la saturación de agua. La permeabilidad de algunos pozos fue obtenida mediante el registro de resonancia magnética nuclear y con el análisis de núcleos (PEMEX, 2014). La Tabla 3.3 muestra las propiedades antes mencionadas de algunos pozos productores con nombres arbitrarios llamados “Taj - B#” del Campo Tajín, en el cual se puede ver que hay similitudes en valores de porosidad y permeabilidad, sin embargo, los valores pueden variar de manera significativa de un pozo a otro debido a la irregularidad que hay en los yacimientos del Campo Tajín.

Pozo	Permeabilidad (mD)	Porosidad (Neutrón) %	Porosidad Efectiva %	Saturación de Agua (SW) %
Taj – B1	51	-	5	10
Taj – B2	-	0.49	4.63	0 - 100
Taj – B3	-	1.71 – 2	2 - 2.73	0 - 100
Taj – B4	5	4.99	15.28 - 93.85	0 - 100
Taj – B5	5	0.05 – 2.29	0.05 – 2.29	0.01 -8
Taj – B6	5	0.39	2.25 - 3.09	0 - 100
Taj – B7	1	-	3.38 - 8.82	1.15 – 45.5
Taj – B8	4	0.35	2 - 2.9	0 - 100

Tabla 3.3 Propiedades petrofísicas de algunos de los pozos productores del Campo Tajín.

Las Megasecuencias Media y Superior del Campo Tajín, presentan una porosidad intergranular promedio del 12%, así como una permeabilidad promedio de 0.075 mD; el espesor promedio de los horizontes arenosos productores es de 32 m (Anda, 2013).

El contenido de los minerales presentes en los pozos productores del Campo Tajín, se obtuvieron en base al análisis de núcleos de los pozos Taj - 662 y Taj – 728, los cuales proporcionaron información del contenido de carbonatos, así como de arcillas presentes en los horizontes productores para el empleo de técnicas de recuperación mejorada y/o avanzada, los cuales se pueden apreciar en las Tablas 3.4 y 3.5 (CNH-UNAM, 2012). Los carbonatos presentes en las Megasecuencias del Campo Tajín superan poco más del 40% de los minerales, los cuales incluyen calcita, ankerita y dolomita.

En la Figuras 3.11 y 3.12 se presenta un gráfico que muestra la proporción de las arcillas, donde la illita y las micas se encuentran en mayor proporción, con más del 50%, los cuales no tienen propiedades expansivas significativas por la presencia de agua, sin embargo, la illita puede aumentar ligeramente su volumen. La caolinita se encuentra entre 20 a 30% posiblemente a la alteración de minerales ricos en aluminio como los feldespatos presentes en los líticos de las rocas que conforman las Megasecuencias.

Taj - 662		Taj - 662	
Minerales	Media	Arcilla total	Media
Cuarzo	40.28	Illita + Mica	3.6
Feldespatos K	0.53	Caolinita	2.0
Plagioclasas	6.62	Clorita	1.0
Calcita	38.42	Total	6.6
Ankerita	1.90		
Dolomita	3.86		
Arcilla total	7.9		
Pirita	0.5		
Total	99.99		

Tabla 3.4 Contenido de minerales presentes en el Pozo Taj – 728 (modificada de CNH-UNAM, 2012).

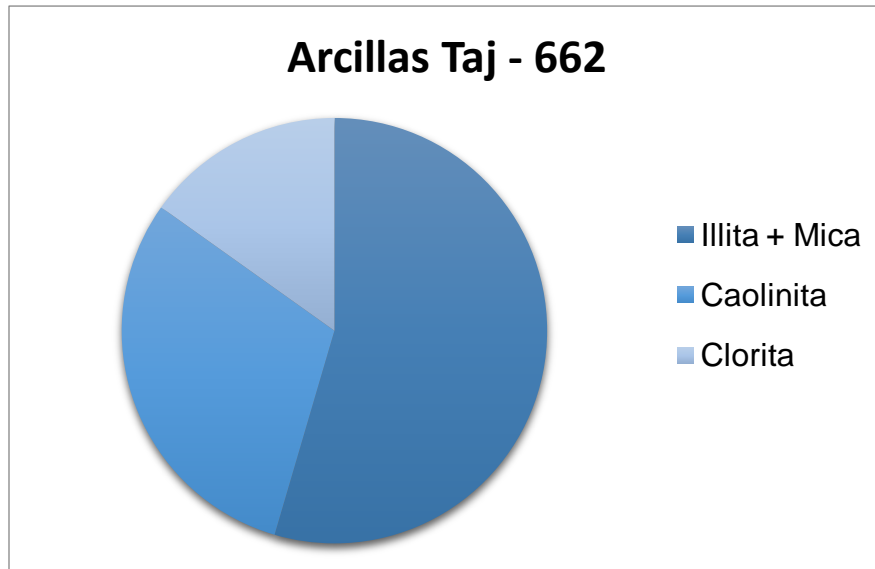


Fig. 3.11 Proporción de arcillas presentes en el Pozo Taj - 662 (modificada de CNH-UNAM, 2012).

Taj - 728		Taj - 728	
Minerales	Media	Arcilla total	Media
Cuarzo	41.26	Illita + Mica	4.6
Feldespatos K	0.29	Caolinita	1.9
Plagioclasas	6.00	Clorita	1.1
Calcita	35.96	Total	7.6
Ankerita	1.99		
Dolomita	4.13		
Arcilla total	9.45		
Pirita	0.82		
Total	99.88		

Tabla 3.5 Contenido de minerales presentes en el Pozo Taj – 728 (modificada de CNH-UNAM, 2012).

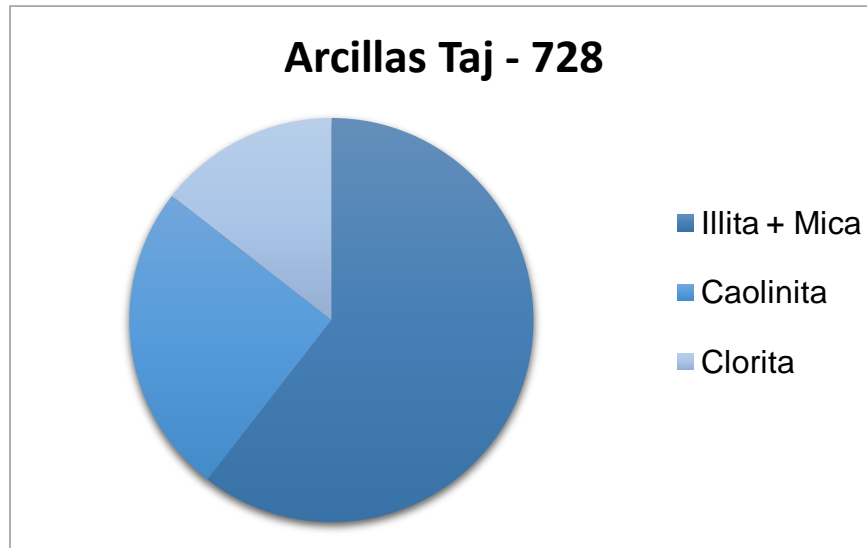


Fig. 3.12 Proporción de arcillas presentes en el Pozo Taj - 728 (modificada de CNH-UNAM, 2012).

Mediante la utilización de espectroscopia de rayos gamma, se encontró la presencia de cantidades considerables de Uranio en las Megasecuencias que indica que el volumen de arcillas se encuentra por encima del valor real, por lo tanto, se requiere reducir el volumen de arcilla promedio en valores de hasta 15%.

Del análisis de los pozos anteriores, el valor de porosidad efectiva se reduce al utilizar el modelo petrofísico de Hingle, con dos minerales (cuarzo y calcita), por lo que la porosidad efectiva de corte sería de $PHIE \geq 0.03$. La saturación de agua se reduce al incluir calcita al modelo petrofísico, por lo que la saturación de agua se encontraría en $Sw \leq 0.70$, debido a que la calcita cementa los granos de cuarzo y reduce la porosidad (CNH-UNAM, 2012). También aumenta la saturación de hidrocarburos al disminuir la saturación de agua.

3.2.4 Rocas sello

Es una roca relativamente impermeable, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor del yacimiento, de manera que los hidrocarburos no puedan migrar más allá del yacimiento; comúnmente las rocas sello son lutitas en cuencas dominadas por yacimientos clásticos, o evaporitas (anhidrita, sal) en

cuencas dominadas por yacimientos carbonatados. En ocasiones el sello constituye una anomalía estructural o estratigráfica como fallas o discordancias.

Las rocas arcillosas de la Formación del Grupo Chicontepec que se encuentran interestratificadas con las areniscas de grano fino, funcionan como rocas sello en el sistema petrolero, aún cuando esta misma formación sea una roca almacenadora en sus facies arenosas.

Las secuencias con mayor arcillosidad del Grupo Chicontepec, es la Megasecuencia Superior que constituye el sello para los yacimientos de la parte norte y central de la Cuenca de Chicontepec, que se ubican por encima de la erosión regional del Eoceno Temprano, mientras en el sureste por los sedimentos arcillosos de la Formación Guayabal (López, 2008), también constituyen buenos sellos. En la zona del Campo Tajín, las rocas arcillosas incluyen una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular, que se presentan intercalaciones con lutitas plásticas color castaño ligeramente arenosas de aspecto masivo. Ocasionalmente tiene una estructura laminar cuando llega a presentar intercalaciones de arenisca, sin embargo, su estratificación no es muy clara. Sus espesor varían de 60 a 1200 m, incrementándose de la parte norte hacia el sur (Nava y Alegría, 2001).

3.2.5 Migración

La migración es el desplazamiento de los hidrocarburos de la roca generadora hasta la roca almacenadora. La migración cuando es a través de fallas, se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta (Figura 3.13), debido a la estructura y a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente. La migración en la Cuenca de Chicontepec es local y producirse a lo largo de distancias de centenares de metros a varios de kilómetros.

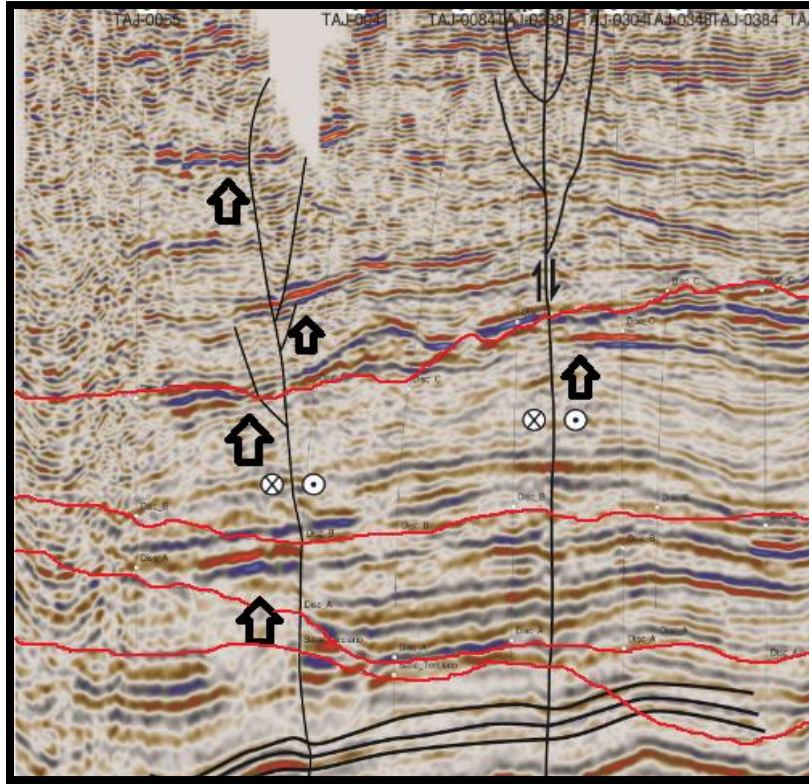


Fig. 3.13 Fallas y fracturas como rutas de migración de hidrocarburos a cuerpos arenosos en el Campo Tajín (modificado de CNH-UNAM, 2012).

La migración de los hidrocarburos formados en la roca generadora, se dio principalmente en sentido vertical ascendente por las fracturas y fallas laterales de dirección NW50°SE. Otras rutas alternativas de migración son las superficies de discordancia que funcionaron para el desplazamiento de los hidrocarburos hacia rocas con mayor porosidad como las areniscas de la Formación Chicontepec o la Formación Aragón del Eoceno Inferior (Arellano y Yussim, 2012).

Se interpreta que la migración inició a finales del Cretácico en la parte occidental de la cuenca y posteriormente ocurrió en el oriente debido a la deformación ocasionada por la Orogenia Laramide, donde los esfuerzos provocados por su formación propiciaron la aparición de nuevas rutas de migración, siendo del Eoceno hasta el Paleógeno su principal desplazamiento. El evento compresivo provocó el dislocamiento de las rocas pertenecientes al Jurásico – Cretácico en el subsuelo; también ocasionó el levantamiento del borde occidental de la Plataforma de Tuxpan, lo que propició el afloramiento de la

secuencia y que causó la erosión y la infiltración de aguas oxigenadas en las rocas carbonatadas del Cretácico Inferior y Cretácico Superior. Las bacterias contenidas en las aguas se alimentaron de las fracciones ligeras de las parafinas, ocasionando la degradación de los hidrocarburos, ayudando a la migración y la acumulación, en las rocas almacenadoras.

Durante el Neógeno, la subsidencia y la erosión submarina se mantuvieron; en la cuenca, al mismo tiempo hubo reacomodo post-orogénico propiciado por la Orogenia Laramide que causaron cambios en el nivel del mar, lo que favoreció la subsidencia y la erosión submarina en algunos sectores del Golfo de México, propiciando la expulsión y la migración de los hidrocarburos así como el relleno de la cuenca donde se tienen trampas estratigráficas y estructurales de la Cuenca de Chicontepepec (Nieto, 2010).

Los horizontes arcillosos de la Megasecuencia Inferior y Media del Grupo Chicontepepec tienen un alto contenido de materia orgánica, los que fueron sometidos al sepultamiento y degradación térmica, entraron en la ventana de generación de gas, posteriormente fueron expulsados a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática. Las rocas generadoras de edad Jurásico Tardío, en la porción sur del área de estudio, se encuentran muy cerca de los intervalos productores por lo que la migración fue a corta distancia. Hacia el norte y centro de la cuenca, la distancia de la migración secundaria fue insuficiente para que la mayor parte de los hidrocarburos generados atravesaran una discordancia erosiva que tuvo lugar en el Eoceno Inferior (Mayol, 2005).

La deformación más importante que afecta la columna mesozoica y cenozoica en el Campo Tajín, es un sistema de fallas laterales de componente derecha, acompañada de fallas normales e inversas de segundo orden, con estructuras en flor positiva o negativa; el conjunto de fallas indica que la zona estuvo sujeta a esfuerzos de cizalla en un sistema transpresivo, con un importante desarrollo de fracturas verticales.

Las fallas laterales dentro del sistema petrolero del Campo Tajín, representan las mejores rutas de migración al comunicar a las secuencias generadoras del Jurásico Superior con las unidades sedimentarias almacenadoras del Grupo Chicontepec ubicadas entre la discordancia A y B.

En la Figura 3.14 se tiene una sección sísmica en la que se identifica una falla lateral derecha, que ramifica formando en conjunto una flor positiva, en el entorno a esta falla, dos pozos en el Campo Tajín presentan producciones de aceite y gas con volúmenes considerables. La orientación promedio de las fallas laterales con componente derecha, es de NW 55° con 90° de echado.

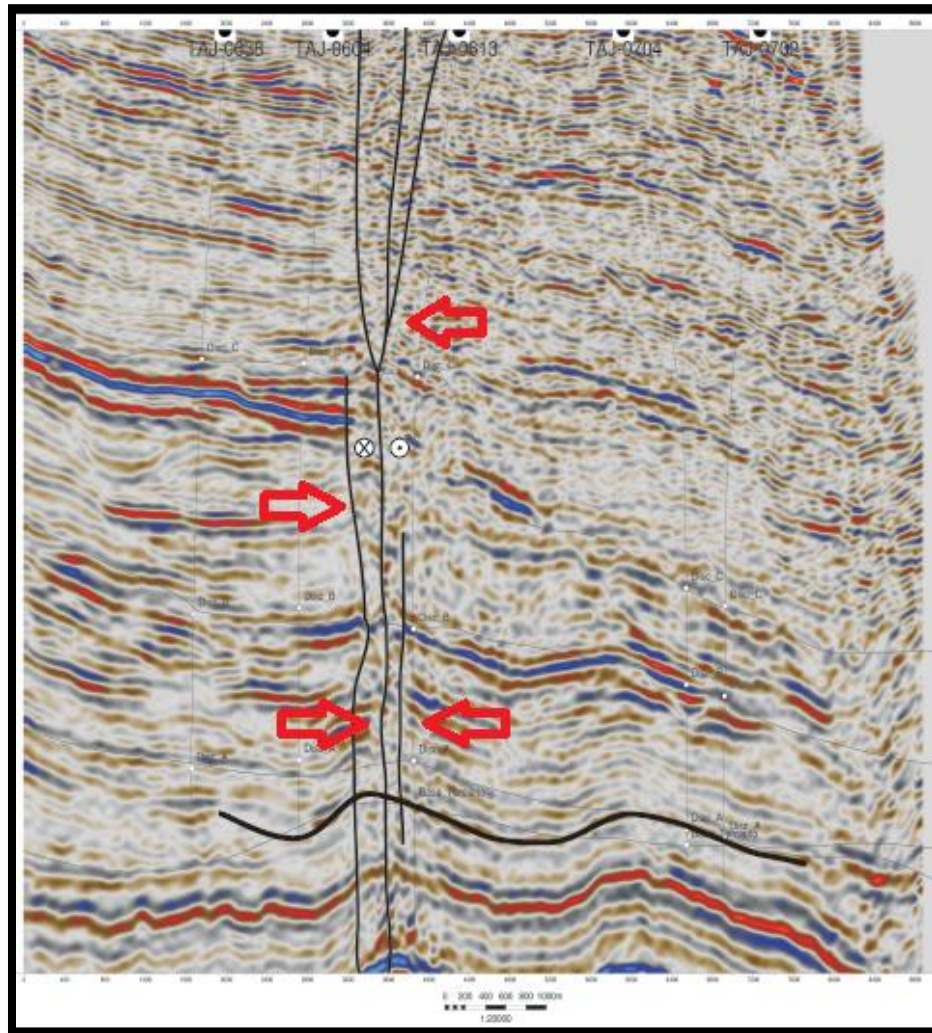


Fig. 3.14 Sección sísmicas donde se muestra falla lateral derecha con pozos productores próximos a la zona de falla (modificado de CNH-UNAM, 2012).

Los pozos ubicados en la zona de falla no tienen producción de hidrocarburos, ya que en las mencionadas discontinuidades estructurales (fallas y fracturas) se forman zonas altamente porosas y permeables que permitieron el flujo del aceite y gas hasta los cuerpos lenticulares de areniscas próximos o hasta la superficie. Las zonas de falla en la Cuenca de Chicontepec son excelentes rutas de migración.

3.2.6 Sincronía

La sincronía se refiere a que todos los elementos y procesos en el sistema petrolero (roca generadora, roca almacén, roca sello, migración y trampas) se encuentren relacionados en tiempo y espacio para que los hidrocarburos se generen, migren a un almacén y se acumulen en una trampa permitiendo formarse un yacimiento petrolero para ser explotado.

Todos los subsistemas del Sistema Petrolero de la Cuenca de Chicontepec estuvieron relacionados en tiempo y espacio para que se llevara a cabo la generación, la migración y la acumulación de los hidrocarburos durante el Cenozoico, formando yacimientos que puedan ser susceptibles a ser explotados económicamente (Figura 3.15). La deformación ocasionada por los eventos de la Orogenia Laramide permitió la formación de discordancias y posteriormente otra fase de deformación originó fallas laterales y fracturas que constituyen en su conjunto las principales rutas de migración de los hidrocarburos.

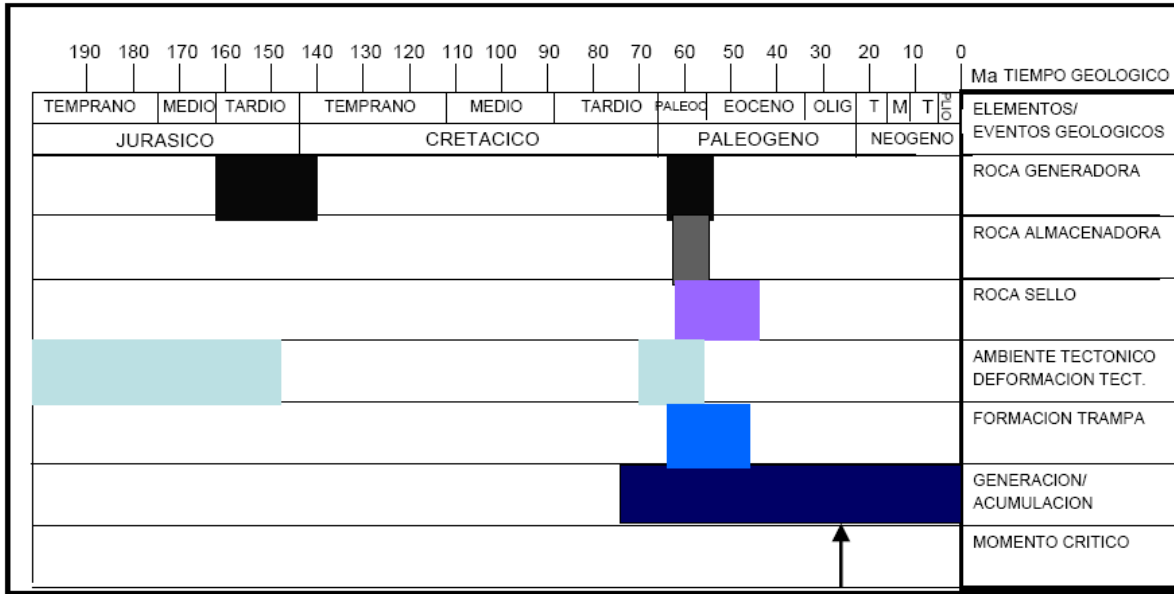


Fig. 3.15 Sincronía de los subsistemas del Sistema Petrolero de la Cuenca de Chicontepec (tomado de Vázquez, 2008).

3.2.7 Trampas

La formación de la trampa es uno de los componentes esenciales con los que cuenta un sistema petrolero para permitir la acumulación de los hidrocarburos. Una configuración adecuada de rocas almacenadoras pueden contener a los hidrocarburos, sellados por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. En el caso de la Cuenca de Chicontepec, las trampas son cuerpos lenticulares que se formaron por depósitos de turbiditas (Figura 3.16); estas trampas pueden tener una componente estructural debido a la presencia de fallas.

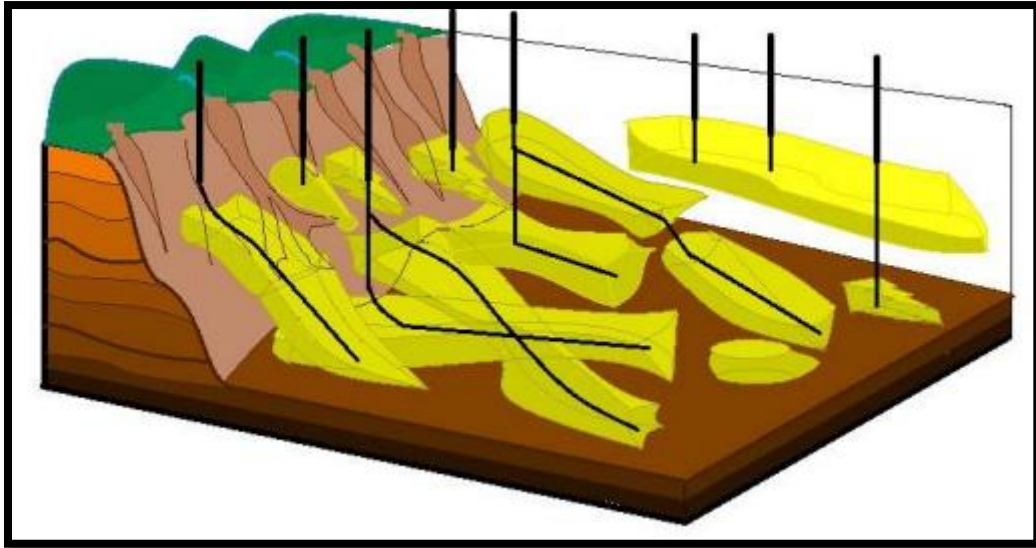


Fig. 3.16 Esquema del tipo de trampas en la Cuenca de Chicontepec (tomada de Rojas, 2012).

En la Cuenca de Chicontepec, las principales trampas están formadas por la variación de la permeabilidad debido a la intercalación de lutitas con areniscas de grano fino de estratificación delgada limitando a los cuerpos arenosos lenticulares, es decir, las rocas porosas y permeables de las Megasecuencias Media y Superior de Chicontepec se encuentran rodeadas por rocas impermeables.

En el Campo Tajín las trampas son de tipo estratigráfico principalmente y en menor proporción las de tipo mixto. Presentan una alta heterogeneidad debido a cambios laterales y verticales de facies en cortas distancias (Figura 3.17), así como a las variaciones debidas a la progradación de los depósitos que ocurrió con dirección de Occidente a Oriente.

La presencia de una componente estratigráfica – estructural (trampa mixta) explica el alineamiento de fracturas, que se asocian al fallamiento lateral que afecto a toda la columna estratigráfica. El sistema de fallas presenta echados de 70° a 90° , lo que favorece el desarrollo de la porosidad secundaria en los cuerpos de areniscas, por lo que existe un control estructural debido a las fallas (Anda, 2013). Las zonas con altos valores de porosidad efectiva y permeabilidad se deben a zonas de erosión (discordancias); en la cuenca de Chicontepec se tienen trampas asociadas a discordancias angulares.

En la sección longitudinal con orientación NW-SE de la Figura 3.17 se interpreta que entre los pozos, hay cambios laterales en los espesores de las diferentes secuencias, además de que existe un menor desarrollo de cuerpos arenosos al Noroeste en contraparte con los cuerpos arenosos al Sureste.

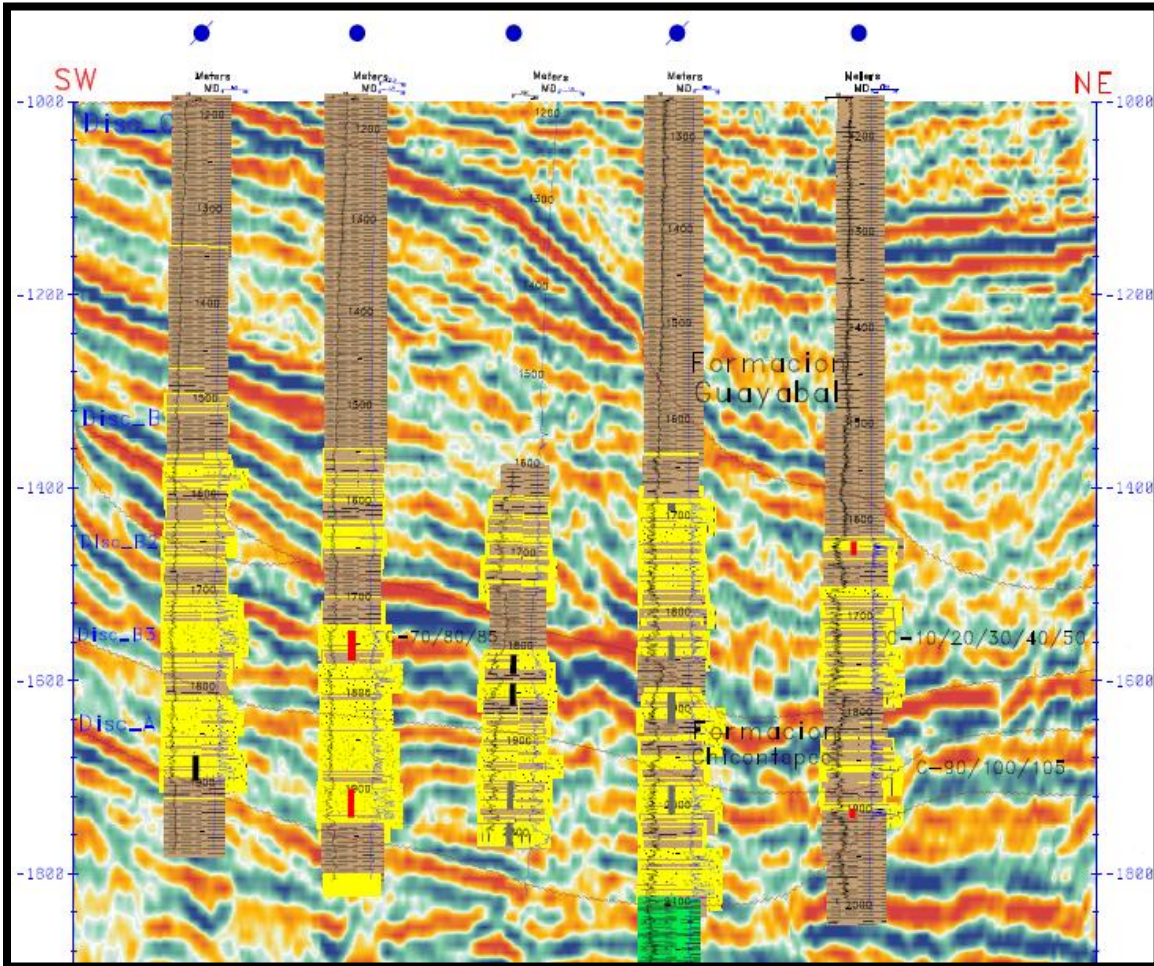


Fig. 3.17 Sección Transversal Oeste-Este de los cuerpos arenosos, en el Campo Tajín (tomado de PEMEX, 2014).

El patrón de entrapamiento está formado en su mayoría por lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que se limita en su cima, en la base y lateralmente por los desarrollos arenosos (contactos gradacionales), que son los que forman las principales trampas. Son trampas complejas, cuya geometría fue influenciada por las grandes paleoestructuras en el subsuelo, como son los paleocanales, los lóbulos y las barras de desborde, cuya

configuración está controlada por la geometría de los depósitos, donde se tiene que considerar la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, lo que determina el espesor y distribución lateral de las rocas almacenadoras.

En el subsuelo del Campo Tajín, por debajo de las Megasecuencias de Chicontepec se tienen pliegues suaves y abiertos que se desarrollaron en las secuencias sedimentarias del Cretácico Superior y de la base del Paleoceno; este tipo de deformación va cambiando hacia el Oriente en donde la secuencia únicamente presenta una pequeña inclinación con echado al Este.

Los mecanismos de transporte, el relieve y la energía del depósito, la secuencia del Grupo Chicontepec permitió el desarrollo de estructuras intraformacionales, por lo que a nivel local, se presentan dentro de la secuencia pliegues, fallas normales y fallas inversas, las cuales no afectan a toda la secuencia y no influyen en la formación de trampas (CNH-UNAM, 2012).

3.3 Plays Productores

Los Plays se definen como áreas geográficas con potencial petrolero en los que se encuentran acumulaciones de hidrocarburos, que tienen características similares en cuanto a la generación, acumulación, entrapamiento, maduración, migración y almacenamiento.

Los Plays productores en el Campo Tajín, son las Megasecuencias Media y Superior de las secuencias turbidíticas del Grupo Chicontepec.

Los hidrocarburos generados presentes en los Plays de la Cuenca de Chicontepec, provienen de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edades del Jurásico Superior, que van del Oxfordiano – Tithoniano; se conforman de rocas sedimentarias compuestas principalmente lutitas arcillosas-carbonatadas y calizas arcillosas.

3.3.1 Play del Campo Tajín

El Play productor de aceite y gas del Campo Tajín está representado por depósitos turbidíticos arenosos de edad Paleoceno-Eoceno, atribuibles a complejos de canales submarinos y lóbulos de desborde.

Para el Campo Tajín la principal producción de hidrocarburos está dada por las etapas de sedimentación de secuencias arcillo-arenosas (Megasecuencias), limitadas por una discordancia basal (A, B y C), en especial por la Megasecuencia Media así como a la base de la Megasecuencia Superior. La roca almacén está constituida por cuerpos arenosos cuyo origen es principalmente por depósitos turbidíticos, lenticulares que se presentan interestratificados con materiales limosos y arcillosos. El espesor de la Megasecuencia Media es de 219 m y el de los cuerpos arenosos productores varía dependiendo la orientación (NW-SE) y de la profundidad; el espesor promedio es de 32 m aproximadamente, cuyos cuerpos se encuentran separados horizontal y verticalmente, donde la conectividad entre los cuerpos es baja, y localmente los cuerpos pueden formar lóbulos progradantes y canales aumentando su conectividad.

3.3.2 Interpretación de las anomalías de amplitud

Dentro de la información disponible del Campo Tajín, se tienen imágenes que muestran los atributos sísmicos RMS. Los mapas de atributos sísmicos (RMS) pueden definirse como mapas que presentan medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas provenientes de los datos sísmicos (Quince y Sydney, 1997) y presentan información a través de los parámetros fundamentales de las ondas como la amplitud. Los resultados se presentan en una escala de colores que va del azul al rojo; los colores azules y violetas muestran amplitudes menores que corresponden a zonas arcillosas de espesores reducidos, mientras que los colores rojos y amarillos reflejan las amplitudes mayores, las cuales corresponden a zonas con espesores de estratos gruesos y sedimentos de mayor tamaño (Aguilar, 2013).

Los horizontes A y B se subdividieron en capas para extraer atributos de amplitud RMS y con esta información conocer la distribución de los cuerpos con mayor arenosidad. El mapa permite observar dentro del Campo Tajín, dos direcciones principales de transporte de los sedimentos en contornos de relieve del horizonte B, las direcciones son uno al NW y otro al SW, formando dos lóbulos de abanico submarino (Figura 3.18), así mismo se observa que los lóbulos formados presentan amplitudes intermedias vistas de color verde que corresponden a estratos de areniscas arcillosas, aunque al centro de estos lóbulos (color amarillo) el contenido de arcillas disminuye aumentando el espesor de los estratos y por ende, la productividad de los cuerpos arenosos.

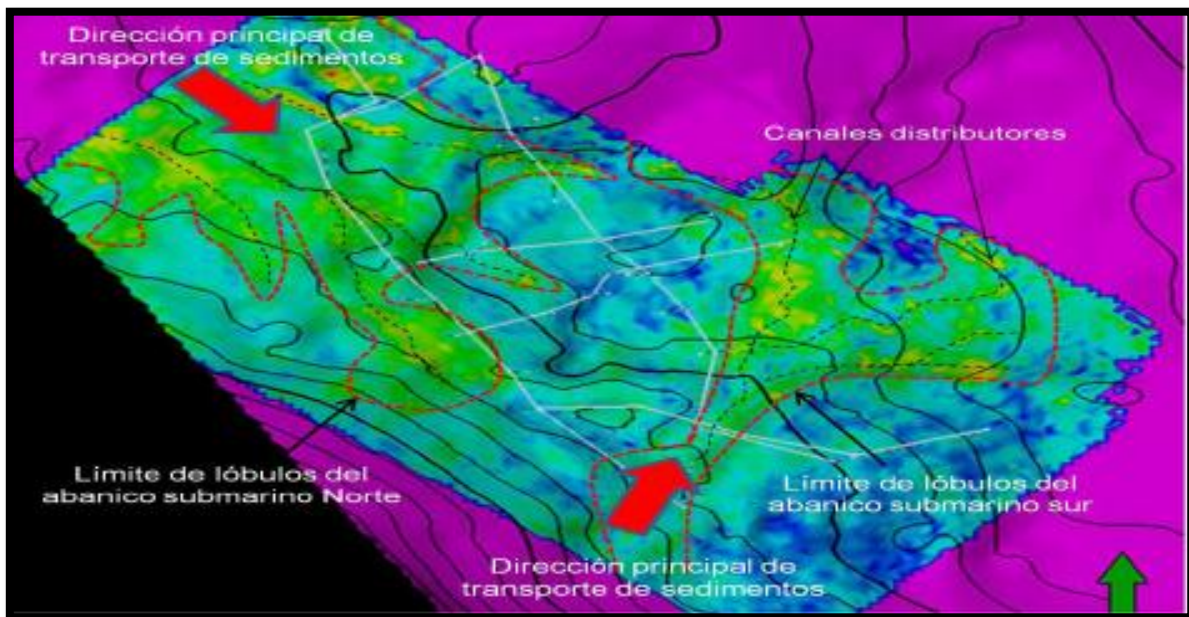


Fig. 3.18 Mapa RMS donde se muestran los lóbulos y los canales en el Campo Tajín (tomada de CNH-UNAM, 2012).

En el mapa de atributos de amplitud RMS de la Figura 3.19, se observan casi los mismos patrones de distribución de los dos lóbulos de abanico submarino tanto en el abanico del norte como el del sur, sin embargo, para esta capa se observa una mayor área de distribución para el abanico sur, y un patrón más alargado y amplio para el abanico norte cuyo límite esta casi en contacto con el lóbulo sur. En general las amplitudes mostradas son menores (colores azules y violetas), lo que refleja un mayor contenido de arcillas y espesores delgados o laminaciones entre

los horizontes A y B, sin embargo, en el centro de los dos lóbulos se pueden encontrar pequeñas zonas de estratos con espesores mayores y con menor contenido de arcillas (color amarillo).

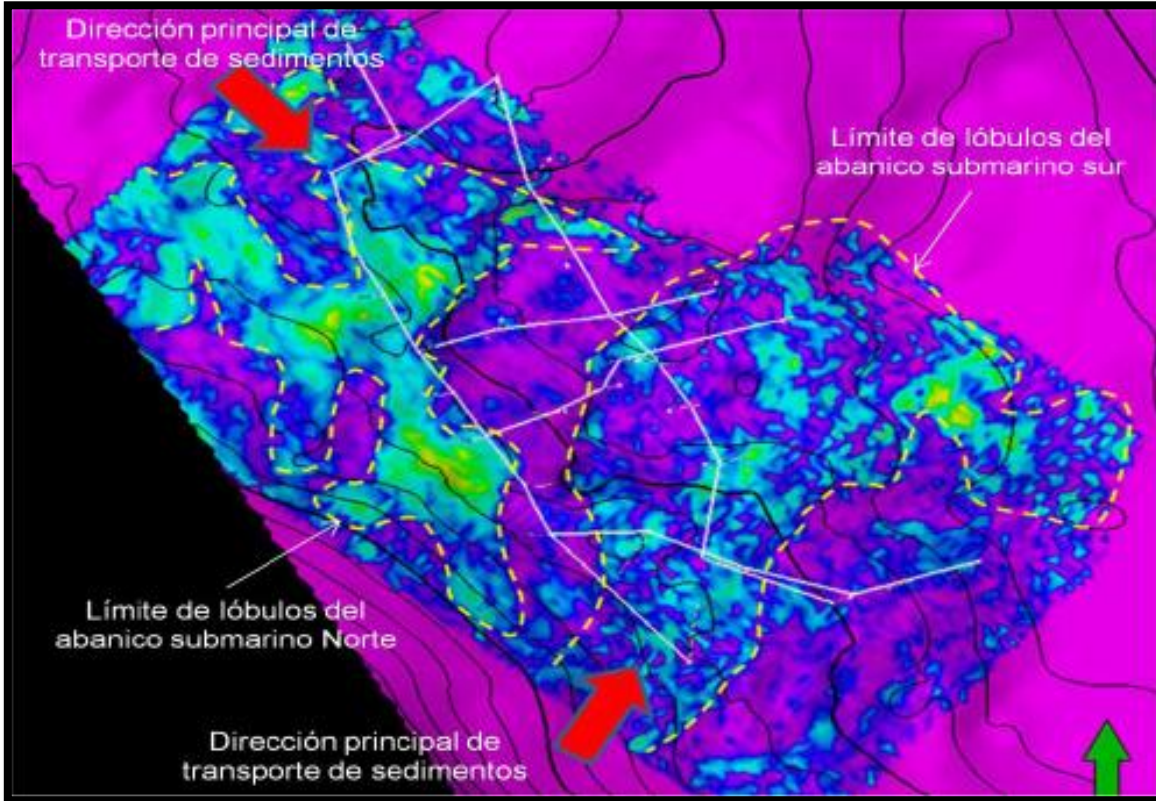


Fig. 3.19 Mapa RMS correspondiente a los horizontes A y B (tomado de CNH-UNAM, 2012).

Utilizando un subvolumen sísmico, se realizó la reinterpretación de los horizontes A y B (de las Figuras 3.18 y 3.19) para obtener atributos volumétricos, mostrados en la parte izquierda en las Figuras 3.20 y 3.21; las reinterpretaciones presentan mayores detalles en cuanto a las amplitudes mostradas mejorando significativamente la localización de los mejores cuerpos arenosos con mayor potencial de contener y producir hidrocarburos.

En la Figura 3.20, se observan amplitudes mayores (color rojo) al norte que representan estratos arenosos con bajo contenido de arcillas, sin embargo, el contenido de arcillas va aumentando conforme se va alejando y se dirige hacia el centro del subvolumen, donde las amplitudes son cortas y los colores presentes son azules a violetas debido a que se encuentra en el límite del lóbulo norte.

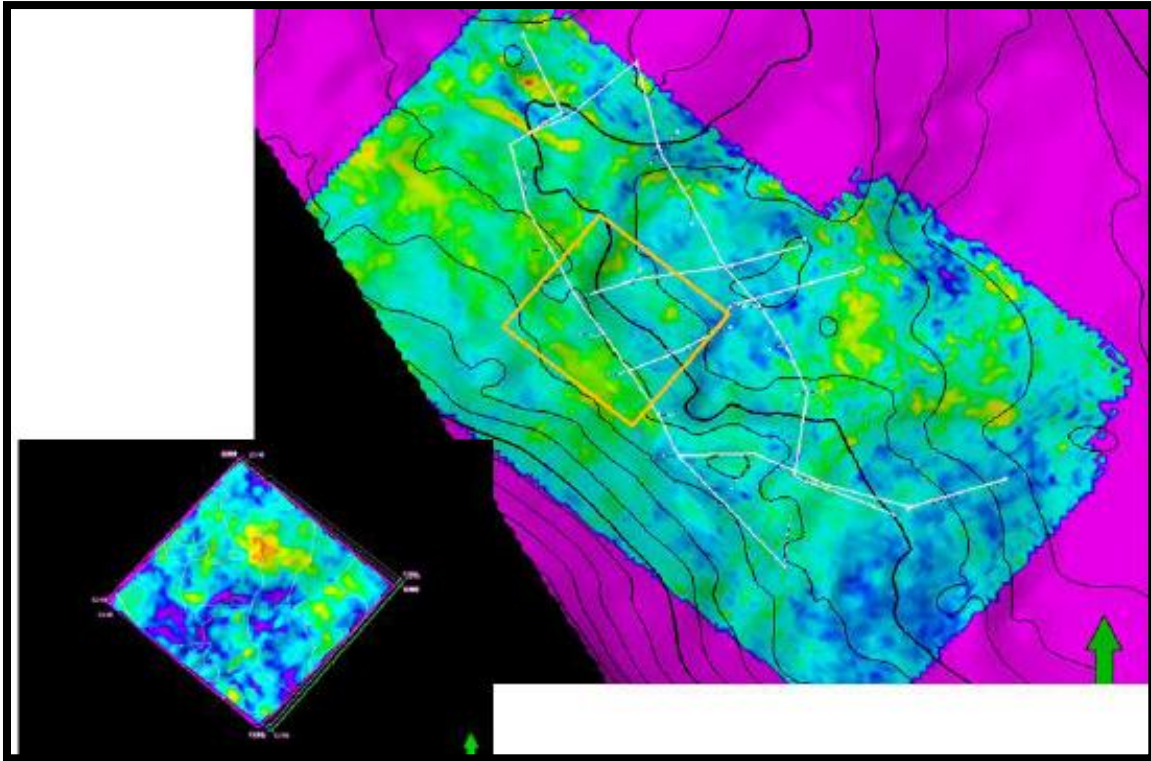


Fig. 3.20 Mapa RMS reinterpretado correspondiente a un horizonte intermedio entre los horizontes A y B (tomado de CNH-UNAM, 2012).

En la Figura 3.21 la reinterpretación del mapa de atributos RMS, muestra varias zonas con amplitudes mayores (color rojo) rodeados por amplitudes más bajas (color amarillo), que corresponden a cuerpos arenosos con un bajo contenido de arcillosidad y estratos gruesos, con mejores posibilidades de explotación ubicados al N y hacia el SW del subvolumen que en el resto de la región.

El volumen sísmico del Campo Tajín es útil para identificar la distribución de facies sedimentarias y la presencia de cuerpos con mayor contenido de areniscas, también para propuestas de localización de pozos de desarrollo. Los yacimientos de mejor calidad se encuentran en la base de la unidad limitadas por las discordancias A y B, aunque como se ve en la Figura 3.21, se requiere reinterpretar la zona para obtener un mejor detalle en los mapas para localizar las amplitudes mayores y con ello proponer pozos con mejores valores de porosidad y permeabilidad.

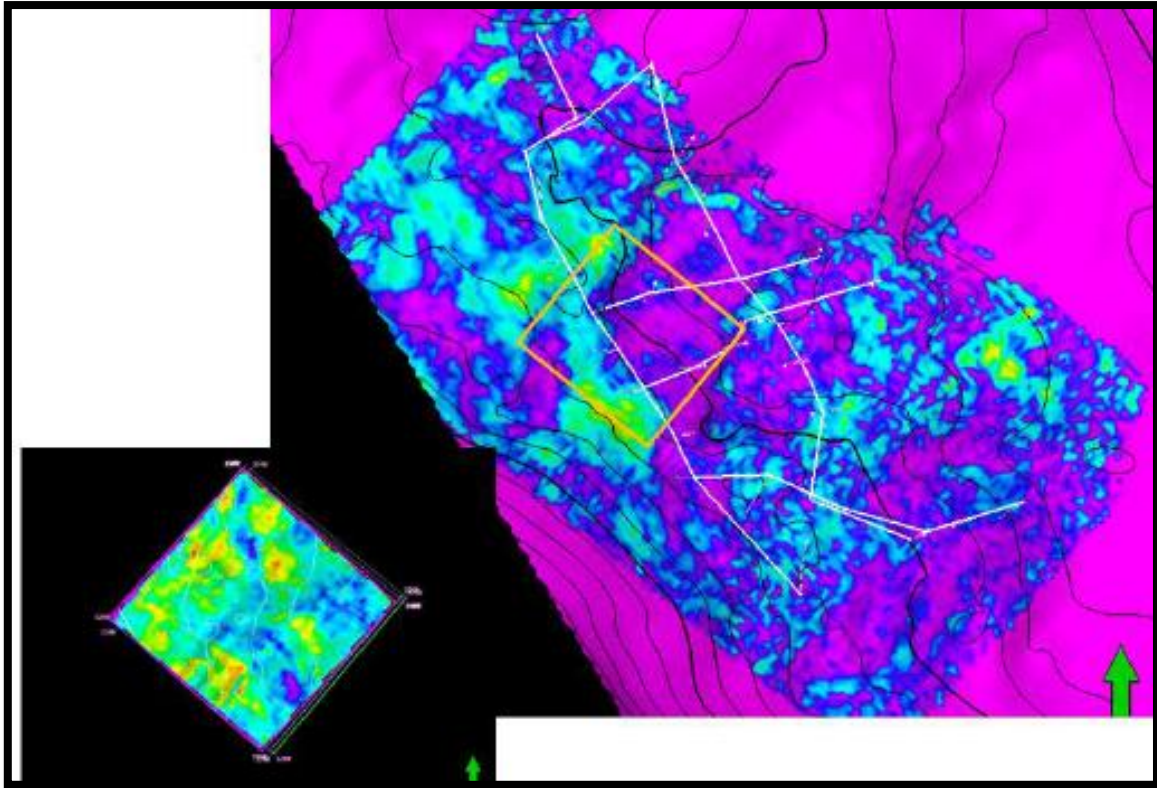


Fig. 3.21 Mapa RMS reinterpretado correspondiente a los horizontes A y B (tomado de CNH-UNAM, 2012).

Los mapas RMS mostrados muestran a grandes rasgos que las amplitudes menores mostradas (colores azules), abarcan un área mayor que las de mayor amplitud, a excepción de algunas zonas en donde la reinterpretación ayudó a localizar zonas con mayor espesor y con mejor granulometría como las arenas, los cuales presentan mejores características de porosidad y permeabilidad, aún cuando el paleoambiente de depósito del campo es complejo.

Dadas las características del Campo Tajín, el modelo no representa las heterogeneidades del subsuelo así como las direcciones de anisotropía para todas sus capas, ya que para una sola capa existen varias direcciones de distribución de facies y por ende varias direcciones de anisotropía. Existen variaciones importantes en sentido vertical en la calidad de la roca almacenadora y en la productividad de los pozos del Campo Tajín.

El Play del Campo Tajín tiene una gran oportunidad de explotación mediante diferentes métodos de perforación, técnicas de recuperación mejorada y/o avanzada a los ya empleados actualmente dadas las características antes mencionadas. La Megasecuencia Media es la presenta la mayor abundancia de cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas y menor contenido de arcillas, en la que se ha presentado la producción histórica más importante en el campo. Aún cuando la conectividad de los cuerpos es reducida, localmente puede ser moderadamente alta cuando se tienen cuerpos lenticulares formados por lóbulos progradantes y canales.

La Megasecuencia Superior no cuenta con las mismas características petrofísicas que la Megasecuencia Media para funcionar como rocas almacenadoras con altos valores de hidrocarburos debido al alto contenido de arcillas, sin embargo, presenta lentes aislados de areniscas ubicados a la base de la unidad que tienen el potencial para ser económicamente explotados.

El Campo Tajín tiene un alto potencial debido a las reservas remanentes presentes, las cuales se muestran en la Tabla 3.6 hasta el 1 de enero de 2014.

Categoría	Aceite Mmb	Gas mmpc	PCE mmb
1P	48.20	76.63	59.55
2P	154.58	385.44	211.63
3P	361.88	906.48	496.04

Tabla 3.6 Reservas remanentes de los yacimientos del Campo Tajín hasta el 1 enero de 2014
(modificado de CNH-UNAM, 2014).

CAPITULO 4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

El Campo Tajín fue descubierto con la perforación del pozo Coatzintla-1, el que inició su perforación el 5 de septiembre de 1951, logrando alcanzar una profundidad total de 2312 m. El pozo resultó productor de aceite y gas en la cima de la Formación Tamabra en el intervalo 2085 - 2093 m, con un gasto de aceite de 75 bpd y una relación de gas-aceite de 159 m³/m³, sin producción de agua; durante la perforación los recortes de la Formación Chicontepec resultaron impregnados de aceite (PEMEX, 2014).

En el año de 1978 se inició el desarrollo del campo en la parte norte y límites al sur, con arreglos de 6 a 8 pozos en trayectorias tipo direccional y con espaciamientos de 400 m entre cada pozo. En la parte central del campo, las macroperas presentan arreglos de 3 pozos con espaciamientos de 400 m (PEMEX, 2014).

La producción acumulada hasta el 31 Diciembre de 2013 ha sido de 45.13 mmbls de aceite y 90.47 mmmpc de gas, siendo la producción en el periodo de 2013 de 2.7 mmbls de aceite y 6.8 mmmpc de gas.

En el subsuelo del Campo Tajín se tiene una geología compleja, poca continuidad lateral, secuencias con poco espesor, baja porosidad y permeabilidad; por ello es necesario utilizar métodos adecuados y óptimos para la explotación eficiente de sus yacimientos petroleros. En este capítulo se describen los métodos de explotación utilizados actualmente en el Campo Tajín, así como una propuesta de explotación considerando sus características geológicas.

El desarrollo del Campo Tajín se ha realizado con la premisa de que tiene yacimientos convencionales con la perforación de pozos verticales y direccionales, en los que se seleccionan los mejores intervalos y se realizan pruebas de producción independientes para cada intervalo; sin embargo, se debe tomar en cuenta que el campo no tiene únicamente yacimientos convencionales, sino no convencionales, es decir, tiene yacimientos de areniscas compactas con gas y/o aceite. La primera localización horizontal del Campo Tajín fue el pozo corralillo 785

perforado desde la macropera Tajín 171. Este pozo lleva el nombre Corralillo ya que al final de su desplazamiento horizontal finaliza en el Campo Corralillo, alcanzó un desarrollo horizontal de 700 m, se programó para navegar y probar el potencial productor de la arenisca C-30, resultando productor de aceite y gas, aportando un gasto inicial de 2,000 bpd, 1.01 mmpc de gas y 0% de agua (PEMEX, 2014).

A partir del año 2012 se inició la terminación de pozos mediante multi-fracturamiento o apertura simultánea de intervalos (situación de la mayoría de los pozos del Campo Tajín), incrementando la producción acumulada (Figura 4.1) y el gasto inicial, mediante la perforación de pozos no convencionales (PEMEX, 2014).

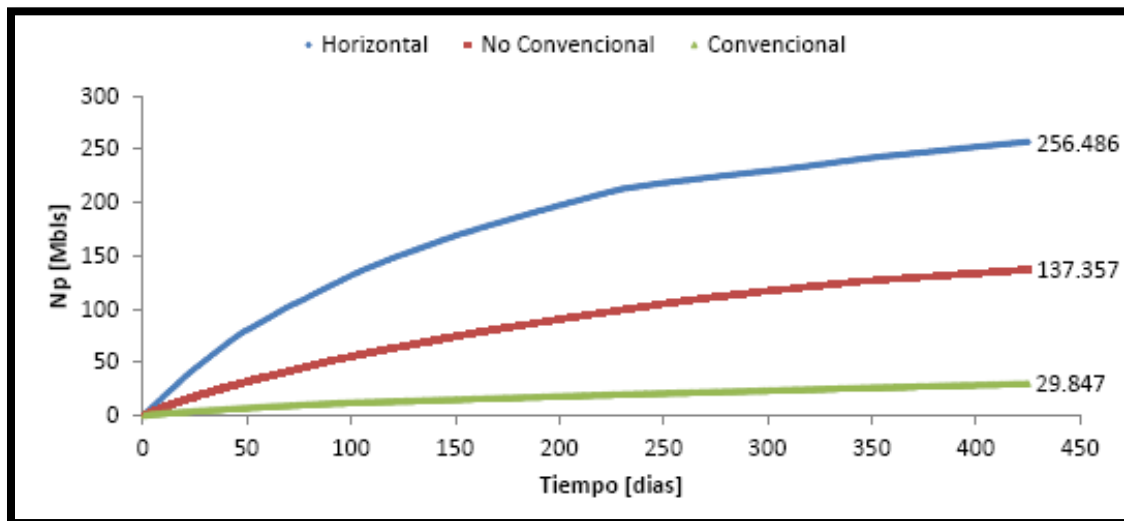


Fig. 4.1 Curva de la producción acumulada de los principales tipos de pozos en el Campo Tajín (tomada de PEMEX, 2014).

Para un método de explotación adecuado se deben considerar las características geológicas del subsuelo, se requiere conocer el modelo de cada yacimiento, la geometría del pozo, los tipos de pozos y los tipos de técnicas de recuperación utilizadas para mejorar la producción de hidrocarburos en los yacimientos del campo.

4.1 Perforación en el Campo Tajín

En la mayoría de los arreglos utilizados en el Campo Tajín los pozos convencionales constan de tres etapas (para pozos verticales, direccionales tipo “J” y direccionales tipo “S”) y cuatro para los pozos no convencionales (horizontales con Liner cementado o con Liner con camisas y empacadores) (PEMEX, 2014).

En la Tabla 4.1 se muestra la información de los pozos perforados en el Campo Tajín de los años 2007 al 2013, así como el tipo de perforación. Las profundidades promedio para los pozos horizontales en el campo son de 2700 metros y para los pozos direccionales de 2121 metros (PEMEX, 2014).

Tipo de pozo	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Total
Convencionales	47	45	7	27	28	33	0	187
No convencionales	0	0	0	0	0	0	0	1
Total	47	45	7	27	28	33	1	188
				Tipo	Tipo	Total		
Tipos de pozos	No de pozos			"J"	"S"			
Direccionales	182	Direccionales		6	176	182		
Verticales	5							
Horizontales	1							
Alto ángulo	0							
Total	188							

Tabla 4.1 Pozos perforados por Año y Tipo de Pozo en el Campo Tajín (Modificado de PEMEX, 2014).

El estado mecánico de un pozo convencional “Tipo” en el Campo Tajín, aunque no son los más productivos, se muestra en la Figura 4.2, el cual corresponde a una perforación de tipo vertical. Los pozos convencionales presentan 3 etapas durante la perforación (Tabla 4.2), las cuales son: superficial, intermedia y de explotación (PEMEX, 2014); estos se diseñan de acuerdo a la geometría del yacimiento, su forma, a la presión, a la temperatura y a las características petrofísicas.

Etapa	Barrena [pg]	Diámetro TR [pg]	Profundidad [m]		Lodo	
			Ver.	Des.	Peso [g/cm ³]	Tipo
Superficial	14 3/4	10 3/4	100	100	1.05 - 1.15	Base Agua
Intermedia	9 1/2	7 5/8	800	800	1.15 - 1.30	Base Agua
Explotación	6 3/4	5 1/2	2600	3000	1.30 - 1.66	Base Agua o E.I.

Tabla 4.2 Pozos convencionales en el Campo Tajín, de pozo tipo direccional, con ángulos de hasta 75°, vertical (modificada de PEMEX, 2014).

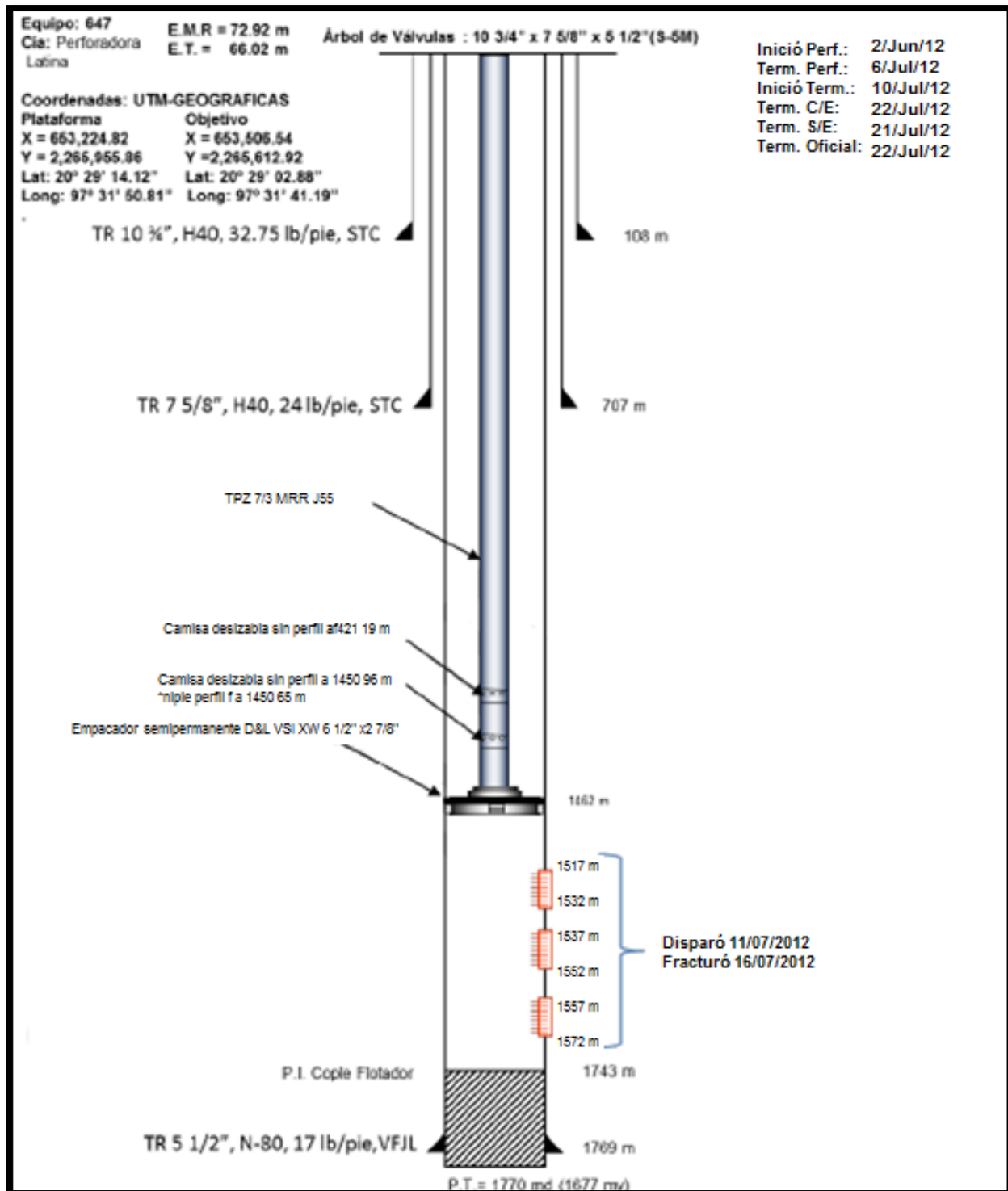


Fig. 4.2 Estado mecánico de un pozo vertical del Campo Tajín (tomado de PEMEX, 2014).

El estado mecánico de un pozo no convencional "Tipo" horizontal, se muestra en la Figura 4.3.

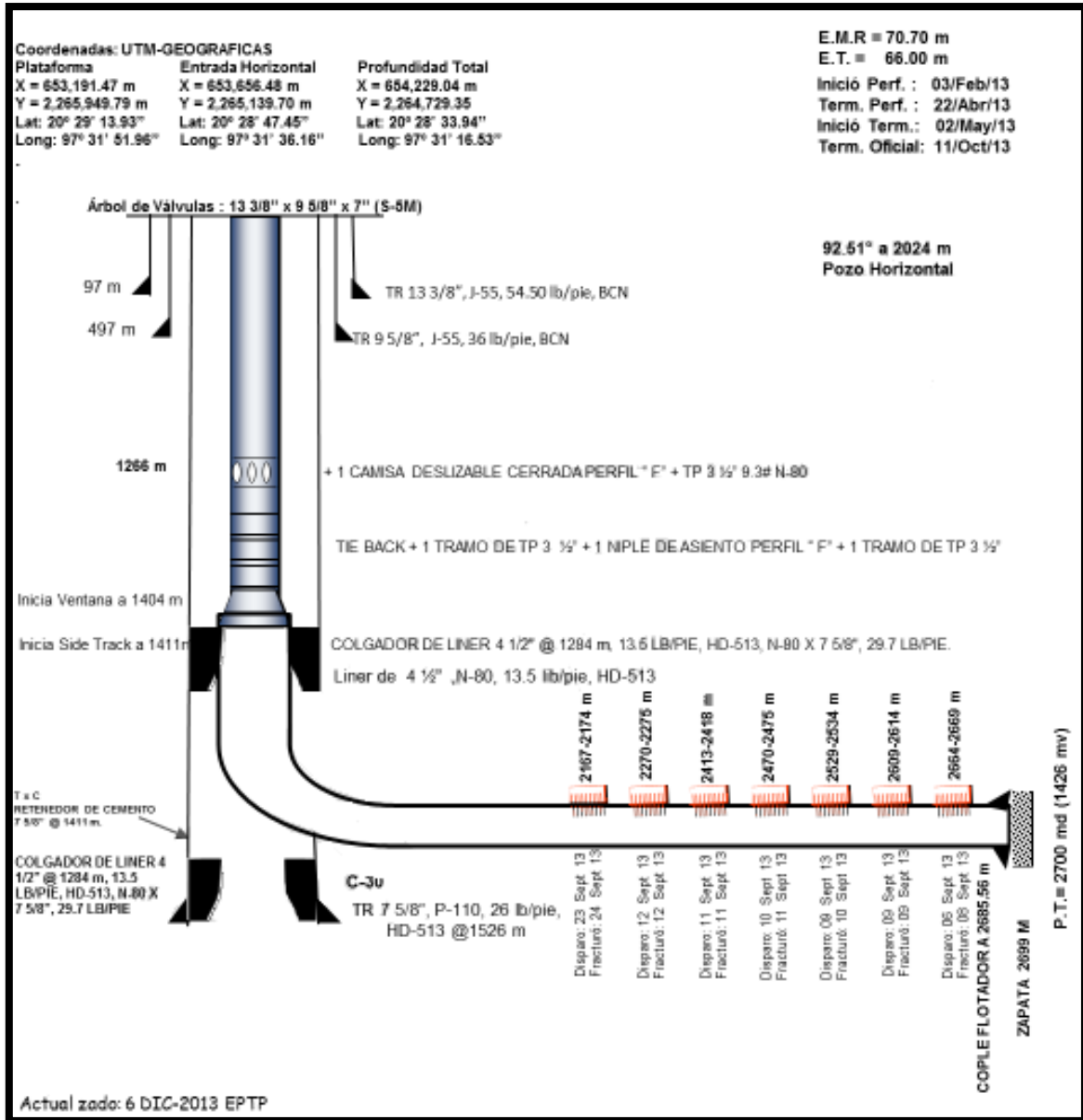


Fig. 4.3 Estado mecánico de un pozo horizontal del Campo Tajín (tomado de PEMEX, 2014).

Los pozos no convencionales de tipo horizontal se perforan en 4 etapas (Tabla 4.3) durante la perforación, las cuales son: superficial, 1° intermedia, 2° intermedia y de explotación.

Etapa	Barrena [pg]	Diámetro TR [pg]	Profundidad [m]		Lodo	
			Ver.	Des.	Peso [g/cm ³]	Tipo
Superficial	17 1/2	13 3/8	50	50	1.05 - 1.15	Base Agua
1° Intermedia	12 1/4	9 5/8	500	500	1.15 - 1.30	Base Agua
2° Intermedia	8 1/2	7	1350	1456	1.30 - 1.66	Base Agua o E.I.
Explotación	6 1/8	4 1/2	1400	2689	1.66	Base Agua o E.I.

Tabla 4.3 Pozos no convencionales en el Campo Tajín, que corresponden a pozos horizontales, ángulo hasta 90°, con liner cementado o en agujero descubierto con camisas y empacadores (modificada de PEMEX, 2014).

Las primeras etapas corresponden a un perfil de presión normal, se perforan con lodo base agua los que tienen densidades de control del orden de 1.05 a 1.30 g/cm³; los principales problemas de estabilidad de este campo son ocasionadas por la reactividad de las lutitas y no por los gradientes de presión de poro y de fractura, por ello el fluido de perforación debe inhibir las propiedades de las arcillas (PEMEX, 2014).

Para la etapa de explotación, se perfora con fluidos de emulsión inversa con densidades del rango de 1.30 a 1.66 g/cm³, procurando la sección del yacimiento debido a que puede ocurrir un cambio considerable en la presión.

4.2 Información de Pozos en el Campo Tajín

En este apartado se presenta la información de algunos pozos del Campo Tajín, se muestra la producción del pozo y su historia de perforación. Los pozos perforados tienen nombres arbitrarios llamados “Tajín A#”, los cuales tienen información de su producción de aceite, de gas y de agua.

Datos de perforación

Pozo Tajín “A1”

Fue puesto en producción el 17 de noviembre de 2007, posteriormente se realizó un proceso de fracturamiento y tuvo una producción de aceite (Q_o) que alcanzó 829 (BPD), de gas (Q_g) 0.47 (MMPCD) y de producción de agua (Q_w) de 8.37 (BPD). La producción acumulada desde noviembre del 2007 hasta noviembre de 2011 fue de (PEMEX, 2012):

$N_p = 220.1$ MSTB

$G_p = 484.6$ MMSCF

$W_p = 25.1$ MSTB

Pozo “Tajín A2”

Fue disparado el 27 de diciembre del 2002, teniendo como objetivo inicial el primer intervalo (2032-2060), posteriormente el 28 de diciembre de 2002 se realizó un proceso de fracturamiento, sin que se tengan datos disponibles de producción; el 7 de marzo del 2004 se realizó un cambio a bombeo mecánico (sin registro de producción), el 2 de abril del 2007 cambió a bombeo neumático (no se registra producción) y finalmente el 23 de septiembre del 2008 fue aislado (PEMEX, 2012).

El 3 de enero del 2003 se realizó la puesta en producción del segundo intervalo (1983-2004), posteriormente fue fracturado (un día posterior). Al igual que en el intervalo anterior, se implementaron sistemas artificiales de producción (bombeo mecánico y neumático) y fue aislado el 23 de septiembre del 2008 (PEMEX, 2012).

El 6 de enero del 2003 se realizó otra intervención para obtener producción en el tercer intervalo (1928-1942) y al día siguiente el fracturamiento; se realizaron cambios de bombeo a mecánico y neumático así como el aislamiento del intervalo en la misma fecha (PEMEX, 2012).

El cuarto intervalo (1868- 1886) fue puesto en producción el 29 de septiembre del 2008 y se realizó un proceso de fracturamiento el 3 de octubre de 2008; fue aislado el 18 de octubre del 2008 (PEMEX, 2012).

El 24 de octubre del 2008 se realizaron los disparos para poner en producción el quinto intervalo (1650-1677), realizado el fracturado el 31 de octubre del 2008. Se cuenta con los datos de la producción acumulada en un periodo de enero del 2003 a diciembre del 2011, con los siguientes valores (PEMEX, 2012):

$$N_p = 96.8 \text{ MSTB}$$

$$G_p = 301.1 \text{ MMSCF}$$

$$W_p = 19.6 \text{ MSTB}$$

Pozo “Tajín A10”

El pozo se disparó, fracturó y fue puesto en producción el 16 de octubre de 2007 en el intervalo (1990-2020) con poco flujo de aceite durante 2 meses, por lo que se aisló por baja producción el 21 noviembre de 2008 (PEMEX, 2012).

Se evaluó, disparó y fracturó un nuevo intervalo (1805-1832) terminando el pozo el 19 diciembre de 2008, obteniéndose baja producción durante 3 meses, sin embargo, debido a la baja productividad fue catalogado como no productor (PEMEX, 2012).

De octubre de 2007 a diciembre de 2010 se obtuvo una producción acumulada de (PEMEX, 2012):

$$N_p = 5.4 \text{ MSTB}$$

$$G_p = 21.10 \text{ MMSCF}$$

Situación del pozo: cerrado.

En la Tabla 4.4 se presentan los intervalos productores para pozos representativos del Campo Tajín, así como su producción acumulada de aceite, gas y agua. En la Figura 4.4 se muestra la distribución y el alcance de la perforación en las Megasecuencias de los pozos Tajín A1 – A10, en una sección NW-SE dentro del Campo Tajín.

Sección NW-SE					
Pozo	Np (MSTB)	Gp (MMSCF)	WP (MSTB)	Productor	Intervalo
Tajín A1	220.1	484.6	25.1	Si	1490-1513
Tajín A2	93.9	104.3	67.7	Si	1844-1886, 1660-1690
Tajín A3	96.8	301.1	19.6	Si	2032-2060, 1983-2000, 1928-1942
Tajín A4	241.8	341.9	1.6	Si	1795-1830, 1727-1755, 1692-1710, 1625-1655, 1473-1485, 1473-1485
Tajín A5	161.5	319	16.8	Si	1727-1757, 1498-1535, 1887-1910, 1787-1815, 1842-1861
Tajín A6	105.5	531.1	8.3	Si	1870-1900, 1830-1860, 1730-1750, 1695-1708, 1645-1670, 1490-1515, 1785-1805
Tajín A7	143.7	379	40.5	Si	2070-2093, 1960-1995, 1912-1940, 1665-1690, 1604-1614, 1855-1890, 1825-1840
Tajín A8	59.4	125.6	13.4	Si	1910-1945, 1855-1895, 1605-1645, 1780-1800
Tajín A9	64.1	222.7	14.7	Si	1872-1898, 1629-1663, 1567-1601, 1503-1523
Tajín A10	5.4	21.1	5	No	1990-2020, 1805-1832

Tabla 4.4 Pozos con intervalos productores a excepción del pozo Tajín A10 que por su bajo contenido de aceite y gas no resultó productor (modificado de PEMEX, 2012).

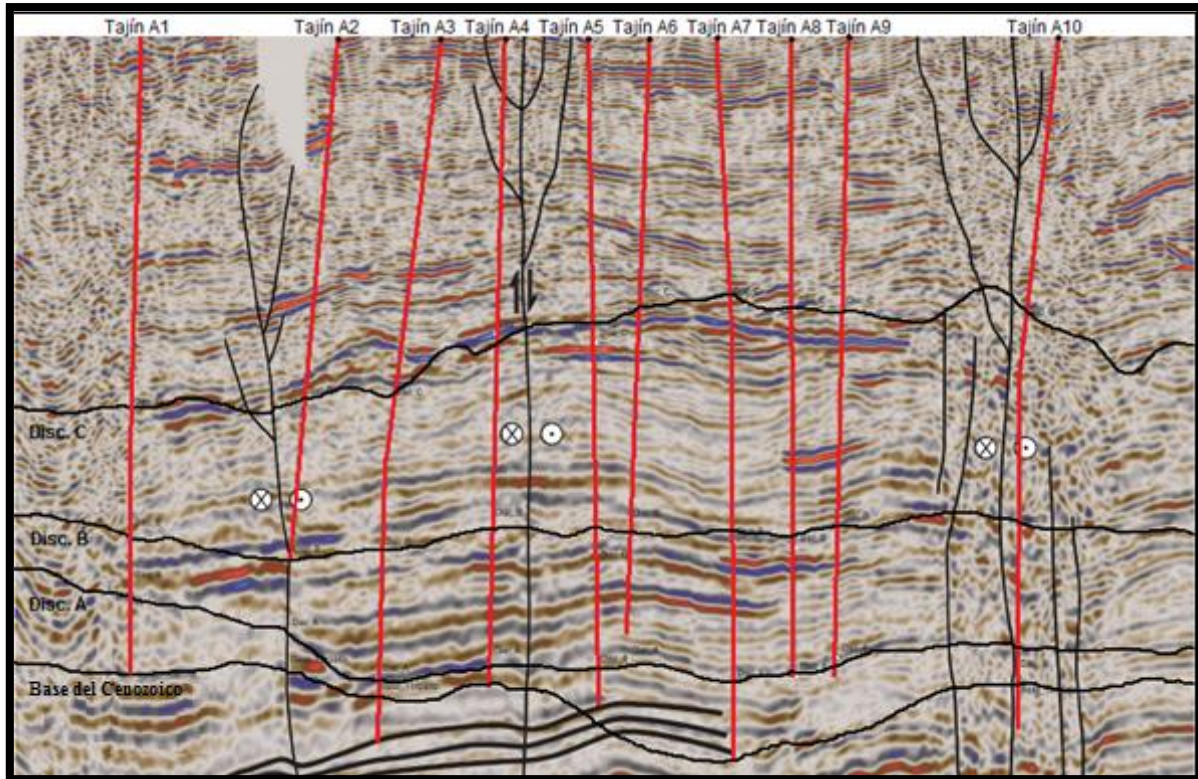


Fig. 4.4 Sección sísmica NW-SE muestra la estratigrafía, las estructuras geológicas (fallas), la localización, la geometría y alcance de los pozos en el Campo Tajín (modificado de CNH-UNAM, 2012).

Los horizontes más atractivos con los cuales se debe realizar el diseño de los pozos y mejorar la producción de hidrocarburos se encuentran en la Megasecuencia Media e inmediatamente en la parte superior de la discordancia B, correspondiente a la Megasecuencia Superior, la cual se observa en la sección NW-SE que incluye los registros de rayos gamma (invertido) y de resistividad de la Figura 4.5; la cantidad de arcillas que predomina entre los horizontes B y C, reducen el número de cuerpos de areniscas con potencial productor y con ello los intervalos que resultan con mejores probabilidades como rocas almacenadoras.

En las secciones sísmicas mostradas, no se observa continuidad aparente entre los intervalos y los cuerpos arenosos con porosidad efectiva se encuentran en forma de lentes arenosos aislados. La conectividad hidráulica aumenta principalmente debido al fracturamiento hidráulico de las unidades de areniscas de mayor tamaño de grano y con mayor cantidad de cementante calcáreo.

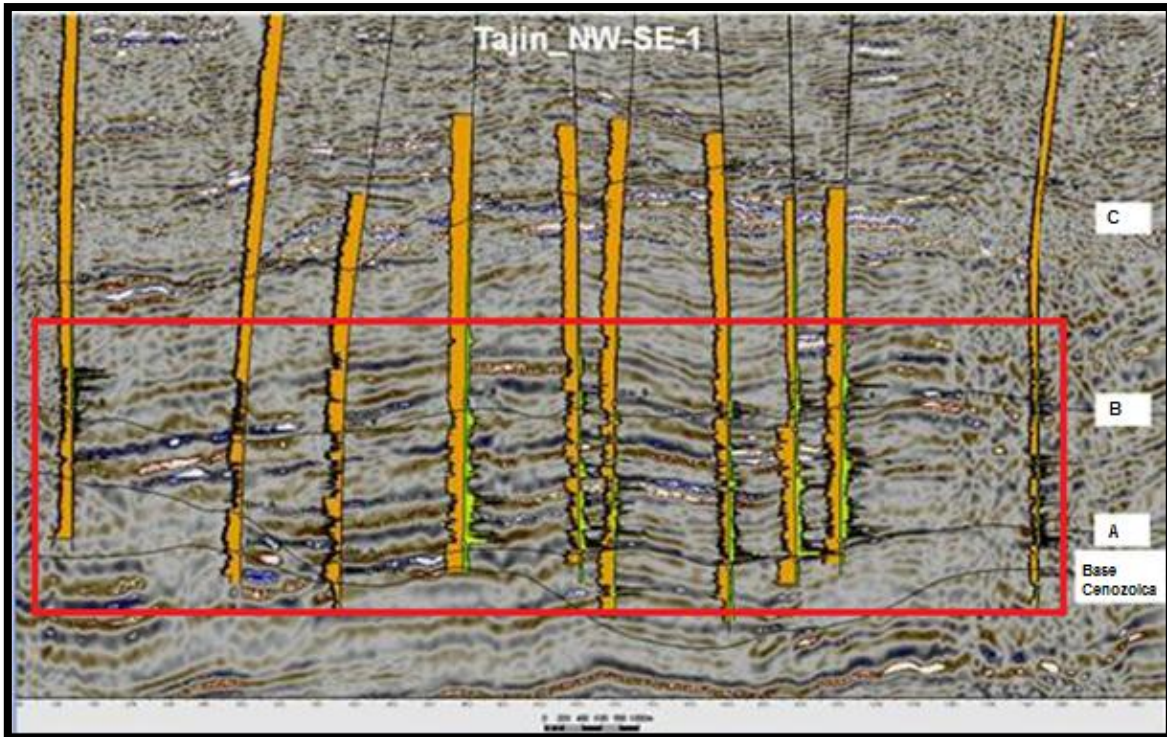


Fig. 4.5 Sección sísmica NW-SE que muestra los horizontes con mejores probabilidades de producción de hidrocarburos en el sector central del Campo Tajín (modificada de PEMEX, 2012).

A continuación se presenta la información del pozo “Tajín A11”, del cual se tiene información de la columna geológica, terminación del pozo, producción, técnicas empleadas de EOR/IOR y el registro geofísico obtenido.

Pozo “Tajín A11”

Objetivo:

Explotar los hidrocarburos contenidos en los desarrollos areno-arcillosos de la Megasecuencia del Grupo Chicontepec (PEMEX, 2010).

Elevación del terreno: 101.0 m.

Elevación Mesa Rotaria: 108.81 m.

Profundidad total: 2003 m.d.b.m.r.

Se ubica en la parte central del Paleocanal de Chicontepec, en el Sur-Oeste del sector IV del Campo Tajín.

Columna Geológica

	M.D.B.M.R.	M.V.B.M.R.	m.v.b.n.m.
E. Chapopote	124	124	15
E. Guayabal	423	419	310
E. Megasecuencia Media de Chicontepec	1239	1209	1100
E. Megasecuencia Inf. de Chicontepec	1905	1854	1745
Total	2003	1949	1840

Terminación del Pozo

Se diseñó considerando las características de los intervalos que presenten las mejores condiciones de explotación de acuerdo a los análisis del modelo geológico de los registros geofísicos y a través de considerar la realización de un proceso fracturamiento hidráulico (PEMEX, 2010).

Aparejo de Producción

Consta de una tubería de producción de 2 7/8", J-55, 9.65 Kg/m, con niple campana en su extremo inferior, colocada 15 m arriba del tramo por probar y dejando como colgador un niple reforzado (PEMEX, 2010).

Registros Geofísicos

Tipo:	Intervalo (m.d.b.m.r.)
Inducción Esférico-Gamma	504 - 1998
Microesférico	1000 - 1998
Densidad compensado	1000 - 1998
Densidad compensado-Neutrón compensado	1000 - 1998
Medición continua de desviaciones	800 - 1998

Observaciones

PF = 147 kgs/cm² Q = 18 BPM TR = 9 5/8" de 42 kgs/cm²
Presión T.P. = 75

Productor de aceite y gas con 17 m³/día, 0% de agua y 100 m³/m³ de RGA, fluyendo por 4mm y una presión de 20 kgs/cm² (PEMEX, 2010).

Se realizó fracturamiento hidráulico en el intervalo 1582 - 1625 mts, cuya litología corresponde a litarenitas con contenido de aceite pesado. La perforación de este pozo se realizó de forma normal sin manifestaciones de fluidos hasta la profundidad total de 1998 m.d.b.m.r (PEMEX, 2010).

En la Figura 4.6 se muestran los registros geofísicos del pozo "Tajín A11" que cuenta con resistividad, porosidad, matriz y saturación de agua. Con este registro se interpreta que el contenido de arenas y arcillas se encuentran en diferentes proporciones en tramo mostrado del registro, ya que los intervalos no son homogéneos, lo que dificulta su explotación. La línea base de las areniscas es bastante irregular debido a la intercalación de arcillas en esta, lo que reduce la porosidad y la permeabilidad.

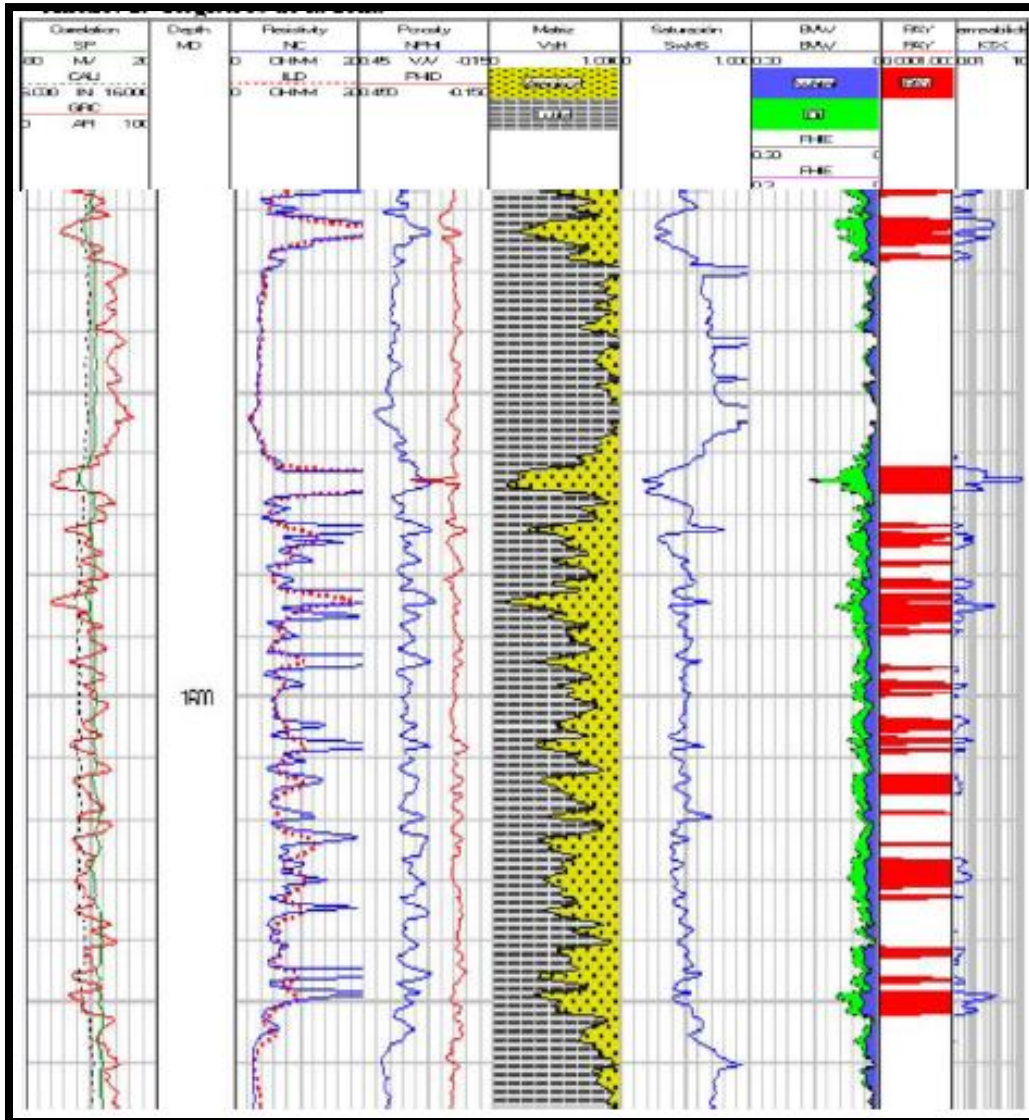


Fig. 4.6 Registro Geofísico del pozo “Tajín A11” en el Campo Tajín donde se interpreta la ubicación de los horizontes arenosos con mayor potencial de contener hidrocarburos (tomada de PEMEX, 2012).

Se realizó fracturamiento hidráulico en el intervalo 1582 – 1625 mts, en un cuerpo arenoso de 40 m de espesor, con porosidad de 7.9%, 0.2 mD de permeabilidad y con una temperatura de 70 °C (PEMEX, 2010).

En este pozo se han registrado abandono de intervalos por baja fluencia de hidrocarburos, sin embargo, el fracturamiento hidráulico realizado en diferentes intervalos del pozo ha mejorado la producción al crear canales de alta conectividad para aumentar el flujo de los hidrocarburos, con ello se ha logrado

aumentar la tasa de producción, además de limpieza de pozo en las tuberías de revestimiento para eliminar el taponeo de las TR. Posteriormente es conveniente implementar algún sistema de bombeo artificial, como el bombeo mecánico (PEMEX, 2010).

Para los pozos que se localizan en el Campo Tajín, la mayoría de las perforaciones son de tipo vertical, sin embargo, por las características de los horizontes productores de la Cuenca de Chicontepec, se requiere realizar un mayor número de pozos con terminación horizontal para aumentar el área de drene de los cuerpos arenosos atravesados, utilizando posteriormente métodos IOR/EOR en los horizontes productores permitiendo incrementar el factor de recuperación para cada pozo y elevando la producción en el campo.

4.3 Perforación Multilateral

La propuesta de este trabajo para la perforación de los pozos localizados en el Campo Tajín, que mejora el volumen de producción de hidrocarburos es la perforación vertical con terminación horizontal. Las rocas almacenadoras en el campo se componen por cuerpos arenosos con geometrías correspondientes a lóbulos, lentes, rellenos de canal y de barras de desborde, que se encuentran aislados a diferentes profundidades y tienden a variar en espesor; por ello se propone implementar la utilización de la perforación de pozos multilaterales (Figura 4.7). El empleo de este tipo de pozos ayudaría a reducir el número de perforaciones por plataforma, alcanzar diferentes cuerpos a diferentes profundidades, así como lograr atravesar el mayor número de cuerpos arenosos cercanos al pozo.

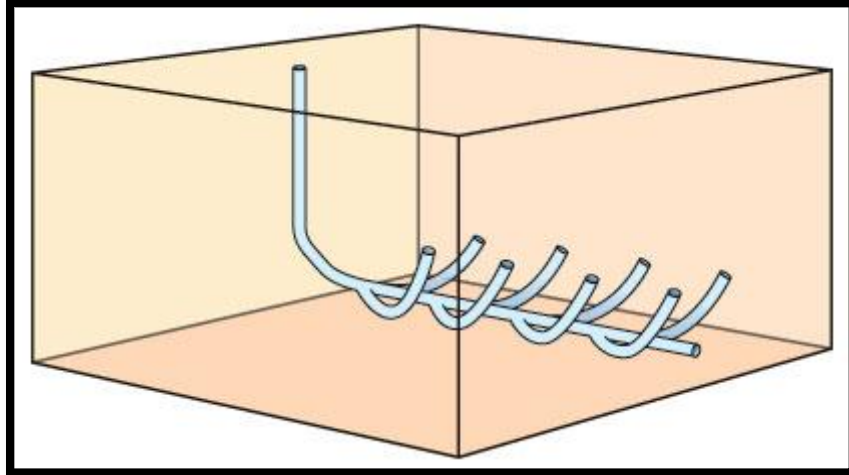


Fig. 4.7 Esquema de la geometría de los pozos multilaterales espina de pez que permiten lograr incrementar la recuperación de hidrocarburos en el Campo Tajín (tomada de Schlumberger, 2015).

Los pozos multilaterales consisten en un agujero primario del cual surgen uno o más agujeros secundarios, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos en el campo, además de incrementar el área de drenaje del yacimiento. Mediante el empleo de pozos multilaterales, se logra en general un incremento en la producción de un rango de 30 - 60% (De la Vega y Olvera, 2010). En ocasiones los pozos multilaterales constituyen el único medio económico para explotar compartimentos geológicos pequeños y yacimientos que contienen volúmenes de reservas limitados como los del Campo Tajín.

Con este tipo de perforación tienen las siguientes ventajas (De la Vega y Olvera, 2010):

- 1) Se aumenta el área de drenaje del pozo y del área expuesta al flujo.
- 2) Se incrementa la productividad del yacimiento principalmente en áreas de aceites pesados y extrapesados.
- 3) Se incrementa la eficiencia de barrido del pozo con espesores mínimos de 4.5 metros, permitiendo una buena eficiencia de barrido y un buen factor en la recuperación.
- 4) Retarda la conificación de agua y/o gas debido a que permite obtener mayor producción con una menor caída de presión.
- 5) Se reduce el número de pozos verticales requeridos en el campo

- 6) Permite explotar yacimientos con bajos porcentajes de recuperación de hidrocarburos.

Las desventajas de utilizar este tipo de perforación, son las siguientes (De la Vega y Olvera, 2010):

- 1) Las barreras de permeabilidad vertical restringen la eficiencia del barrido en esa dirección.
- 2) Tienen un costo elevado inicial debido a un mayor tiempo de empleo del equipo de perforación.
- 3) Se tiene dificultad en la toma de núcleos.
- 4) Se tiene dificultad para corregir el rumbo de la perforación en la corrida de registros.
- 5) Son de extensión limitada con menos de 1 km longitud horizontal y presentan dificultad de navegación por las características de los cuerpos productivos de hasta 50 m de espesor como los del Campo Tajín.

Los pozos multilaterales son utilizados con trayectorias aproximadamente paralelas a la formación (alto ángulo), por lo que, el yacimiento en el que se empleará deberá contar con algunas de las siguientes características (De la Vega y Olvera, 2010):

- Yacimientos irregulares.
- Yacimientos con problemas de conificación de agua.
- Yacimientos con problemas de conificación de gas.
- Yacimientos fracturados verticalmente.
- Formaciones de baja permeabilidad.
- Yacimientos con poco espesor.
- Zonas con cuerpos productores multicapas.
- Estructuras en forma de domo.

La mayoría de los yacimientos del Campo Tajín presentan muchas de las características antes citadas, por ello, éste tipo de perforación es aplicable para

explotar eficientemente los hidrocarburos almacenados en las Megasecuencias Media y Superior del Grupo Chicontepec.

4.3.1 Perfil de Pozos Multilaterales

Los yacimientos pueden tener diversas geometrías, por ello existen diversos perfiles de pozos multilaterales para lograr obtener una mayor recuperación según las características yacimiento. En la Figura 4.8 se muestran algunos de los tipos de perfiles que se puedan emplear, sin embargo, se puede realizar un diseño específico para cada conjunto de cuerpos arenosos lenticulares como los del Campo Tajín.

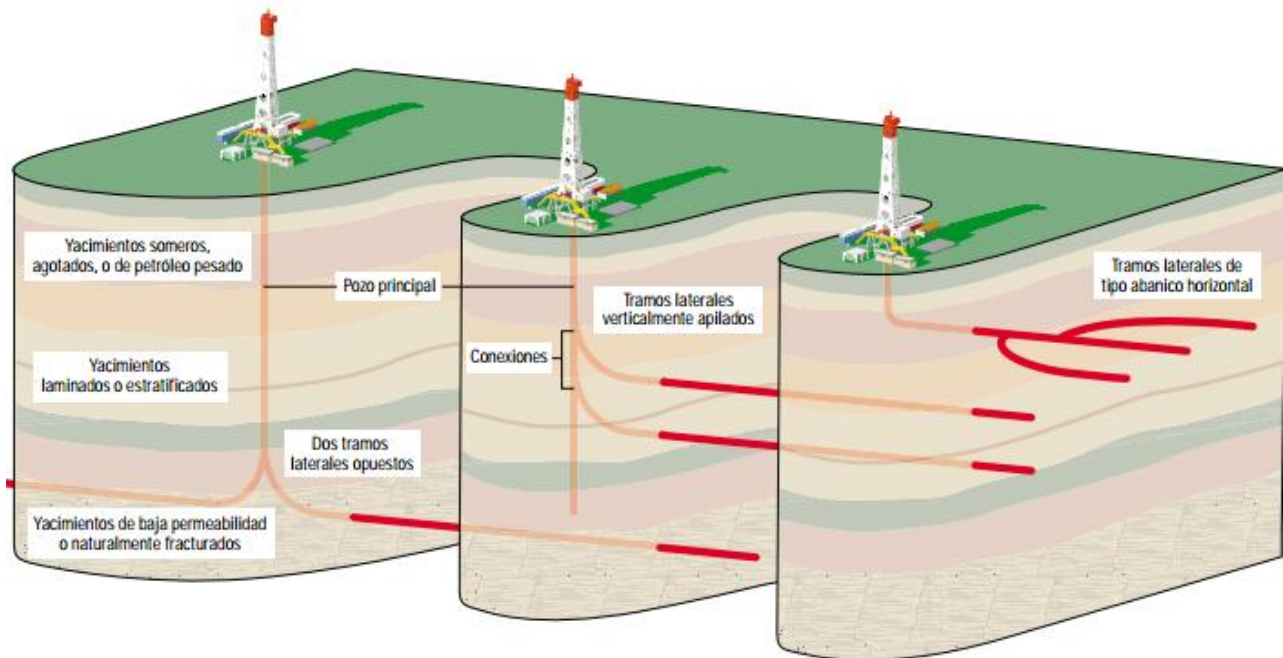


Fig. 4.8 Perfil de pozos multilaterales con geometrías tipo abanico, apilamiento vertical y tramos opuestos (tomado de Fraija et al., 2003).

Los tramos laterales horizontales que conforman arreglos de tipo horquilla, abanico o espina dorsal, tienen como objetivo explotar una sola zona con hidrocarburos y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión, yacimientos de petróleo pesado, y campos con agotamiento parcial. Los tramos laterales apilados verticalmente resultan efectivos en formaciones laminadas o en yacimientos estratificados. En formaciones de baja

permeabilidad y naturalmente fracturadas, los dos tramos laterales opuestos pueden intersectar más fracturas que un solo pozo horizontal, especialmente cuando se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo; también pueden reducir la caída de presión por fricción durante la producción (Fraija et al., 2003).

Los pozos con tramos laterales múltiples (Figura 4.9) resultan adecuados para campos con reservas de petróleo pesado, baja permeabilidad, formaciones laminadas o yacimientos estratificados, yacimientos con hidrocarburos pesados, cuando se tienen en distintos compartimentos estructurales o estratigráficos y cuando la producción se encuentra en la fase de madurez o con agotamiento parcial (Fraija et al., 2003). Lo anterior es aplicable a los yacimientos del Campo Tajín.

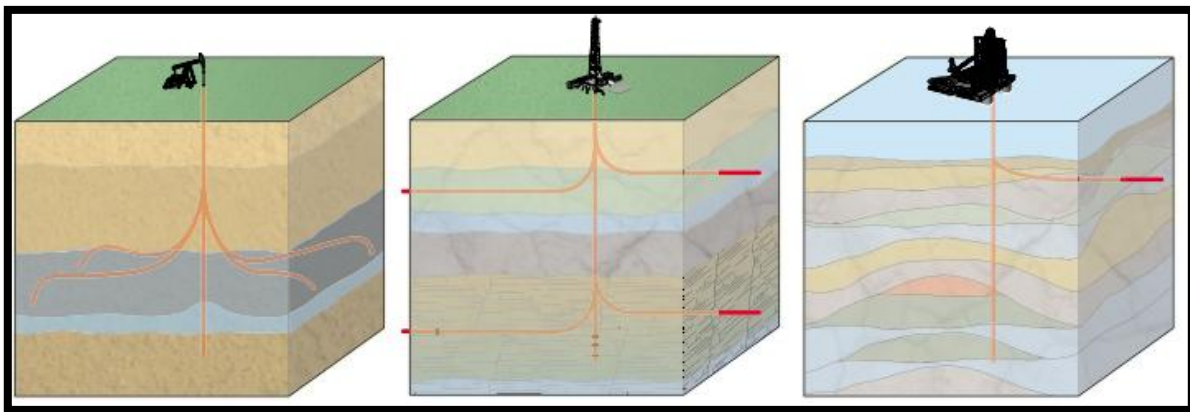


Fig. 4.9 Esquemas con yacimientos de petróleo pesado, yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturados y yacimientos pequeños y remotos respectivamente (tomada de Fraija et al., 2003).

En los yacimientos de petróleo pesado o con yacimientos de baja movilidad, los pozos de drenaje laterales ofrecen ventajas similares a los tratamientos de fracturamiento hidráulico en zonas gasíferas de baja permeabilidad. El mayor contacto del pozo con el yacimiento estimula la producción de petróleo, lo que incrementa la productividad.

Dentro de la clasificación de los pozos multilaterales, existe el llamado TAML (Technology Advancement of Multilaterals), el cual se basa en 6 niveles dependiendo de la complejidad del yacimiento, es decir, si se considera que

alguna condición de un proyecto disminuye en complejidad y costo, se puede reducir el nivel, disminuyendo significativamente los costos, aunque incrementando un poco el riesgo (Mercado y Velandia, 2008).

En la Figura 4.10 se muestran los componentes del TAML, que se pueden implementar cuando (Mercado y Velandia, 2008):

- 1) El pozo principal y los laterales se encuentran abiertos.
- 2) El pozo principal está entubado y cementado, con ramal desviado y el lateral con Liner no soportado.
- 3) El pozo principal se encuentra entubado y cementado, el ramal esta desviado en openhole y el lateral con casing pero no cementado.
- 4) El pozo principal y los laterales se encuentran entubados y cementados.
- 5) El pozo principal y laterales se encuentran entubados con sello hidráulico en las uniones a través de equipo de completamiento.
- 6) Se tiene integridad de presión en la unión con sello en el casing.

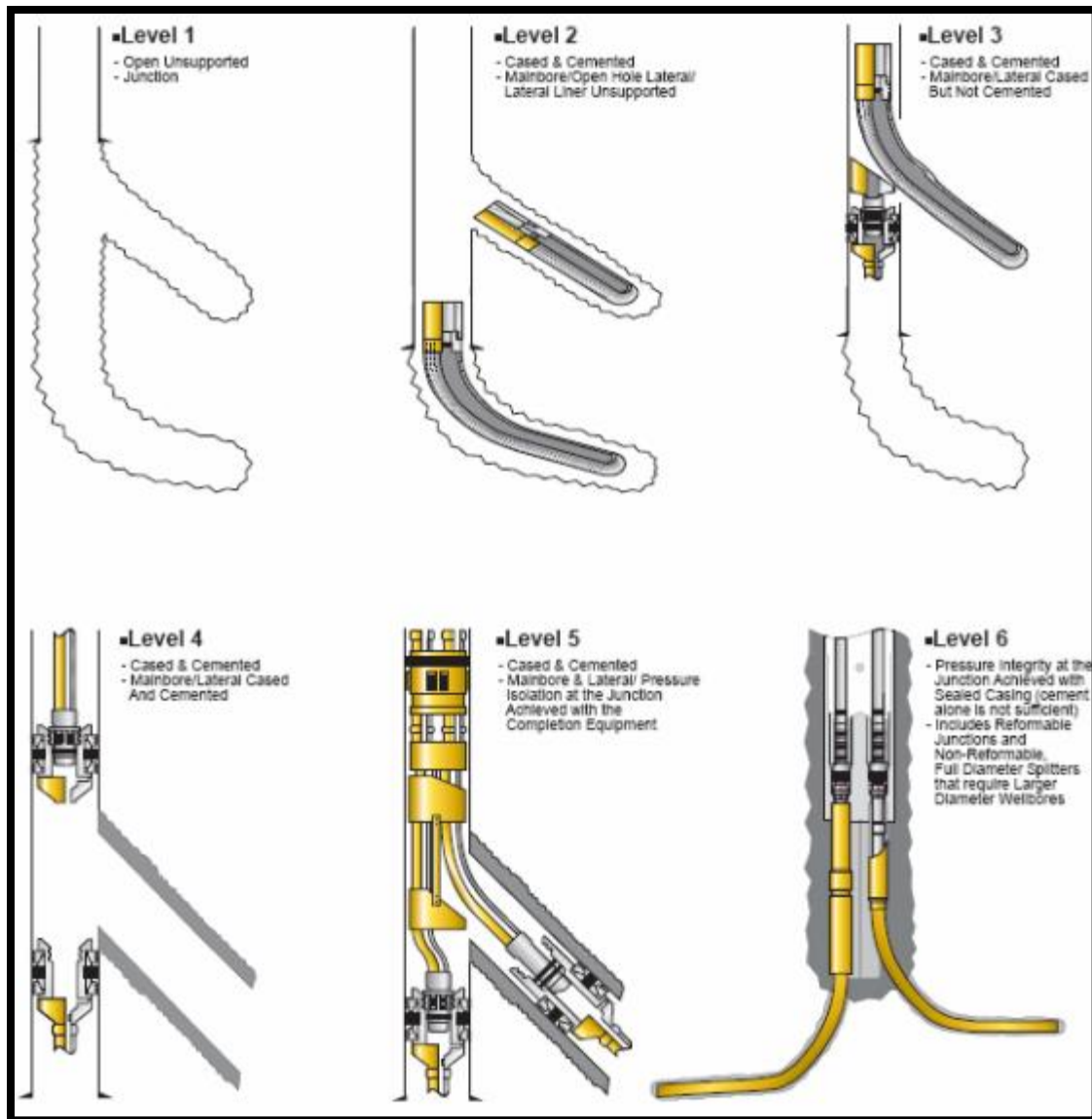


Fig. 4.10 Esquemas de pozos multilaterales TAML (tomada de Mercado y Velandia, 2008).

4.3.2 Selección del Tipo de Sistema

La selección del sistema de pozo para un yacimiento es muy importante, ya que de ello depende el grado de comunicación entre las áreas de drenaje en cada una de las ramas individuales. Existen tres categorías de drenaje, las cuales son las más comunes, aunque también existe combinación entre las mismas:

- 1) Drene de una sola capa, con permeabilidad anisotrópica crítica en el área.
- 2) Drene de muchas capas, las que pueden o no comunicarse.
- 3) Drene de varios compartimientos, que pueden o no comunicarse.

En el drene de muchas capas favorece que confluya el fluido al agujero principal donde la perforación es vertical, mientras que cuando es de una sola capa o de varios compartimientos, favorece que el fluido llegue al agujero principal donde la perforación es horizontal, con excepción de pozos multilaterales (De la Vega y Olvera, 2010).

El grado de administración que requerirá el pozo es el que permitirá tener un mayor control en las terminaciones del mismo.

Las siguientes tres configuraciones son las más comunes:

- 1) Producción de mezcla (aceite).
- 2) Producción de mezcla por ramas individuales.
- 3) Tubería individual de producción que impide el retorno a la superficie.

Estas configuraciones se refieren a la administración del yacimiento, debido a la necesidad de control en el pozo. Si la presión de la formación o las propiedades de los fluidos difieren en una extensa capa de la formación, un sistema de pozos que drena por diversas capas, requerirá de la administración selectiva de capas o ramas a modo individual (De la Vega y Olvera, 2010).

4.4 Caso Campo Tajín

Como anteriormente se mencionó, la mayoría de los pozos del Campo Tajín presentan perforación vertical, sin embargo, el contacto es limitado entre los cuerpos arenosos y el pozo, se tiene baja permeabilidad y los cuerpos arenosos son muy irregulares y discontinuos, además de que los yacimientos son de baja movilidad de hidrocarburos (aceite pesado), y los estratos productores son de poco espesor, además de que presentan laminaciones. Por ello el Campo Tajín presenta las condiciones para que se realice la perforación multilateral.

Para la perforación correcta de los pozos multilaterales, se requiere hacer un estudio detallado del sistema de depósito mediante la interpretación sísmica para conocer las facies y las características estructurales; es conveniente realizar modelos tridimensionales principalmente de las Megasecuencias Media y Superior, para localizar los cuerpos que tienen las mejores oportunidades para la extracción de hidrocarburos y con ello perforar con precisión considerando el espesor máximo que presenta cada cuerpo arenoso en este campo, ya que la mayoría no sobrepasa los 50 m.

En el subsuelo del Campo Tajín existen diferentes geometrías de los cuerpos arenosos productores para los cuales se propone un tipo de perfil o de arreglo, los cuales se describen a continuación:

1) Lóbulos

Los lóbulos localizados en el Campo Tajín presentan una geometría alargada y aplanada, que corresponden a los cuerpos arenosos almacenadores cuyas características son similares a los indicados en la Figura 4.11.

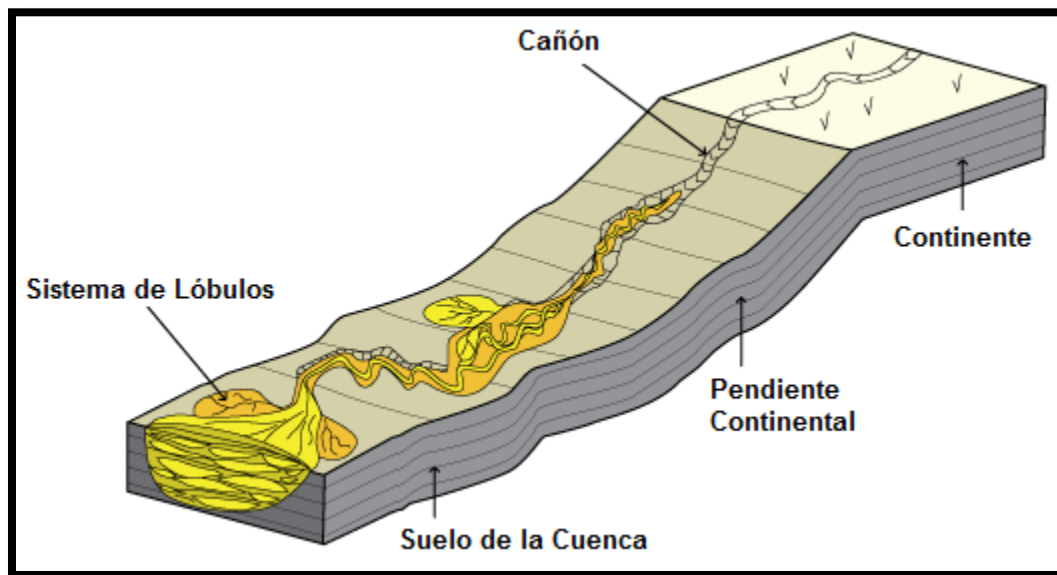


Fig. 4.11 Modelo de la geometría de un abanico submarino formando lóbulos, similares a los que se encuentran en el subsuelo del Campo Tajín (Funk et al., 2012).

Para la explotación de los lóbulos del Campo Tajín, se propone que la perforación abarque varios cuerpos arenosos principalmente de las

Megasecuencias Media y Superior, ya que estos presentan las mejores características para constituir rocas almacenadoras de hidrocarburos.

En la Figura 4.12 se presenta el arreglo recomendado para una distribución de varios yacimientos en lóbulos, aunque cada arreglo puede variar dependiendo de la localización y distribución de los mismos. Debido a la irregularidad que presentan los cuerpos arenosos, se realiza la perforación de dos pozos (A y B), de manera que atraviesen el mayor número de lóbulos o que estén situados cerca del pozo. En la parte superior de la figura se tienen lóbulos terminales que presentan una amplia extensión pero de poco espesor, el perfil utilizado es de perforaciones laterales opuestas que salen del pozo principal hacia los lóbulos, de manera puedan tener el mayor área de contacto con la roca almacenadora para aumentar el área de drene, considerando además la poca movilidad del aceite pesado. En la parte inferior se cuenta con múltiples lóbulos de poca extensión donde es preferible utilizar un mayor número de perforaciones laterales. Para el pozo A se utilizó un conjunto de perforaciones laterales apiladas y opuestas; para el pozo B se emplearon entradas laterales apiladas hacia una misma dirección, lo que permite tener el contacto de un mayor número de cuerpos en la parte superior e inferior.

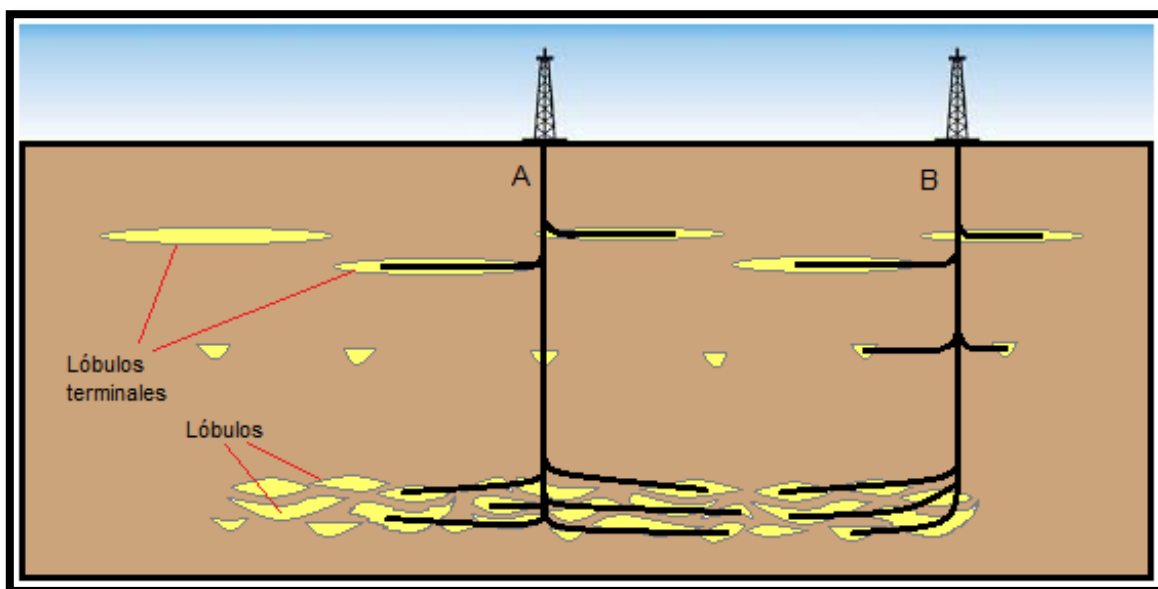


Fig. 4.12 Modelo para explotar lóbulos con perforación vertical con terminaciones de laterales apilados y opuestos.

2) Rellenos de canal y barras de desborde

En el Campo Tajín se tiene también la presencia de barras de desborde y rellenos de canal como otras geometrías dominantes de los cuerpos arenosos almacenadores. La Figura 4.13 muestra el relleno de canal que ha ocurrido en varios eventos de depositación, principalmente de arenas con estructuras secundarias laterales con rocas almacenadoras aptas para almacenar hidrocarburos; se propone un perfil de entradas multilaterales para explotar eficientemente este tipo de cuerpos arenosos.

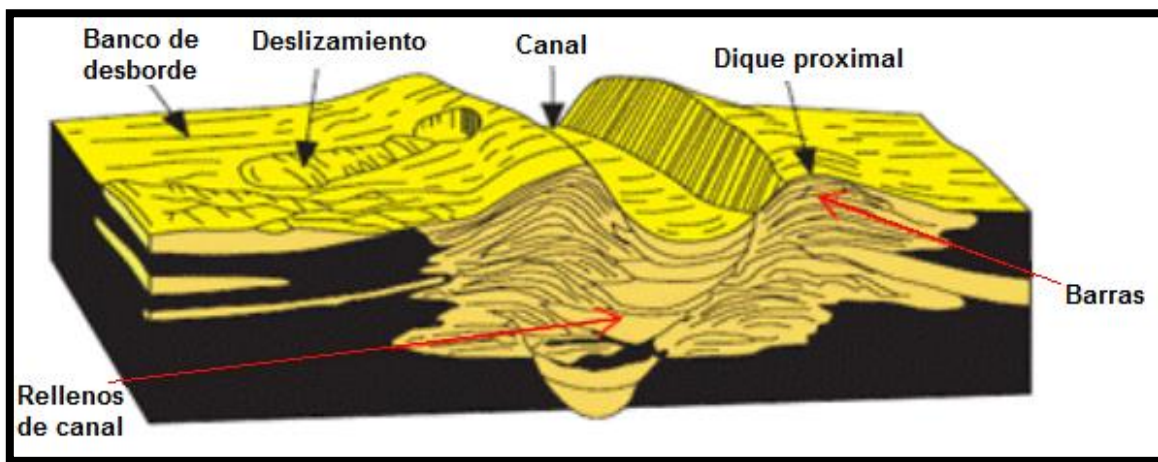


Fig. 4.13 Modelo de la geometría de rellenos de canal y barras de desborde, similares a las que se encuentran en el subsuelo del Campo Tajín (Martínez et al., 2013).

En la Figura 4.14 se propone el diseño de la geometría de perforación de dos pozos (A y B) que toman en cuenta la configuración de los cuerpos arenosos productores; ambos pozos presentan los mismos arreglos de las entradas laterales, los cuales son opuestos y apilados, sin embargo, debido al área que presentan las barras de desborde y los rellenos de canales, se pueden perforar un mayor número de entradas laterales para abarcar una mayor área de drene, así como atravesar un mayor número de cuerpos arenosos lenticulares almacenadores. También se puede utilizar un arreglo tipo espina de pez si los cuerpos se encuentran con mayor separación

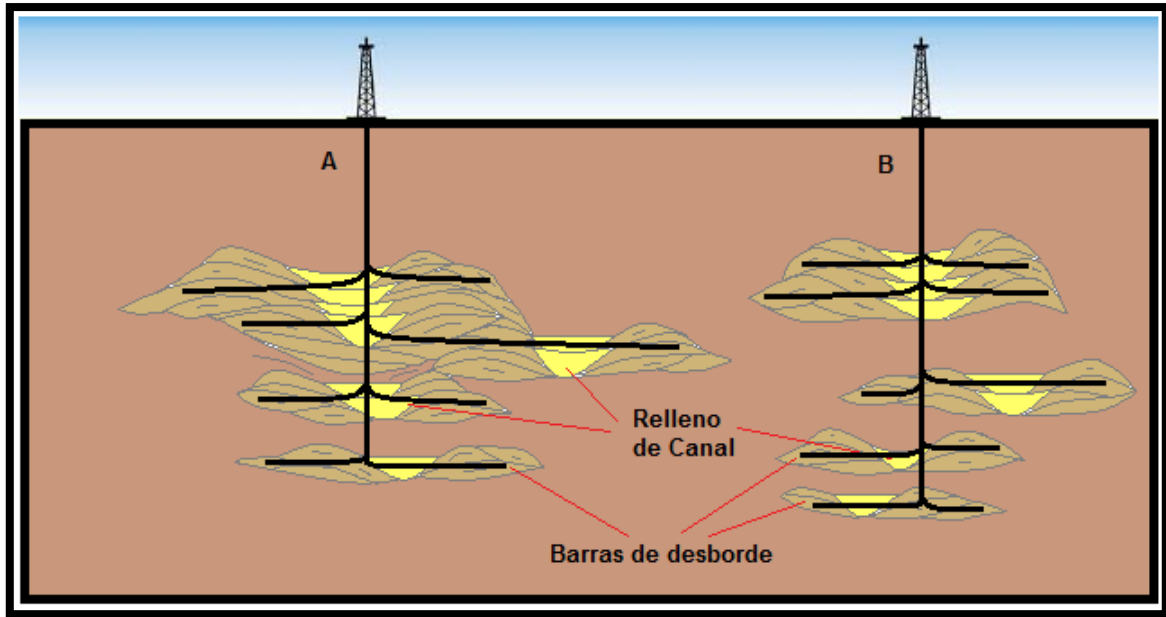


Fig. 4.14 Modelo de perforación para explotacion hidrocarburos en rellenos de canal y barras de desborde con perforaciones en arreglo de entradas laterales apiladas y opuestas.

3) Rellenos de canal

Para el caso de los rellenos de canal se propone la perforación de los pozos con el diseño mostrado en la Figura 4.15, con los pozos A y B. En el pozo A se propone que la perforación sea de tipo vertical con múltiples entradas laterales apiladas y un lateral opuesto, atravesando la mayoría de los cuerpos arenosos. Los entradas laterales apiladas tienen como objetivo alcanzar los cuerpos más lejanos al pozo y el lateral opuesto para abarcar un área mayor de drenaje en el cuerpo arenoso, aunque puede utilizarse en los demás cuerpos para facilitar el desplazamiento de los hidrocarburos por contener aceite pesado principalmente. En el pozo B se utilizó un arreglo de perforaciones laterales opuestas para alcanzar los cuerpos arenosos lejanos al pozo, para los cuerpos almacenadores más profundos es conveniente utilizar un arreglo de tramos múltiples que atraviesan todo el cuerpo con la finalidad de aumentar el área de drenaje y facilitar el desplazamiento de los hidrocarburos a una zona de menor presión.

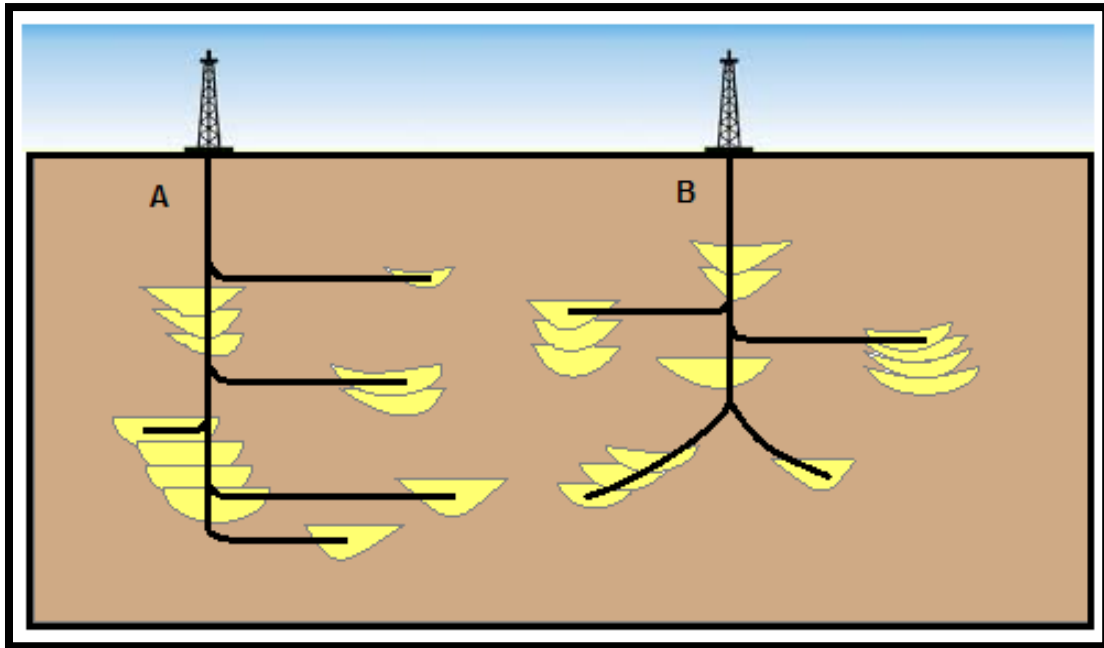


Fig. 4.15 Modelo de perforación para explotar rellenos de canal con perfil de perforaciones de laterales apiladas, con tramos múltiples y entradas de laterales opuestas.

Los arreglos antes mencionados pueden variar dependiendo de las necesidades de cada pozo y de las características de los cuerpos almacenadores como son: geometría, tipo de fluido, dimensiones, composición, (estructuras como fallas y/o fracturas), separación, entre otras.

El empleo de pozos con terminación horizontal o multilateral es un método efectivo para acelerar la producción y explotar eficientemente las reservas acumuladas en areniscas, en especial para el aceite pesado o en areniscas compactas. Para los yacimientos de baja movilidad como es el caso del Campo Tajín, los pozos laterales ofrecen ventajas similares al fracturamiento hidráulico en zonas gasíferas de baja permeabilidad permitiendo la exposición del fluido lo que incrementa su productividad.

Para la perforación de un pozo multilateral el empleo de registros o cubos sísmicos ayudan a elaborar un buen diseño mediante las combinaciones necesarias para perforar los cuerpos cercanos al pozo, ya que dependen del espesor, de la forma y de la geometría que presenten los cuerpos almacenadores y del caso particular de cada pozo, como ejemplo tenemos lo que se ilustra en la

Figura 4.16. El manejo en tiempo real durante la perforación del intervalo productor es necesario para mantener la trayectoria del pozo de la zona objetivo, ya que el posicionamiento de las entradas laterales será de acuerdo al arreglo que presente en el subsuelo el cuerpo o los cuerpos arenosos almacenadores, los que muestran alta complejidad, son dispersos y de poco espesor.

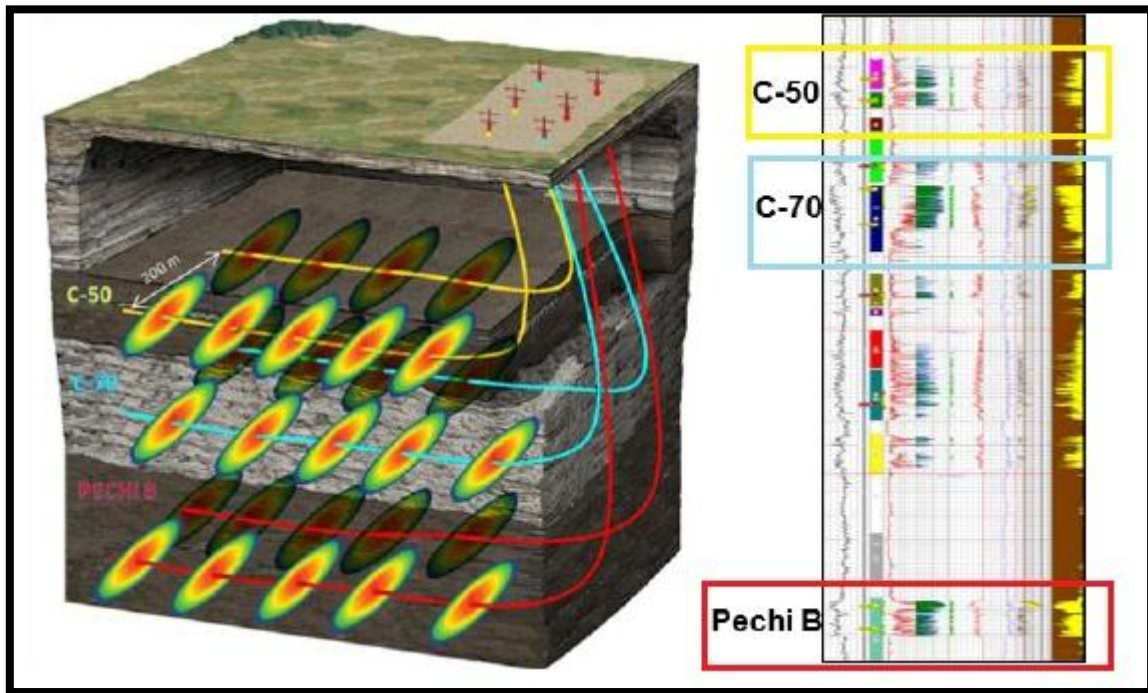


Fig. 4.16 Ejemplo de perforación multilateral utilizando un registro para localizar los horizontes arenosos almacenadores (Martínez et al., 2013).

Capítulo 5. Desarrollo de Campos

Los yacimientos petroleros del Campo Tajín tienen características complejas, por lo que es necesario aplicar un método de recuperación mejorada y/o avanzada efectivo para explotar eficientemente los depósitos turbidíticos arenosos con cantidades abundantes de arcillas y carbonatos.

El Play productor principal del Campo Tajín es la Megasecuencia Media, por ser la mejor roca almacenadora dentro del sistema petrolero; tiene las mejores características petrofísicas para contener a los hidrocarburos, aunque también a la base de la Megasecuencia Superior tiene algunos cuerpos arenosos con capacidad de contener hidrocarburos. La Megasecuencia Media está constituida por estratos tabulares, areno-limosos y limo-arcillosos que corresponden a facies distales de lóbulos de baja amplitud; subyacen a depósitos lobulares progradantes, arenosos y areno-arcillosos, interestratificados con horizontes interlobulares areno-limosos y arcillo-arenosos; con poca continuidad lateral (CNH-UNAM, 2012). Su composición de las areniscas corresponde principalmente a fragmentos líticos, que varían de un 40 a 88% (fragmentos de calizas); son litarenitas feldespáticas y felsarenitas, con una matriz arcillosa principalmente de clorita e illita y un cementante constituido por carbonato de calcio y en menor cantidad de sílice (Santillán y Aguayo, 2011); los espesores de los horizontes productores son en general delgados, menores a 50 m.

El sistema petrolero del Campo Tajín tiene un sistema de fallas laterales de componente derecha con orientación promedio de NW 55° con 90° de echado, que viene acompañada de fallas normales e inversas, con desarrollo de fracturas verticales que constituyen las principales rutas de migración (CNH-UNAM, 2012).

Las rocas almacenadoras tienen variabilidad vertical de porosidad y permeabilidad, por lo que tienden a formar trampas principalmente de tipo estratigráfico o yacimientos no convencionales (areniscas compactas), que además presentan intercalación de lutitas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que están limitando los cuerpos con mayor arenosidad; se

tiene en menor proporción desarrollo de trampas de tipo mixto debido a las fracturas en las rocas almacenadoras. Los cuerpos arenosos tienen geometrías de lóbulos, rellenos de canal, barras de desborde y lentes, siendo los rellenos de canal y los lóbulos los más atractivos para contener hidrocarburos en grandes volúmenes, al presentar mayor espesor y mayor continuidad; con espesores promedio de 32 m y como máximo se ha registrado con espesores de hasta 50 m (PEMEX, 2014). Los cuerpos arenosos se encuentran a distancias menores a los 350 m y están dispersos, por lo que el espaciamiento de los pozos no debe tener un patrón equidistante, sino estar de acuerdo a su distribución espacial. La porosidad intergranular promedio es del 12% (Anda, 2013), que corresponde principalmente a porosidad primaria aunque en algunos intervalos es secundaria debido a fracturas verticales (PEMEX, 2014); la permeabilidad promedio es de 0.075 mD (Anda, 2013) y la principal producción en el campo es de aceite calidad pesado – intermedio (de 17 a 25 °API), (PEMEX, 2014).

A partir del año 2012 en la Cuenca de Chicontepec se inició la terminación de pozos mediante multi-fracturamiento o apertura simultánea de varios intervalos productivos, obteniendo como resultado un mejoramiento en los gastos iniciales, esto ocurrió por la aplicación de nuevas tecnologías que involucraron la perforación de pozos no convencionales.

En el año 2014 el Campo Tajín contaba con 382 pozos perforados, de los cuales 230 se encontraban abiertos a producción, de los cuales 82 pozos son fluyentes y 149 contaban con algún sistema de explotación artificial (SAE), (CNH-UNAM, 2014).

En la Tabla 5.1 se presentan los factores de recuperación actual y final de aceite y gas hasta el 1 de enero de 2014.

	1P		2P		3P	
	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %
Actual	5.15	18.39	2.74	9.79	1.97	6.36
Final	11	34	12	52	18	70

Tabla 5.1 Valor en % de la recuperación actual y final de aceite y gas para el Campo Tajín (modificado de PEMEX, 2014).

El Campo Tajín tenía una producción de 5,878 bpd de aceite al 31 de diciembre de 2013, cuyo pozo con la mayor producción aportaba 258 bpd. Los rangos de presión para este campo van de los 140 a 260 Kg/cm² en las areniscas correspondientes a la Megasecuencia Media (PEMEX, 2014).

En la Tabla 5.2 se muestran diez pozos, con la mayor producción de aceite acumulada en el campo (los nombres se cambiaron considerando la confiabilidad del manejo de datos).

Pozo	Np [Mbls]
Tajín C11	737
Tajín C12	671
Tajín C13	561
Tajín C14	552
Tajín C15	542
Tajín C16	535
Tajín C17	518
Tajín C18	499
Tajín C19	479
Tajín C20	465

Tabla 5.2 Pozos con la mayor producción del Campo Tajín (modificado de PEMEX, 2014).

De la producción total de aceite reportada al 31 de diciembre de 2013, que en promedio es del orden de 3,069 bpd que corresponden a pozos fluyentes, 1,699 bpd a pozos con bombeo mecánico, 1,008 bpd a pozos con bombeo neumático y 23 bpd a pozos con bombeo hidráulico (Figura 5.1), (PEMEX, 2014).

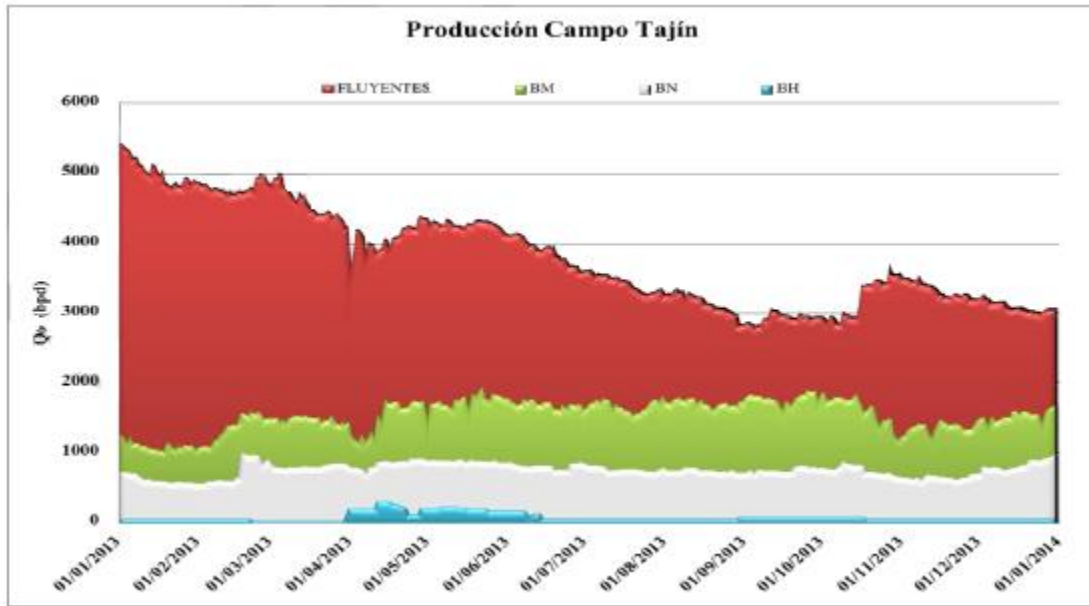


Fig. 5.1 Producción por sistema en el Campo Tajín (tomado de PEMEX, 2014).

Para el 28 de enero de 2013 se tenían 218 pozos en operación, que aportan 5,739 bpd de aceite, 17.38 mmpcd de gas y 4,789 bpd de agua, que equivalen al 45% de la producción. También se tiene registro de una producción acumulada de 45,035.483 Mbl de aceite, 89,207 mmpc de gas y 12,883.696 Mbl de agua (PEMEX, 2014). En la Figura 5.2 se muestra la distribución de los pozos en el Campo Tajín, siendo las áreas de color azul las de mayor producción acumulada, que corresponde a las zonas con menor abundancia de arcillas en la roca almacenadora y con los mayores espesores de los cuerpos arenosos, es decir, con las mejores características petrológicas para almacenar hidrocarburos dentro del Campo Tajín en la Megasecuencia Media.

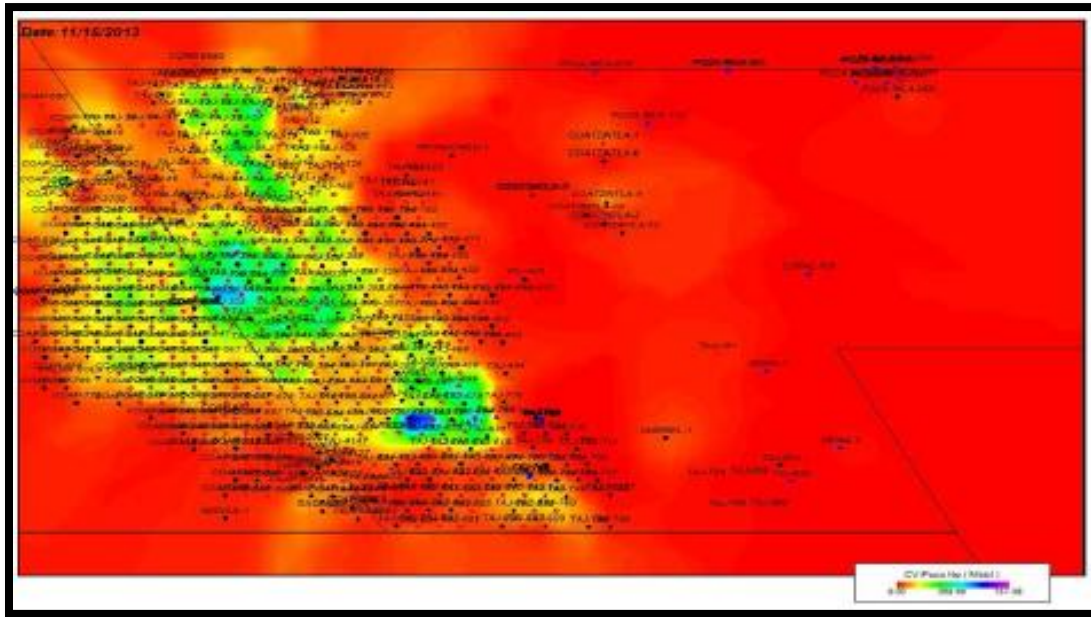


Fig. 5.2 Distribución de los pozos en el Campo Tajín mostrando las áreas con la mayor producción acumulada en las áreas de color azul (tomada de PEMEX, 2014).

La problemática que presenta actualmente el campo y que tienen que ver con la baja productividad de los pozos en cada yacimiento, está relacionado con lo siguiente:

- Baja permeabilidad
- Baja presión
- Altas contrapresiones
- Alta RGA
- Complejidad de los yacimientos
- Alta heterogeneidad vertical y lateral

Para aumentar la productividad en los yacimientos es necesario realizar fracturamiento hidráulico, considerando que la roca almacenadora contiene calcita como líticas y como matriz.

5.1 Fracturamiento Hidráulico

El proceso de fracturamiento hidráulico consiste en aplicar presión hidrostática a un segmento de una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura (Figura 5.3). Una vez producidas las fracturas, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drene de fluidos del yacimiento (PEMEX, 2008).

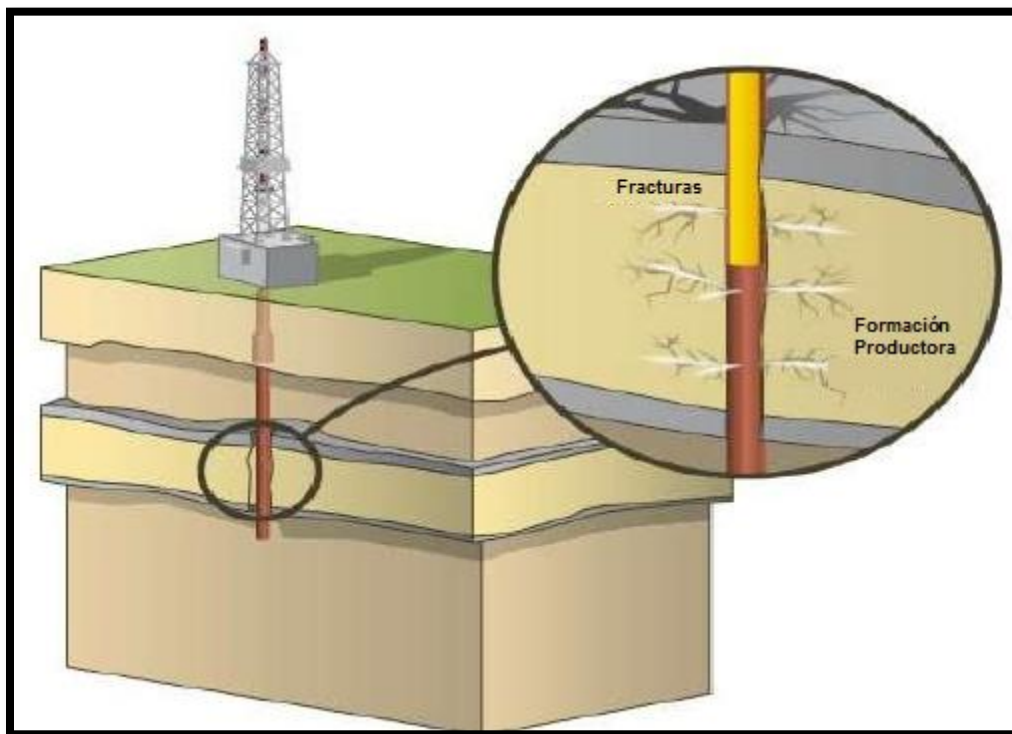


Fig. 5.3 Fracturamiento hidráulico (modificado de Schlumberger, 2015).

El efecto de incremento de drene de fluidos decrece rápidamente con el tiempo, esto se debe a que la fractura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura, los granos de arena de cuarzo u otro material resistente actúa como relleno de fracturas, evitando el cierre de la fractura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación (PEMEX, 2008).

Durante la operación, el bombeo de fluido se realiza de forma secuencial, primero se bombea un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gelatina como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén; luego, se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con apuntalante, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta (PEMEX, 2008).

En la mayoría de los pozos en el Campo Tajín, para la terminación de los pozos, se realiza un fracturamiento hidráulico que permite incrementar el área de contacto entre el yacimiento y el pozo por medio de un canal de alta conductividad en los cuerpos arenosos para provocar un incremento en la producción. En este campo se ha observado que se reduce el volumen de arcilla y disminuye la porosidad efectiva, debido a la posibilidad de que la calcita este cementando los granos de cuarzo y con ello se reduce la porosidad. También se ha observado que aumenta la saturación de hidrocarburos y por lo tanto, se reduce la saturación de agua (PEMEX, 2014).

La mayoría de los pozos terminados en el Campo Tajín inician su explotación fluyendo durante un periodo que varía entre 3 y 6 meses, posteriormente se instala un sistema artificial de producción (SAP), (Tabla 5.3). El sistema SAP más utilizado es el bombeo mecánico debido a su disponibilidad.

Sistema	Pozos	% Pozos	Qo prom. [bpd]
BM	165	45	14
FI	120	33	26
BNI	70	19	18
BH	4	1	26
FI	4	1	6
INY	3	1	0
BNI	1	-	4
CP	1	-	22

Tabla 5.3 Sistema artificial de producción de los pozos del Campo Tajín (modificada de PEMEX, 2014).

Aún utilizando diferentes tipos de tecnologías, los pozos presentan una declinación mensual, para los pozos fluyentes el promedio es de 5.03%, para los pozos con bombeo mecánico del 5.9%, para bombeo neumático del 6.47% y para los pozos con bombeo hidráulico de 12.15% (PEMEX, 2014).

La mayoría de los pozos convencionales en el Campo Tajín utilizan una tubería de revestimiento (TR) de bajo grado de acero y libraje en las etapas superficial e intermedia, debido a que el campo tiene un comportamiento de presión normal; la etapa de explotación se diseña con TR de mayor resistencia a la presión, para soportar las operaciones posteriores de fracturamiento hidráulico requeridas en el pozo (PEMEX, 2014).

En los pozos no convencionales, las TR's superficial y 1° intermedia son de bajo grado de acero, mientras que las TR's 2° intermedia y de explotación deben ser diseñadas para soportar altas presiones, ocasionadas por los trabajos de fracturamiento hidráulico múltiple utilizados para un pozo productor (PEMEX, 2014).

Las diferentes tecnologías de fracturamiento utilizadas de acuerdo a las características petrofísicas y presión de los yacimientos del Campo Tajín, se muestran a continuación en la Tabla 5.4.

Tecnología	Beneficio / Impacto
Convencional	<p>Fluido base agua con polímero en diferentes concentraciones, contiene aditivos para prevenir hinchamiento de arcillas y rompedores.</p> <p>Fluido base aceite (ACL) con polímero en diferentes concentraciones, aplica en pozos con poca energía de yacimiento para limpiarse por sí mismos y en yacimientos con contenido de arcillas susceptibles a hidratarse o hincharse.</p>
Energizada Espuma con N₂	Proporciona energía al yacimiento de baja presión para acelerar la limpieza de pozo y maximizar la recuperación del fluido fracturante.
Espuma con CO₂	Reduce la cantidad de líquido inyectado a la formación y con ello proporcionar energía al yacimiento de muy baja presión y así acelerar la limpieza del pozo como la máxima recuperación del fluido fracturante.
Híbridas	Consiste en bombear diferentes tipos de fluidos como son: SlickWater, gelatina lineal y activada, así como diferentes tipos de tamaños de apuntalantes (malla) a altos gastos de fractura para obtener una red de fracturas complejas.
HI WAY	Consiste en crear una fractura de conductividad infinita

Tabla 5.4 Tecnologías de fracturamiento para los pozos del Campo Tajín (modificada de CNH-UNAM, 2014).

Además de las tecnologías de fracturamiento hidráulico, se han utilizado técnicas de recuperación secundaria como inyección de agua, inyección de vapor e inyección de CO₂.

Inyección de Agua

Inicia como inyección de agua de deshidratación (letrina) de la producción de pozos del mismo campo y formación, con tratamiento de agua ligera, solo se desoxigena, desgrasa y se filtra. El volumen de inyección promedio diaria

estimada es de 4000 barriles por día, el acumulado es de 15 millones de barriles (PEMEX, 2014).

Con esta técnica no se han presentado pérdidas de inyektividad, no hay rastros de precipitación. Aunque no todos los pozos presentan las mismas arenas el mismo tipo de arenisca, hay mejoría, sin embargo, en algunos casos no es suficiente para que el pozo sea rentable, ya que en el pozo en el que se empleo, se ha tenido una producción de aceite de 47 b/d, de los que 20 b/d son por influencia de la inyección de agua; la producción por pozo en este concepto es de 3 barriles diarios, los cuales están lejos de ser rentables; en cuanto a la producción de gas es de 190 Mpc/d; y de agua 104 b/d (PEMEX, 2014).

Con estas pruebas se conoce que la mojabilidad de la formación es preferencial al aceite, la ventana de movilidad del aceite se ha reducido más del 70%, por lo que la eficiencia de desplazamiento E_D es pobre, así como también la eficiencia vertical E_v , y la areal E_A ; el factor de recuperación es muy bajo y los pozos tienen buena capacidad de admisión (PEMEX, 2014).

Inyección de Vapor

La principal producción del Campo Tajín corresponde a aceite de 18 °API, lo que lo sitúa en aceite pesado, por lo que la capacidad de flujo del yacimiento (kh) es limitado, el ascenso del aceite en el pozo es lento, permitiendo que el aceite se enfríe y se desgasifique, dando como resultado un incremento de uno a dos órdenes de magnitud en su viscosidad, lo que disminuye la producción. Por ello se pretende emplear en el Campo Escobal y posteriormente en el Campo Tajín, la inyección de vapor al yacimiento en forma de Huff & Puff, para reducir la viscosidad del aceite residual de aceite Sor; modificar la tensión interfacial del sistema roca-fluidos al aceite para aumentar la energía térmica en el yacimiento; disminuir la permeabilidad efectiva del aceite k_o ; e incrementar el factor de recuperación F_{Ro} (PEMEX, 2014).

El procedimiento es abrir el pozo a producción durante un mes, inyectar vapor en un lapso de 30 días, cerrar el pozo durante 20 días para la etapa de remojo,

volver a iniciar la producción, evaluar el comportamiento y la de los pozos vecinos para determinar si se utilizará nuevamente los ciclos Huff & Puff o cambiar a inyección continua de pozos (PEMEX, 2014).

De utilizarse la inyección cíclica (Huff & Puff) se extraería 1% adicional en cada etapa, por ejemplo aumentando 4% por 4 etapas, ya que actualmente el aceite pesado por producción primaria es del 1% del volumen original.

Inyección de CO₂

Se ha realizado la aplicación de inyección cíclica (Huff & Puff) de CO₂ en pozos del Campo Tajín, productores de aceite de calidad intermedia. El objetivo de la inyección de CO₂ es la de reducir la viscosidad del aceite interfacial del sistema roca-fluidos, aumentar la movilidad, aumentar la porosidad efectiva de aceite k_o y el factor de recuperación F_{Ro} , así como evaluar los principales mecanismos de desplazamiento (PEMEX, 2014).

Los gastos de inyección que se calcularon son de 50 ton/día de CO₂, durante 7, 14, 9 y 19 días, la etapa de remojo fue de 10, 14, 18 y 21 días (PEMEX, 2014). La tabla 5.5 se muestran los resultados de la inyección de CO₂ como: producción acumulada de aceite post-inyección, volumen de CO₂ inyectado, volumen de CO₂ producido, volumen de CO₂ retenido en el yacimiento, porcentaje de la producción acumulada de aceite post-inyección y la relación de eficiencia del volumen inyectado de CO₂ necesario para producir un barril de aceite.

Pozo	Np Post-Iny (stb)	CO ₂ Iny (MM scf)	CO ₂ Prod (MM scf)	CO ₂ Ret (MM scf)	FCO ₂ Np (%)	RCO ₂ /NP (scf/stb)
Tajín						
"B1"	265	18.31	4.49	3.82	10.3	672600

Tabla 5.5 Resultados de la inyección de CO₂ en un pozo del Campo Tajín (modificada de PEMEX, 2014).

Antes de la aplicación del tratamiento por inyección de CO₂, el pozo "B1" contaba con una producción de 36 b/d, sin embargo, los resultados obtenidos

después del tratamiento no fueron mejoras significativas, la producción acumulada de aceite post-inyección fue de 265 barriles de aceite y el porcentaje de la producción atribuible al tratamiento mediante de CO₂ de sólo el 10.3%, necesitando inyectar al pozo 18.31 MM scf de CO₂ para producir 265 barriles de aceite. Este método de recuperación secundaria no es el adecuado por la baja producción registrada en el pozo “B1” del Campo Tajín.

La Figura 5.4 muestra los métodos de recuperación secundaria más usados en yacimientos como los del Campo Tajín. El porcentaje refleja el total de los yacimientos que presentan este tipo de recuperación. En el caso del Campo Tajín, se ha implementado inyección de agua periférica en la zona más prolífica (con mayor y mejor continuidad vertical y horizontal) como mantenimiento de presión, lo cual ha dado buenos resultados (PEMEX, 2014).

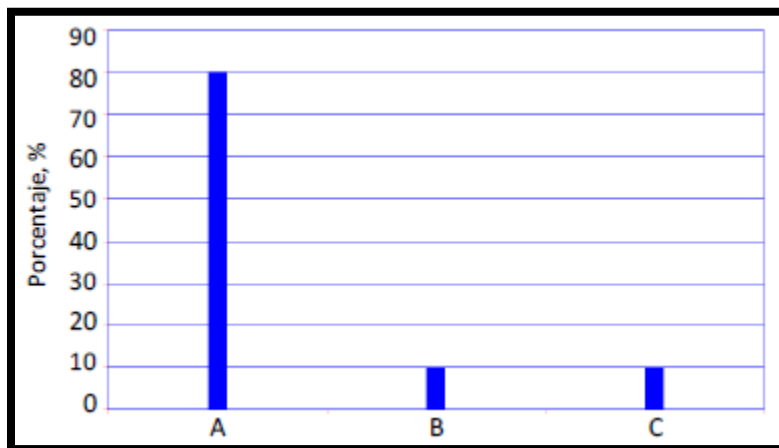


Fig. 5.4 Métodos de recuperación secundaria; donde A es inyección continua de agua, B es inyección de gas y C re-inyección de gas (tomada de CNH-UNAM, 2014).

5.2 Estimulación

En este trabajo se propone el empleo fluidos de estimulación de pozos para mejorar los factores de recuperación de los hidrocarburos de los yacimientos del Campo Tajín, para ello se requiere diseñar cuidadosamente la estimulación para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados en la formación puedan dejar residuos como las precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación.

Los fluidos que se proponen por las características petrológicas del campo, principalmente por el contenido mineralógico de más del 40% en carbonatos y más del 40% en cuarzo, permite la estimulación con fluidos ácidos, sin embargo, son las fuentes de mayor daño potencial, puede llevar daños severos y en algunas ocasiones permanentes. Los daños principalmente son por corrosión de las tuberías los cuales son transportados a la formación, posteriormente al terminar las reacciones con el ácido, los compuestos de hierro precipitan en los poros de las rocas estimuladas.

Otros problemas ocasionados por el empleo de fluidos de estimulación, es producto de los químicos utilizados, ya que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, entre otros (Herrera, 2012).

Debido a que las rocas almacenadoras del Campo Tajín corresponden a areniscas con fragmentos de calizas y otros líticos principalmente, el tratamiento propuesto es realizar estimulación matricial, el cual es un proceso de inyección de fluido (ácido o solvente) a presiones inferiores a la presión de fractura, con la finalidad de mejorar la producción o la capacidad de flujo de un pozo. Para el caso del tratamiento de las areniscas, mejora la permeabilidad natural de la formación alrededor del pozo al remover el daño de la formación, disolver el material que taponan los poros y al aumentar el tamaño de los espacios porosos.

5.3 Estimulación Matricial

Uno de los principales objetivos del diseño de un tratamiento ácido en areniscas con líticos de caliza o con cementante calcáreo es la optimización de la eliminación del daño, minimizando al mismo tiempo la formación de precipitados sólidos dañinos. Los primeros 0.9 metros de penetración de una formación son los que experimentan la mayor caída de la producción, afectando el flujo. Esta región conocida como matriz crítica, requiere un tratamiento de acidificación en la matriz para la limpieza. Un tratamiento de matriz habitualmente incluye una etapa consistente en un colchón de prelavado con un ácido como el HCl o un ácido

orgánico para disolver la mayor parte de los minerales carbonatados. Posteriormente se aplica un ácido convencional combinado con HF y HCl, o un ácido de acción retardada para controlar los materiales finos. Posteriormente se aplica un ácido sobredesplazante como el HCl diluido o cloruro de amonio para eliminar los productos de reacción del tratamiento de la región vecina al pozo (Ali et al., 2004).

5.3.1 Métodos de Acidificación

Para el tratamiento de las formaciones con contenido de carbonato de calcio, se emplean tres fluidos de acidificación, las cuales corresponden a tres etapas:

- 1) Fluido de Prelavado
- 2) Fluido de Estimulación
- 3) Fluido de Desplazamiento

Las areniscas presentes en el Campo Tajín presentan además de cuarzo, otros minerales como carbonatos, aluminosilicatos y sulfuros principalmente; como los fluidos se producen a través de la matriz de la roca, las fuerzas de arrastre pueden desplazar a algunos minerales y ocasionar la obstrucción de las gargantas de los poros.

Cuando la acidificación se efectúa correctamente, se obtiene incrementos en la producción sin que aumente la relación agua-gas, gas-aceite o agua aceite. Debido a la gran superficie que establece contacto con el ácido en un tratamiento a la matriz, el tiempo de reacción es muy corto. Por lo tanto, la formación sólo queda tratada a unas cuantas pulgadas de la pared del pozo.

Uno de los problemas por el tratamiento de acidificación a la matriz, es el desconocimiento de la presión de fracturamiento. Como la presión de fracturamiento decrece al decrecer la presión del yacimiento, frecuentemente es necesario efectuar pruebas de fracturamiento para determinar la presión de fractura de una zona o yacimiento específico (Garaicochea, 1985).

A continuación se describe la técnica de estimulación por ácido con una mezcla de ácidos específicos para el Campo Tajín, considerando el contenido mineralógico compuesto principalmente por cuarzo, carbonatos y arcillas.

5.3.2 Fluido de prelavado

Para la etapa de prelavado se utiliza ácido clorhídrico (HCl) en concentraciones del 5 al 15%. Se utilizan estas concentraciones debido a su alta corrosividad y su dificultad de control al emplearse en pozos con temperaturas mayores a los 120°C, así como los recubrimientos de cromo utilizados en las bombas de los aparejos de bombeo mecánico que se dañan fácilmente. Este ácido desplaza el agua del pozo y agua congénita de la cercanía del pozo, minimizando el contacto directo entre los iones de sodio y potasio del agua de la formación y los productos de la reacción. Con este procedimiento se elimina la posibilidad de dañar la formación por la precipitación de fluosilicatos insolubles de sodio y potasio. El ácido reacciona con el CaCO_3 y otros materiales calcáreos, reduciendo o eliminando la reacción del HF y la calcita. También la inyección de ácido clorhídrico evita el empleo de mayor cantidad de HF y previene la formación de fluoruro de calcio, que puede precipitarse de la mezcla gastada de HF-HCl.

Las mezclas de HF (ácido fluorhídrico) son precedidos por HCl (ácido clorhídrico) para evitar la precipitación de los productos de reacción ligeramente soluble e insoluble de ciertas especies químicas que reaccionan con el HF. El ácido fluorhídrico es el único ácido que permite la disolución de minerales silíceos como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo, etc. A causa del área superficial de las arcillas, el HF reacciona preferentemente con estos minerales antes que los otros, como el cuarzo (Herrera, 2012).

El volumen de prelavado dependerá del contenido del material calcáreo y del desplazamiento del agua congénita de la cercanía del pozo, considerando que el ácido llega a penetrar hasta tres pies.

Para el volumen requerido de ácido para disolver el material soluble en HCl dentro de una distancia r_x está dado por (Herrera, 2012):

$$V_{HCl} = \frac{23.5 (1 - \phi) h f X_{HCl} (r_{x^2} - r_{w^2})}{\beta}$$

Donde:

V_{HCl} : Volumen requerido (gal)

X_{HCl} : Fracción en peso del material soluble en HCl.

β : poder de disolución del ácido

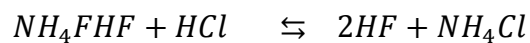
Los rangos de concentración del fluido HCl se encuentra entre el 5 y 15%, el volumen entre 50 y 100 gal/pie, dependiendo del contenido de carbonatos.

5.3.3 Fluido de estimulación

La segunda etapa consiste en la inyección de una mezcla de HF y HCl, con proporciones de 3% y 12% respectivamente. El HF reacciona con las arcillas, la arena (sílice) y el lodo de perforación o de filtrado de cemento, con lo que se logra aumentar la permeabilidad en la cercanía del pozo. El HCl no reacciona y está presente solamente para mantener el pH bajo, evitando la precipitación de productos por la reacción del HF (Garaicochea, 1985).

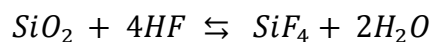
Las proporciones de la mezcla de HF y HCl pueden variar dependiendo del contenido mineralógico del pozo a estimular, considerando principalmente a los silicoaluminatos y a los carbonatos.

El concentrado puede prepararse de la dilución de soluciones concentradas de fluoruro de hidrógeno y más comúnmente de la reacción del bifluoruro de amonio con el ácido clorhídrico (Herrera, 2012):

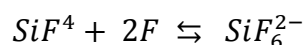


El HCl al 15% reaccionando con suficiente bifluoruro de amonio para dar un 3% de HF, deja libre un 12% de HCl. La reacción de la mezcla HF-HCl con los compuestos aluminosilicatados, se realizan independientemente del HCl; cuando se mezcla el HF se disocia parcial y lentamente, actuando como ácido débil.

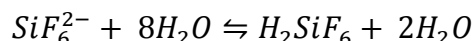
La reacción del ácido fluorhídrico con el cuarzo, es la siguiente (Herrera, 2012):



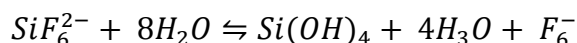
El fluoruro de silicio es un gas disuelto en el agua a presiones de pozo; la mayor parte reacciona con iones de flúor para formar aniones hexafluoruro de silicio:



Al incrementar la concentración de sílice en el agua, parte del hexafluoruro de silicio se transforma originando el ácido fluosilícico:



Otra parte se hidroliza formando al ácido monosilícico:



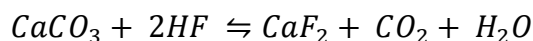
Las reacciones del HF con otros silicatos, como las arcillas o los feldespatos, tienen una mayor complejidad. En el Campo Tajín existe la presencia de aluminosilicatos como feldespatos K, caolinita, la illita, clorita y micas.

En la Tabla 5.6 se muestra la capacidad de disolución del HF en minerales silicatados:

Concentración		Volumen de roca disuelta/ Volumen de ácido reaccionado	
HF	HCl	Arcilla (Na ₄ SiO ₄)	Cuarzo (SiO ₂)
2.1	12.9	0.017	0.007
3.0	12.0	0.024	0.010
4.2	10.8	0.033	0.014
6.0	9.0	0.047	0.020

Tabla 5.6 Capacidad de disolución del HF (modificado de Herrera, 2012).

La reacción entre el ácido fluorhídrico y los carbonatos o con la salmuera de la formación, produce precipitados insolubles que se quedan obturando los espacios libres. Las reacciones insolubles son (Herrera, 2012):



El fluoruro de calcio es un precipitado de cristales finos y de baja solubilidad. Por ello no se utilizan concentraciones altas de HF. En la Tabla 5.7 se muestran las reacciones del HF con diferentes minerales y la solubilidad que presentan los productos.

Producto		Solubilidad en agua a condiciones estándar [g/100 cm ³]
Ácido ortosilícico	H ₄ SiO ₄	0.01500
Fluoruro de calcio	CaF ₂	0.00160
Fluosilicato de sodio	Na ₂ SiF ₆	0.65000
Fluoaluminato de sodio	Na ₃ AlF ₆	Ligeramente soluble
Fluosilicato de potasio	K ₂ SiF ₆	0.12000
Fluosilicato de amonio	(NH ₄) ₂ SiF ₆	18.60000
Fluosilicato de calcio	CaSiF ₆	Ligeramente soluble
Fluoruro de aluminio	AlF ₃	0.55900
Hidróxido de aluminio	Al(OH) ₃	Insoluble
Sulfuro ferroso	FeS	0.00062

Tabla 5.7 Productos de reacción del HF y su solubilidad (tomada de Herrera, 2012).

Por ello para evitar el contacto con el ácido fluorhídrico, se debe inyectar previamente un volumen de HCl que disuelva los carbonatos y desplace la salmuera de la zona en la que entrara el HF para reaccionar con los minerales silicatados de la roca (Herrera, 2012).

5.3.4 Fluido de desplazamiento

La última etapa consiste en aislar el HF que ha reaccionado de la salmuera, el que se puede usar para lavar la TP y restaurar la mojabilidad al agua de la formación, generalmente se utilizan los siguientes fluidos (Garaicochea, 1985):

- 1) Para pozos productores de aceite se inyecta un bache de aromáticos pesados o aceite de diesel.
- 2) Para pozos inyectores de agua se utiliza HCl al 15%.
- 3) Para pozos productores de gas se usa el HCl al 15% o un gas (nitrógeno o gas natural).

El volumen total de fluido usado en cada etapa, dependerá del número de etapas; esto debido a que el primer fluido bombeado entrará en la zona más permeable y menos dañada, por lo que requerirá un menor volumen de fluido de estimulación. La mayor parte del volumen total deberá utilizarse en las etapas subsecuentes, dado que serán las zonas de menor permeabilidad o menos dañadas y por tanto requerirán mayor volumen (Garaicochea, 1985).

A cada uno de estos se agregan aditivos para ayudar a remover los productos de la reacción y restaurar la mojabilidad al agua y prevenir la formación de emulsiones.

5.4 Aditivos

Todos los ácidos empleados en la estimulación requieren de los siguientes aditivos (Garaicochea, 1985):

- 1) Un inhibidor de corrosión, para reducir el ritmo de ataque sobre las tuberías.
- 2) Un aditivo para eliminar la formación de emulsiones.
- 3) Un aditivo para alterar la mojabilidad de la formación y mejorar la limpieza de los productos de la reacción.
- 4) Un reductor de fricción, para incrementar los ritmos de bombeo o inyección.
- 5) Un reductor de pérdida de filtrado.
- 6) Agentes desviadores, para obtener un tratamiento más uniforme.

- 7) Aditivos secuestrantes de hierro, para prevenir su precipitación.
- 8) Aditivos para evitar la formación de lodos asfálticos en ciertos aceites.

Los aditivos deben ser compatibles entre sí y con los fluidos de formación.

5.4.1 Inhibidores de corrosión

Un inhibidor debe proporcionar una pérdida de metal inferior a 0.02 lb/pie^2 de área, siempre y cuando la corrosión sea uniforme, aunque también se acepta de 0.05 lb/pie^2 (Garaicochea, 1985).

5.4.2 Surfactantes

Los agentes activos de superficie se usan para desemulsificar el ácido y el aceite, para reducir la tensión interfacial, para alterar la mojabilidad de la formación, para acelerar la limpieza y para prevenir la formación de lodo asfáltico.

Se utiliza un desemulsificante al acidificar una formación carbonatada, para prevenir la formación de una emulsión entre el ácido y el aceite de la formación.

Los inhibidores de precipitaciones de lodo asfáltico (constituidos por asfáltenos, parafinas, hidrocarburos de alto peso molecular, arcillas y partículas finas), se requieren para los tratamientos de formaciones que contienen aceite asfáltico (Garaicochea, 1985).

5.4.3 Solventes mutuos

Los solventes mutuos son materiales que tienen una solubilidad apreciable en el agua y el aceite, como los alcoholes, por lo que se utiliza el metanol o el propanol, en concentraciones del 5 al 20% en volumen de ácido, para reducir la tensión interfacial. El empleo de estos alcoholes acelera y mejora la limpieza de la formación, principalmente en pozos los productores de gas. El Etilén-Glicol Monobutil Éter (EGMBE), además de la solubilidad mutua, reduce la tensión interfacial entre el agua y el aceite; actúa como solvente para solubilizar aceite en el agua; como detergente para remover agentes o materiales que mojan de aceite

la formación, y mejora la acción de los surfactantes en contacto con la formación (Garaicochea, 1985).

Cabe destacar que la productividad de pozos productores de aceite en formaciones de areniscas, tratadas con HF-HCl se incrementa de cinco a seis veces sobre la obtenida con tratamientos regulares de HF-HCl, empleando 10% de EGMBE en el aceite diesel usado, después del tratamiento, para sobre desplazar el ácido (Garaicochea, 1985).

5.4.4 Reductores de fricción

Los reductores de pérdida de filtrado se componen de dos agentes (Garaicochea, 1985):

- 1) Una partícula sólida inerte que entra a la formación, punteándose cerca de la superficie de la fractura.
- 2) Un material gelatinoso que taponan los poros formados por el material sólido granular.

Los aditivos empleados comúnmente son:

- Aditivos sólidos: Harina de sílice, CaCO_3 , resinas orgánicas y polímeros orgánicos.
- Aditivos gelatinosos: Goma Guar modificada, poliacrilamida, hidroxietil celulosa (HEC), etc.

5.4.5 Agentes desviadores

Se emplean dos tipos de agentes desviadores, según su uso (Garaicochea, 1985):

- 1) Para tratamientos en la matriz: Se emplean resinas orgánicas inertes, ácidos orgánicos sólidos (ácido benzoico), mezclas de ceras y polímeros solubles en aceite, y mezclas de sólidos inertes (CaCO_3 , sal, resinas solubles en aceite) con polímeros solubles en agua (goma Guar, poliacrilamida, HEC).

2) Para fracturamiento ácido:

- Pseudo entrada limitada: bolas selladoras para desviar el flujo a otras perforaciones.
- Granulares: Para agujero abierto o para gran número de perforaciones. Las más comunes son: sal, ácidos orgánicos sólidos (ácido benzoico), resinas orgánicas inertes, ceras solubles en aceite, etc.
- Solubles en agua o en ácido

5.4.6 Agentes secuestrantes

La precipitación de hidróxido férrico debido a la acción del ácido puede preverse, utilizando ciertos agentes secuestrantes.

Los más comunes son ácidos orgánicos, siendo los más importantes los que se describen a continuación (Garaichochea, 1985):

- Ácido cítrico: Efectivo a temperaturas de 200 °F, precipita como citrato de calcio, cuando se usa sobredosificado. Agregado 175 lbs a 100 galones de HCl secuestra 5000 ppm de hierro durante dos días a una temperatura a 150 °F.
- Ácido láctico: No es efectivo a temperatura menor a 100 °F. No precipita frecuentemente el lactato de calcio.
- Ácido acético: No forma precipitados, efectivo hasta 160 °F.
- Ácido tetra acético de la etilen diamina: Efectivo hasta 200 °F sin precipitar sales de calcio, pero con un costo mayor que los demás ácidos.
- Ácido triacético nitrilo: No precipita y es efectivo hasta 200 °F.

5.4.7 Aditivos de limpieza

Cuando se prevé un problema de remoción del ácido gastado del yacimiento, se debe considerar la conveniencia de inyectar antes del ácido, surfactantes, alcoholes, aromáticos pesados, nitrógeno o CO₂ (Garaichochea, 1985).

Los aromáticos pesados ayudan a la remoción de parafinas y asfaltenos. Los aditivos a utilizarse deben de someterse a pruebas de laboratorio con los ácidos, así como en conjunto con los demás aditivos para asegurar su compatibilidad.

5.5 Fracturamiento Ácido

Consiste en inyectar ácido a la formación, a una presión suficientemente alta para fracturar la formación o abrir las fracturas existentes. La estimulación se logra cuando después del tratamiento permanece abierto un canal o serie de canales altamente permeables. Este canal se forma por la reacción del ácido sobre las paredes de la fractura solubles en ácido, con lo que se forma una fractura con alta conductividad. La longitud de la fractura creada depende de una combinación del ritmo de reacción del ácido, el ritmo de pérdida de fluido (de la fractura a la formación) y del ritmo de inyección (Garaicochea, 1985).

La longitud y amplitud serán mayores mientras sea menor la pérdida de fluido. La velocidad de reacción debe ser baja para que el ácido penetre y sea mayor la longitud de la fractura. A mayor gasto mayor será la fractura y a menor temperatura menor será la velocidad de reacción, y mayor la longitud de la fractura (Garaicochea, 1985).

Aunque esta técnica se emplea con mayor frecuencia en yacimientos carbonatados (en calizas y dolomías), el Campo Tajín presenta abundancia de carbonatos de más del 40%, los cuales se encuentran como líticos relleno los poros, como cementante o formando parte de la matriz.

5.5.1 Tratamiento

En este tratamiento se inyecta un fluido a la formación a un gasto mayor que el que puede aceptar la matriz del yacimiento. Esta inyección rápida produce un incremento de presión en las paredes del pozo, lo suficientemente grande para sobrepasar los esfuerzos de la roca a la compresión y su resistencia a la tensión; a esta presión la roca falla, formándose una fractura. La inyección continua del fluido incrementa la longitud y la amplitud de la fractura (Garaicochea, 1985).

Los problemas más frecuentes al fracturar con ácido son:

- 1) El cierre de la fractura cuando se tratan formaciones calcáreas relativamente homogéneas.
- 2) El taponamiento de la fractura cuando se liberan cantidades considerables de partículas finas, insolubles en ácido.

En el caso del Campo Tajín, se tiene una cantidad considerable de carbonatos, sin embargo, los principales componentes son silicatados, con una abundancia de más del 40% en cuarzo; por lo que el taponamiento de la fractura es probable que ocurra debido a que las Megasecuencias Media y Superior tienen abundancia de arcillas, por ello se requiere el empleo de suspensores, para reducir el asentamiento y puenteo de estas partículas en la fractura durante su limpieza después de la acidificación.

En el Campo Tajín se han reportado 137 pozos cerrados, de los cuales 64 se encuentran con posibilidades de explotación, 58 se encuentran sin posibilidades de explotación y 15 se encuentran en programa de taponamiento (PEMEX, 2014), la propuesta antes mencionada puede implementarse en estos pozos para cambiar el estado en el que se encuentran actualmente y pasar a pozos productores en el campo.

Conclusiones

- La Cuenca de Chicontepec es una cuenca foreland, originada por los esfuerzos ocasionados por la Orogenia Laramide, que propició la deformación de la Sierra Madre Oriental, formando la cuenca sedimentaria de antepaís en el frente del orógeno. La cuenca cubre un área aproximada de 11,300 km² y el Campo Tajín tiene un área de 182 km².
- Los sedimentos que rellenan la Cuenca de Chicontepec son de origen turbidítico, provenientes de la paleo-plataforma de Tuxpan al oriente, de flujos canalizados, derrumbes y deslizamientos de dirección noroeste-sureste del norte y del poniente; además de sedimentos provenientes del Macizo de Teziutlán al sur.
- En el subsuelo del Campo Tajín ocurrieron tres etapas de sedimentación turbidítica del Paleoceno – Eoceno, que dieron origen a las secuencias arcillo-arenosas denominadas Megasecuencias Inferior, Media y Superior, separadas cada una por una discordancia (discordancias A, B y C) y una discordancia basal que separa las unidades mesozoicas de los depósitos del Cenozoico.
- Las discordancias se identifican mediante la interpretación de las líneas y cubos sísmicos, por la perforación de pozos y por la información proporcionada de los registros geofísicos de pozo, lo que permite interpretar la presencia de diferentes eventos tectono-sedimentarios, en los que ocurrieron procesos de relleno sedimentario y de erosión.
- La Megasecuencia Inferior (Unidad 1) está formada por alternancias rítmicas e interdigitaciones laterales de capas delgadas a laminares de conglomerados, areniscas limo-arcillosas y lutitas limo-arenosas de origen turbidítico, que se encuentra sobre la cima de discordancia basal cubriendo a la secuencia mesozoica; su contacto superior corresponde a la discordancia A. Por su alta heterogeneidad y por su alto contenido de arcilla no constituyen buenas rocas almacenadoras.

- La Megasecuencia Media (Unidad 2) está constituida en su parte inferior por depósitos turbidíticos tabulares, areno limosos y limo-arcillosos, que se encuentran intercalados con depósitos lobulares progradantes, arenosos y areno arcillosos interestratificados con horizontes interlobulares areno-limosos y arcillo arenosos; sobreyace a la Megasecuencia Inferior, comprendida entre las discordancias A y B. Esta unidad estratigráfica es la que tiene las mejores características como rocas almacenadoras.
- La Megasecuencia Superior (Unidad 3) está constituida por estratos gruesos a masivos de sedimentos arcillo-arenosos, que sobreyace a la Megasecuencia Media, separadas discordantemente por la discordancia B; es muy heterogénea, con gran contenido de arcilla, por lo que no tiene abundantes horizontes de rocas almacenadoras.
- Los Play productores del Campo Tajín son dos Megasecuencias; principalmente la Megasecuencia Media (con un espesor promedio de 219 m); es la que tiene a las principales rocas almacenadoras, en horizontes menores a 50 m. También la parte inmediatamente superior de la discordancia B, tiene escasos horizontes arenosos, que corresponde a la Megasecuencia Superior, aunque su principal función es como la roca sello del sistema petrolero por sus facies arcillosas.
- Los cuerpos arenosos productores de las Megasecuencias tienen geometrías de lentes, lóbulos, rellenos de canal y barras de desborde; tienen un espesor promedio de 32 m y máximo de 50 m en el campo; una porosidad intergranular promedio del 12% y una permeabilidad promedio de 0.075 mD.
- Las fallas laterales, las fracturas y las discordancias son las mejores rutas de migración de los hidrocarburos; las fallas laterales presentan una orientación promedio de NW55° con 90° de echado, acompañadas de fallas inversas de segundo orden que conforman sistemas de flor positiva.
- Los componentes (líticos) de las areniscas son principalmente dos, el cuarzo que tiene una abundancia de 37% y la calcita con un 40%; en menor

proporción se encuentran arcillas, micas, feldspatos y sulfuros; las arcillas incluyen illita, caolinita y clorita.

- El contenido de arcilla y carbonatos en los cuerpos productores son los responsables de la disminución de la porosidad efectiva, ya que la calcita cementa los granos y la arcilla taponea los poros.
- La extracción de atributos de amplitud (en este caso RMS) en los cubos sísmicos permiten identificar rasgos de interés como canales y lóbulos de un sistema de abanicos submarinos, que son las principales trampas de los hidrocarburos para este campo.
- El Campo Tajín tenía hasta diciembre de 2013, 218 pozos en producción, los que aportaban 5,739 bpd de aceite, 17.38 mm pcd de gas y 4,789 de agua, y una producción acumulada de 45,035.483 Mbl de aceite, 89,207 mmpc de gas y 12,883.696 Mbl de agua.
- En el Campo Tajín se utiliza como técnica de recuperación secundaria, la inyección de agua por tener una buena capacidad de admisión en la formación, no presentar pérdidas de inyektividad y por no existir la precipitación de sólidos.
- La utilización de inyección de agua mejora los factores de recuperación de los hidrocarburos en el campo; los volúmenes de agua empleados son de 4,000 barriles por día, manteniendo aún una baja producción en los pozos tratados, por lo que no es rentable su empleo en el campo.
- Las técnicas de recuperación avanzada y mejorada utilizadas en el Campo Tajín son: la inyección de agua, CO₂, fracturamiento convencional (hidráulico), energizada de espuma de N₂, híbridas, HI WAY; siendo inefectivas para este campo, ya que la rentabilidad no se incrementa.
- De los 382 pozos perforados en el Campo Tajín, la mayoría presentan una declinación mensual, por ello 140 pozos productores emplean un tipo de SAP (Sistema Artificial de Producción), siendo el bombeo mecánico el más utilizado.
- Los pozos con terminación lateral se comportan de manera similar a los pozos con fracturamiento hidráulico, de manera que exponen a los

hidrocarburos en zonas gasíferas de baja permeabilidad, permitiendo su flujo hacia el pozo, mejorando la productividad y por lo tanto la rentabilidad.

- Los pozos multilaterales son eficaces para yacimientos con características como conificación de agua o gas, baja permeabilidad, poco espesor, yacimientos irregulares y fracturados verticalmente; siendo apto para utilizarse en el Campo Tajín, ya que tiene varias de las características indicadas en sus yacimientos.
- Los pozos horizontales tienen la ventaja de aumentar el área de drene y el área expuesta al flujo, incrementar la productividad principalmente en áreas de producción de aceite pesado, reducir el número de pozos verticales y atravesar numerosos cuerpos almacenadores.
- La estimulación ácida mejora la permeabilidad natural de la formación cuando en las areniscas abundan los líticos de caliza y el cementante calcáreo, al remover el daño y disolver el material que taponan los poros; también aumenta el tamaño de los espacios porosos.
- La estimulación matricial al utilizar una mezcla de ácidos, reacciona con los carbonatos y las arcillas, que son el principal problema de la baja permeabilidad de los cuerpos arenosos, por lo que mejora la recuperación de hidrocarburos.
- El fracturamiento ácido funciona de manera similar al fracturamiento hidráulico, pero sin formar precipitados e impidiendo el cierre de los nuevos canales por el material fino en los poros de la roca almacenadora.

Recomendaciones

- Se recomienda utilizar mapas de amplitud RMS para construir modelos de facies y localizar zonas dentro del Campo Tajín donde se encuentren los cuerpos con mayor arenosidad y menor contenido de arcillas.
- Se recomienda realizar un estudio detallado de las facies y su distribución espacial (vertical y horizontal) de las Megasecuencias Media y Superior, que son las que tienen las mejores características petrofísicas para almacenar y contener hidrocarburos dentro del Campo Tajín.
- Se recomienda que en el Campo Tajín se realice preferentemente la perforación de pozos multilaterales, ya que son la mejor opción para incrementar la producción en un 30 – 60%, en los cuerpos arenosos que presentan características como baja porosidad y permeabilidad, poco espesor, cuerpos irregulares y poca movilidad de los hidrocarburos (aceite pesado).
- Se recomienda emplear varios tipos de arreglos para los pozos multilaterales como la configuración de laterales opuestos, apilados, en geometría espina de pez, entre otros, con la finalidad de alcanzar y conectar los cuerpos almacenadores, diseño que dependerá de la distribución espacial de las areniscas almacenadoras en el subsuelo.
- El estudio detallado mediante interpretación sísmica, permitirá el correcto diseño de la trayectoria de los pozos horizontales, cortando el mayor número de fracturas y atravesando correctamente los cuerpos de las areniscas almacenadoras que tienen poco espesor.
- El empleo de inyección de vapor cíclica es una buena opción para aumentar la producción en 1% adicional por cada etapa de aplicación, donde la producción primaria ha sido del 1% del volumen original.
- Los métodos de estimulación matricial en areniscas, empleando ácido fluorhídrico en conjunto con ácido clorhídrico, son recomendables para mejorar e incrementar la recuperación de hidrocarburos en pozos con baja producción y en declive considerando la abundancia de arcillas y carbonatos que tienen las areniscas almacenadoras del Campo Tajín.

- Se recomienda emplear fracturamiento ácido para producir nuevos canales de alta conductividad, en los cuerpos almacenadores de areniscas que contienen alta abundancia en carbonatos (más del 40%), permitiendo incrementar el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo y con ello incrementar la producción.
- Se recomienda realizar un análisis de presión “pre-fracturamiento” y “pos-fracturamiento” para la correcta evaluación de las fracturas y evitar daños a la formación.
- Se recomienda emplear suspensores para reducir el asentamiento y puenteo en fractura debido a la abundancia posterior al fracturamiento ácido.
- Se debe de considerar que los aditivos durante la estimulación ácida son necesarios para evitar emulsiones y precipitados, para remover productos de la reacción ácida, para restaurar la mojabilidad del agua y para prevenir la corrosión de la tubería durante la estimulación.
- Se recomienda realizar un análisis en laboratorio de los aditivos empleados para la estimulación matricial para comprobar compatibilidad entre aditivos, ácidos y los minerales de la formación a estimular.
- Se recomienda realizar estudios que determinen cual es la concentración de la mezcla de ácidos (HF y HCl), que den mejores resultados y que permitan ocurra una correcta reacción con los minerales que constituyen los cuerpos de los yacimientos de los pozos a estimular, y por lo tanto, con la fractura se mejore la productividad.

Bibliografía

- Aguilar Herrera, J., 2013, **Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación del Campo Aragón en la Cuenca de Chicontepec**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Alemán López, A., 1980, **Migración y Acumulación de Hidrocarburos en los Sedimentos Terciarios del Chicontepec, zona Poza Rica, Veracruz**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Ali S., Frenier W., Lecerf B., Ziauddin M., Kotlar H.K., Nasr-El-Din H.A., Vikane O., 2004, **Pruebas Virtuales: La clave de un Proceso de Estimulación**: OilReview, pp. 62 – 73.
- Allen, P.A., Homewood, P., Williams, G.D., 1986, **Foreland Basins: An Introduction. Foreland Basins**, International Association of Sedimentologist, Blackwell Scientific Publications, Oxford.
- Anda Romero, J.M., 2013, **Caracterización Geológica-Petrolera del Campo Tajín en la Cuenca de Chicontepec**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Arellano Gil, J. y Yussim Guarneros, S., 2004, **Discordancias progresivas en la secuencia sedimentaria Cretácica-Cenozoica en México**, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Arellano Gil, J. y Yussim Guarneros, S., 2012, **Importancia de las Estructuras Geológicas en el Sistema Petrolero de la Cuenca de Chicontepec**, Geos, Geología del Petróleo, vol. 32, no. 1.
- Bitter Mark, R., 1993, **Sedimentation and Provenance of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of the SMO and Teziutlán Massif, East-Central Mexico and Caribbean Region**, Gulf Section SEPM, pp. 152-172.
- Busch, D.A, Govela, S.A, 1978, **Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidites, Southeastern Tampico - Misantla Basin, Mexico**, AAPG Bulletin, vol. 61, pp. 235-246.
- CNH, 2010, **Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera Revisión y Recomendaciones**, México.

- CNH, 2011, **Segunda resolución relativa a la aprobación de los reportes de evaluación y cuantificación de reservas de hidrocarburos**, México.
- CNH, 2012, **Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos**, México.
- CNH, 2012, **El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR**, México.
- CNH-UNAM, 2012, **“Apoyo técnico especializado para el modelo geológico, estructural, sedimentario y de yacimientos de los campos del paleocanal de Chicontepec denominados: Furbero, Coyotes, Humapa, Miquetla, Aragón, Palo Blanco, así como de la actualización de los modelos en función de la nueva información respecto a los campos Tajín y Agua Fría”**, México. Reporte Interno.
- CNH-UNAM, 2014, **Evaluación del Campo Tajín**, México. Reporte interno.
- De la Vega Carrasco J. B., Olvera López N. E., 2010, **Evaluación de la Productividad de un Pozo Multilateral**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Figueroa Gaspariano, N., 2013, **Relación entre las Propiedades Petrofísicas de la Roca Almacenadora en Depósitos Turbidíticos y la Producción de Hidrocarburos: Análisis del Sector Central del Campo Tajín de la Cuenca de Chicontepec**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Funk, J. E., Slatt, R. M., Pyles, D. R., 2012, **Quantification of static connectivity between deep-water channels and stratigraphically adjacent architectural elements using outcrop analogs**, AAPG Bulletin, vol. 96, no. 2, pp. 277–300.
- Garaicochea P., F., 1985, **Apuntes de Estimulación de Pozos**, México, UNAM, Facultad de Ingeniería - DICT.
- Hernández Mercado, C., 2005, **Desarrollo y Aplicación de Modelos que Incluyen los Mecanismos de Segregación Gravitacional e Imbricación**,

en Yacimientos Fracturados de Baja Permeabilidad. Caso Chicontepec, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.

- Herrera Juárez J.R., 2012, **Ácidos de Reacción Lenta y Mayor Penetración para la Estimulación Matricial Reactiva en Areniscas**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Fraija, J., Hervé O., Pulick T., Jardon M., Kaja M., Sotomayor G., Umudjoro K., Paez R., 2003, **Nuevos Aspectos de la Construcción de Pozos Multilaterales**: Oilfield Review, pp. 56 – 75.
- Jiménez Meneses G. y Sandoval Chávez D.A., 2009, **Estrategias de Explotación de Campos Petroleros con Características Similares a Chicontepec**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- López Aguirre, D., 2008, **Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Loza Espejel, R., 2014, **Características e Importancia Económico-Petrolera de las Cuencas Sedimentarias Foreland, con Ejemplos Representativos**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Martínez Estrella, F. J., Ibarra, D., Velázquez Cruz, D., 2013, **Límite Técnico de la Perforación de Pozos Horizontales en la Cuenca de Chicontepec**, AIMP-Weatherford.
- Mayol Castillo, Martha, 2005, **Caracterización Geoquímica de los Aceites de la Cuenca de Chicontepec**, Tesis de Maestría, México, IPN.
- Mercado Benitez D.R., Velandia Manosalva J.A., 2008, **Estudio de Factibilidad para la Perforación de Pozos Multilaterales en un Campo Maduro del Valle Medio del Magdalena**, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Nava Pérez, L., Alegría Luna, M.Á., 2001, **Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico-Misantla**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Nieto Serrano, J.O., 2010, **Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.

- PEMEX, 2008, **Guía de Diseño para el Fracturamiento Hidráulico**, Gerencia de Ingeniería, México.
- PEMEX, 2010, **Anexos**. Reporte Interno.
- PEMEX, 2011, **Anexo A “Relación de Instalaciones y Diagramas Típicos”**.
- PEMEX, 2012, **Anexos “Información de Pozos del Campo Tajín”**, Reporte Interno.
- PEMEX, 2014, **Campo Tajín**. Reporte interno.
- PEMEX-PEP, 2010, **Provincia Petrolera Tampico - Misantla**.
- PEMEX-PEP, 2012, **Libro de Reservas PEMEX**.
- Pérez Arias, G., 2013, **Análisis de la Producción, Porosidad, Permeabilidad y Saturación (aceite-Agua), en el Sector Norte del Campo Tajín de la Cuenca de Chicontepec**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Pérez, H.C., 1990, **Estudio Geológico y Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos del Campo Miquetla, Formación Chicontepec**.
- Quince, C., Sydney S., 1997, **Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring**, The Leading Edge.
- Rojas Barrera, I. y Rojas Barrera C., 2012, **Yacimientos Petroleros en Turbiditas con Ejemplos Representativos**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.
- Santillán Piña, N., 2009, **Paleoambientes sedimentarios en facies turbidíticas en la Cuenca de Chicontepec, centro-oriente de México**, Tesis de Maestría, México, UNAM.
- Santillán Piña, N. y Aguayo Camargo, J.E., 2011, **Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México**, Ingeniería Investigación y Tecnología, Facultad de Ingeniería, UNAM, vol. xiii, no. 3, p. 337-352.
- SENER, 2013, **Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2017**, México.
- Smithson T., 2015, **The Oil Field Glossary**, Schlumberger.

- Vázquez Morín, A., 2008, **Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec**, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.