

Relación del entrapamiento de hidrocarburos y su producción, caso de estudio: Campo Tajín

Oscar Guadalupe Piñeyro Arguelles

oscar.guadalupe.pineyro@pemex.com

Pemex

Información del artículo: recibido: octubre de 2016-aceptado: diciembre de 2016

Resumen

A partir de la compilación de la información de pozos y de la interpretación geológica y sísmica, se estableció la estratigrafía del Campo Tajín, identificando el sistema petrolero y las rocas almacenadoras con potencial económico, además de comprender el marco geológico regional y la componente estructural del campo, determinándose los diferentes tipos de entrapamiento estratigráfico – estructural, que favorecen a la acumulación de hidrocarburos en los yacimientos de areniscas de la Formación Chicontepec, lográndose establecer una relación directa con la productividad; se resaltan zonas con condiciones propicias para continuar de manera optimizada el desarrollo del campo, jerarquizando las áreas de oportunidad, disminuyendo la incertidumbre a partir de la implementación de pozos convencionales y no convencionales, que permitan maximizar la extracción de los hidrocarburos de manera eficaz y eficiente.

Este análisis permitió discernir que la productividad de los pozos depende de varios factores, como son el espesor de las areniscas (erosión), el entrapamiento, la posición estructural, las condiciones sedimentológicas y el tipo y efectividad de la terminación; así mismo se conceptualizó un modelo geológico para la Formación Chicontepec.

Palabras clave: Entrapamiento de hidrocarburos, Campo Tajín, yacimientos de areniscas, Formación Chicontepec.

Relationship between hydrocarbon entrapment and production, study case: Tajin Field

Abstract

By compiling information on wells, geologic and seismic interpretation, the stratigraphy of Tajin Field was established, identifying the petroleum system and the reservoir rocks with economic potential. In addition, the regional geologic framework and the field structural component were defined, giving as a result the knowledge of stratigraphic – structural entrapment of Chicontepec Formation reservoirs, which has a direct relationship with productivity. This enabled us to highlighting areas with better properties of hydrocarbon occurrences to continue an optimized field development. Moreover, the opportunity areas were prioritized to reduce uncertainty towards implementation of conventional and unconventional wells that allow to maximize hydrocarbon extraction efficiently and effectively.

This study helped identify that the productivity of wells depends on several factors such as reservoir thickness (erosion), entrapment, structural position, sedimentological conditions, type and effectivity of completions. In addition, a geological model was conceptualized for the Chicontepec Formation.

Keywords: Hydrocarbon entrapment, Tajin Field, sandstone deposits, Chicontepec Formation.

Introducción

El Campo Tajín ha acumulado desde el inicio de su producción en 1976 a la fecha, 81,668 MBIs de aceite, 30,302 MBIs de agua y 237 MMPC, con un total de 399 pozos (ADITEP, octubre 2015), por lo que representa un campo importante en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, (APATG).

El presente trabajo considera estudios previos, informes de pozos, descripción y análisis de muestras de canal y núcleos, así como registros geofísicos de aproximadamente 350 pozos, sismología tridimensional e interpretación geológica – geofísica.

El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG) se ubica en la porción norte de los estados de Puebla y

Veracruz, a una distancia de aproximadamente 250 km al noreste de la Ciudad de México, cubriendo un área de alrededor de 3,815 km².

El campo Tajín, **Figura 1**, se ubica en la porción centro - sur del APATG, en el estado de Veracruz, al suroeste de la Ciudad de Poza Rica de Hidalgo, comprendiendo una extensión de 181.66 Km²; colinda con otros campos productores en las areniscas de la Formación Chicontepec del APATG, al norte con el campo Corralillo, al sur con el campo Furbero y Presidente Alemán, al oeste con el campo Coapechaca, y al este con los campos Poza Rica y Presidente Miguel Alemán, del Activo de Producción Poza Rica - Altamira (APRA), productores en la Formación Tamabra.

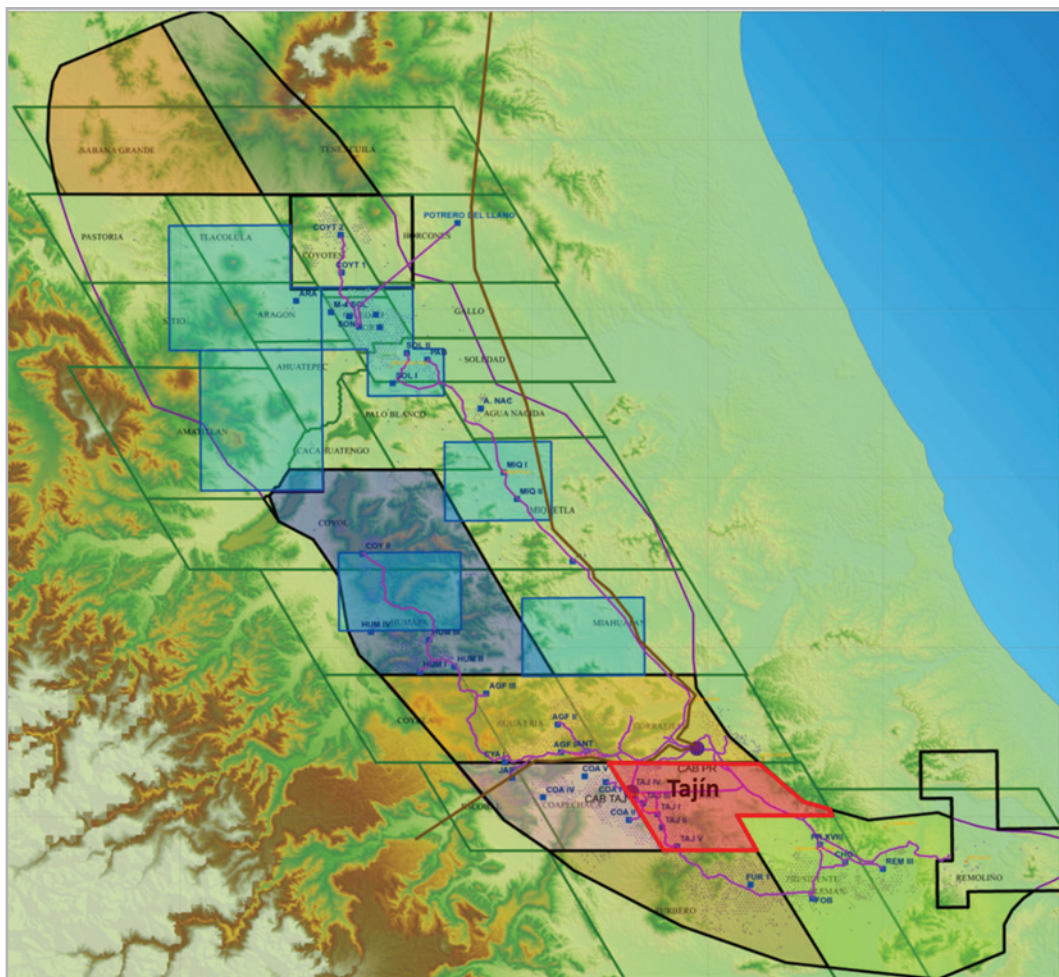


Figura 1. Ubicación geográfica del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo y del Campo Tajín.

Marco geológico, estratigrafía y sistema petrolero

Se identificó el marco geológico regional a través de la documentación de trabajos preexistentes y de la interpretación de líneas sísmicas regionales, observándose y definiéndose los eventos geológicos que pudieran condicionar en el área de estudio, por lo que se estableció que el Campo Tajín, se ubica en la porción sur de la Cuenca Tampico – Misantla, influido directamente por los

depósitos de la Antefosa de la Formación Chicontepec de edad Paleoceno – Eoceno Inferior, (objetivo principal del APATG), siendo afectados por discordancias de carácter regional, como son, la discordancia del Paleoceno Superior y discordancia del Eoceno Medio, (Pineyro, 2010), las cuales erosionan intensamente a esta formación hacia el este del campo, originando un espacio de acomodo que sería colmado por sedimentos predominantemente arcillosos y una serie de areniscas de facies de canal con distribución errática, **Figura 2**.

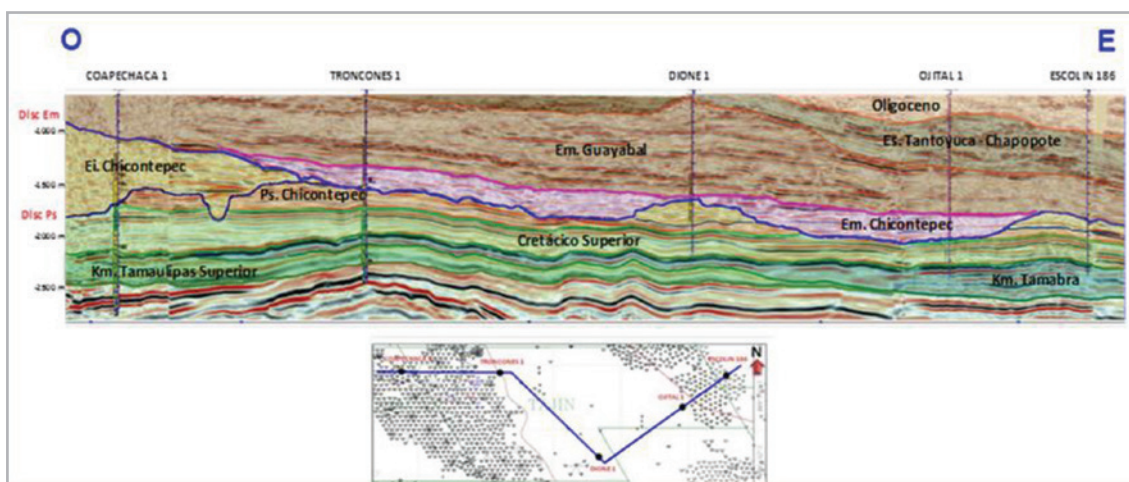


Figura 2. Marco geológico regional del Campo Tajín.

La estratigrafía del Campo Tajín, se definió a partir del apoyo de estudios previos, informes de pozos, descripción y análisis de muestras de canal y núcleos, correlación de registros geofísicos de pozos e interpretación geológica – geofísica.

En el Campo Tajín, se cuenta con una buena densidad de muestras de canal y núcleos recuperados a lo largo de la columna estratigráfica, **Figura 3**, por lo que se realizaron descripciones y correlaciones litológicas de las diferentes formaciones, implementando la información de registros geofísicos y la sismología tridimensional disponible, **Figura 4**. Determinándose que la estratigrafía en el Campo Tajín, **Figuras 5 y 6**, está constituida por un basamento de tipo metamórfico (esquistos principalmente), al cual le sobreyacen los sedimentos relacionados con la etapa del Syn – Rift, la Formación Huayacocotla del Jurásico Inferior, del Jurásico Medio, las formaciones Cahuassas, Tepexic, asociado a los altos de basamento se tiene un

conglomerado denominado “conglomerado Tajín”, seguidas de las formaciones Santiago, Taman y Pimienta del Jurásico Superior. Las formaciones Tamaulipas Inferior y Otates representan al Cretácico Inferior, mientras que el Cretácico Medio contiene a la Formación Tamabra y su cambio de facies hacia el oeste del campo con la Formación Tamaulipas Superior. Las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Mendez, conforman el Cretácico Superior, sobreyaciéndole la Formación Velazco basal del Paleoceno. La Formación Chicontepec presenta edades desde el Paleoceno hasta el Eoceno Medio, afectada por discordancias regionales, (discordancia del Paleoceno Superior y discordancia del Eoceno Medio), los cuales influyen en la distribución, generando espacios de acomodo para estos sedimentos. Las formaciones del Eoceno (Guayabal, Tantoyuca, Chapopote) y las rocas aflorantes del Oligoceno (Formación Palma Real y Coatzintla) y del Mioceno (Formación Escolín), conforman las últimas etapas de sedimentación en el Campo Tajín.

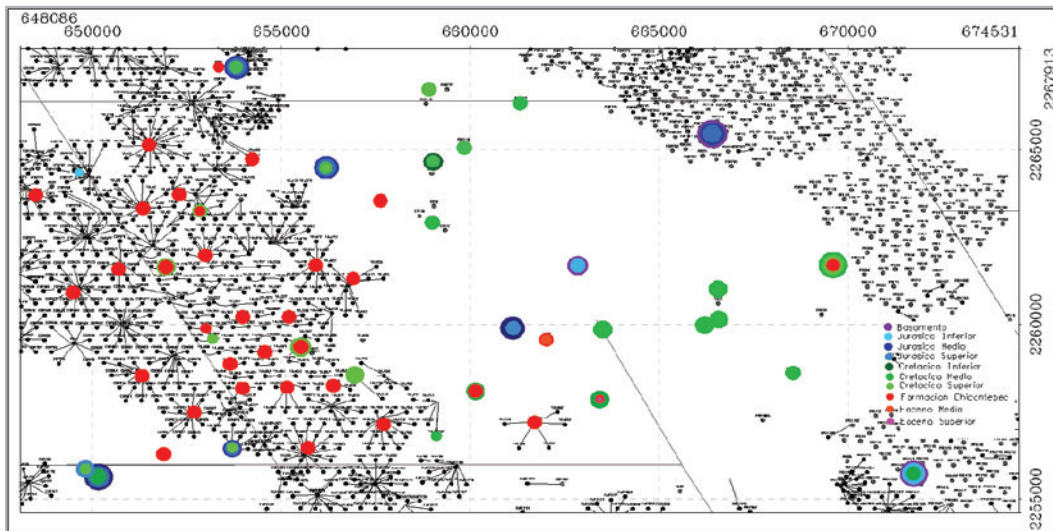


Figura 3. Mapa de distribución de núcleos en el Campo Tajín.

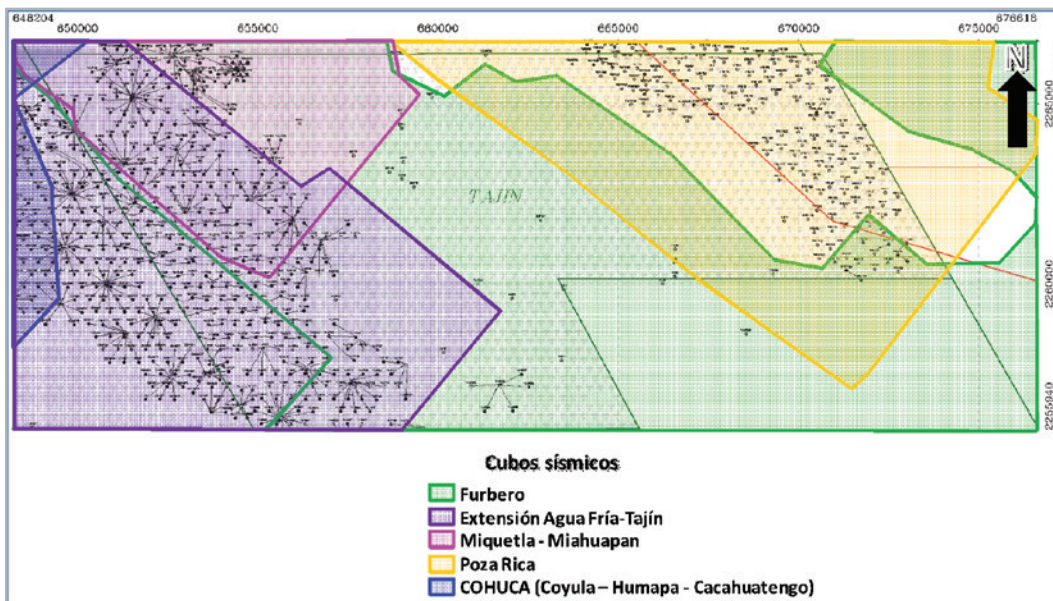


Figura 4. Cubos sísmicos disponibles en el Campo Tajín.

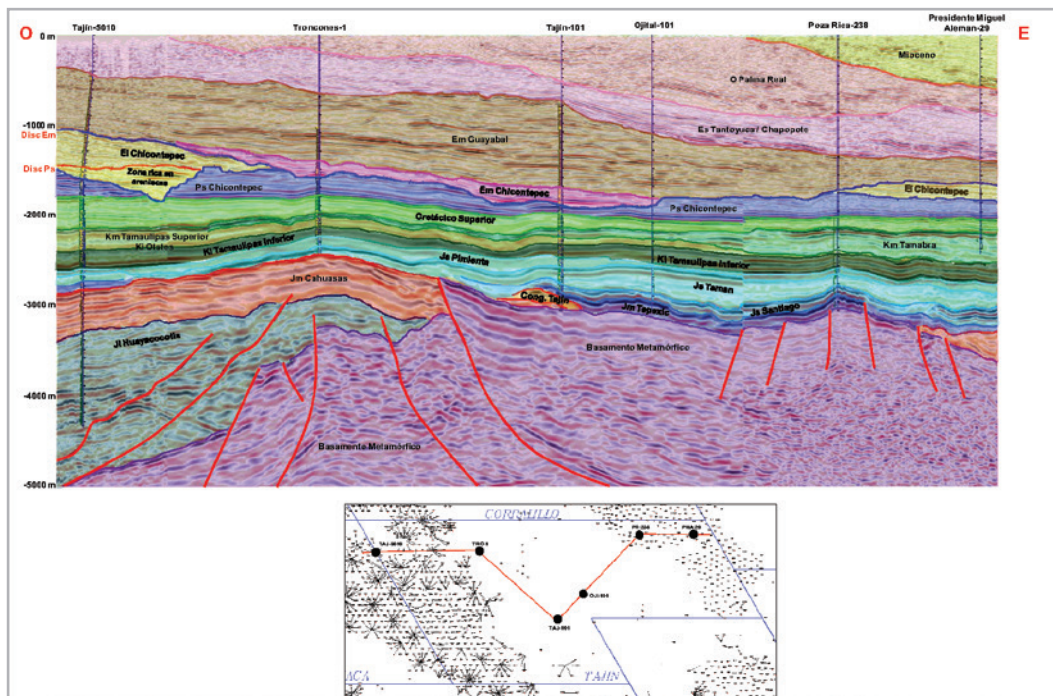


Figura 5. Sección sísmica en profundidad orientada Oeste - Este en el Campo Tajín, mostrando la estratigrafía.

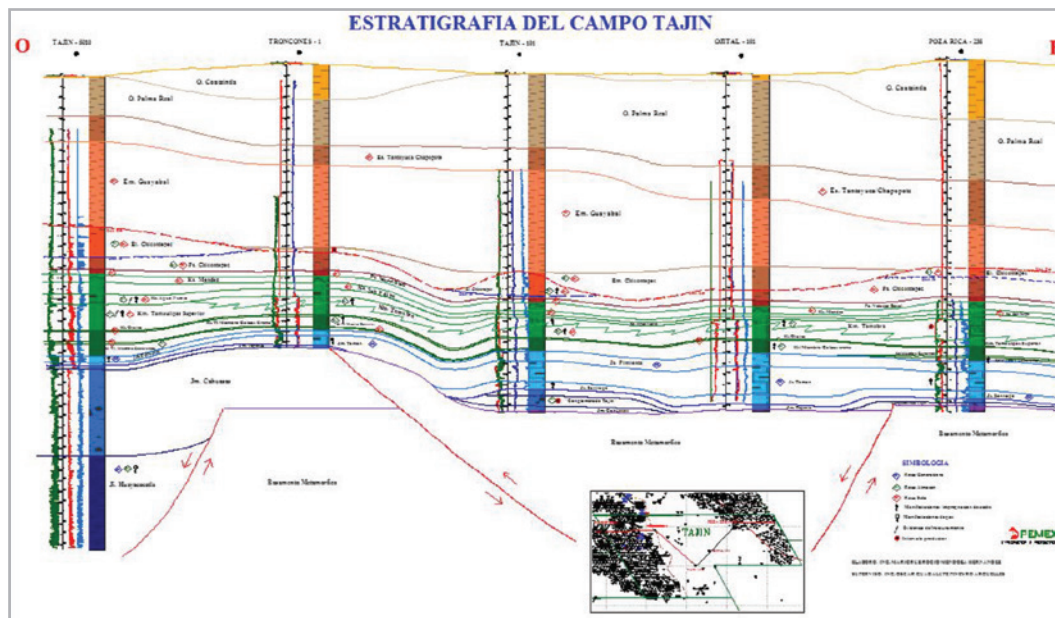


Figura 6. Correlación estratigráfica de pozos exploratorios en el Campo Tajín, en la que se identifican los elementos del sistema petrolero.

A partir del análisis estratigráfico realizado, se identificaron los elementos del sistema petrolero en el Campo Tajín, **Figura 6**. Las rocas generadoras están representadas por las formaciones del Jurásico Superior: Pimienta, Taman y Santiago, que por estudios de geoquímica en pozos cercanos, presentan una etapa de maduración y generación óptima de hidrocarburos. La Formación Huayacocotla también presenta cualidades de roca generadora, pero debido a la subsidencia y a las altas presiones a las que se ha sometido, posiblemente su fase de generación se encuentre en una etapa metagénética, (metamorfismo).

Las rocas almacenadoras se visualizaron desde el Jurásico (formaciones Huayacocotla, Tepexic y “Conglomerado Tajín”), Cretácico (Formación Tamabra y en condiciones de fracturamiento y/o diagénesis las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior y Agua Nueva) y en el Terciario (formaciones Chicontepec y Tantoyuca), resaltando las areniscas de la Formación Chicontepec, principal yacimiento del APATG, y como un objetivo adicional las brechas de carbonatos de la Formación Tamabra, que por su cercanía, podrían ser factibles de ser explotadas en forma económica. Las rocas sello están identificadas a lo largo de la columna estratigráfica.

Las rutas de migración son principalmente por las fallas y fracturas asociadas con el basamento, (Figura 5), que originan la carga de las trampas, las cuales son de tipo estratigráficas y estructurales, o en su defecto combinan ambas características (mixtas). En el trabajo presente se detallará el entrampamiento en los yacimientos de la Formación Chicontepec.

Productividad de pozos en la Formación Chicontepec, (producción acumulada y clasificadores)

El conocimiento del comportamiento de la productividad de los pozos, es de suma importancia para obtener analogías de las condiciones geológicas favorables para la acumulación comercial de hidrocarburos, e implementarlas para optimizar el desarrollo de los campos, por lo que se realizó una compilación de las producciones acumuladas de los pozos del Campo Tajín en los yacimientos de areniscas de la Formación Chicontepec, **Figura 7**, observándose hacia el este y sur del campo, un contraste en las producciones acumuladas, predominantemente bajas ($N_p >= 0 < 150$ MBIs), en relación al resto del campo, lo anterior puede ser consecuencia de varios factores como las condiciones

geológicas, la efectividad de las terminaciones, o simplemente a que el tiempo de producción no se encuentra normalizado. Para homologar criterios de la productividad de los pozos se realizó un mapa de clasificadores, **Figura 8**, considerando criterios como:

- ✓ Gasto inicial, (q_o)
- ✓ Gasto actual, (q)
- ✓ Producción acumulada, (N_p)
- ✓ Tiempo de producción de los pozos, (t)

El cual permitió agrupar en indicadores para clasificar cada pozo, siendo los señalados en color verde con valor 3, los mejores productores; y los de color rojo con valor 1, los de menor productividad; esta información resultó ser importante para identificar las áreas con mejores condiciones de acumulación económica de hidrocarburos, además de tener cierta correlación con lo mostrado en el mapa de producciones acumuladas respecto a la baja productividad en el Este y Sur del campo, por lo que la implementación de la interpretación geológica – geofísica, tratará de explicar esta situación.

Secciones estructurales

En el presente trabajo se elaboraron 14 secciones geológicas - geofísicas, con la intención de cubrir la mayor área posible del Campo Tajín, resultando siete secciones transversales y siete secciones longitudinales, **Figura 9**, que permiten efectuar la interpretación del subsuelo, obteniéndose un conocimiento inicial de las condiciones geológicas que favorecen a la acumulación de hidrocarburos y a la productividad de los pozos en los yacimientos de areniscas de la Formación Chicontepec, visualizando análogos y áreas de oportunidad para continuar el desarrollo del Campo Tajín en forma optimizada.

Es importante mencionar que en la interpretación se consideraron conceptos de trabajos precedentes, como la influencia de discordancias de carácter regional discordancia del Paleoceno Superior y discordancia del Eoceno Medio, siendo esta última, de gran impacto en el Campo Tajín, ya que hacia el Este erosiona gradualmente a la Formación Chicontepec del Eoceno Inferior, la cual contiene a las secuencias principales, ricas en areniscas productoras, **Figura 10**.

Las secciones geológicas – geofísicas, se realizaron a partir de la conversión tiempo – profundidad de la sísmica tridimensional disponible, utilizando un modelo de velocidades elaborado a nivel regional, anexando los

registros geofísicos de rayos gamma y eléctricos, así como la litología interpretada para cada pozo, incluyendo los datos de producción acumulada, y su clasificación de acuerdo a los parámetros de productividad, **Figura 11**.

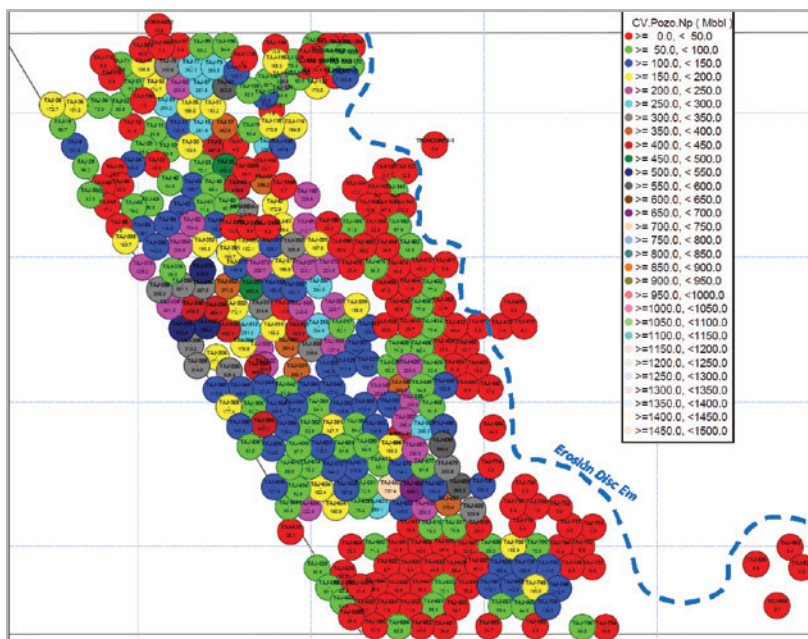


Figura 7. Mapa de burbujas de producciones acumuladas del Campo Tajín en la Formación Chicontepec.

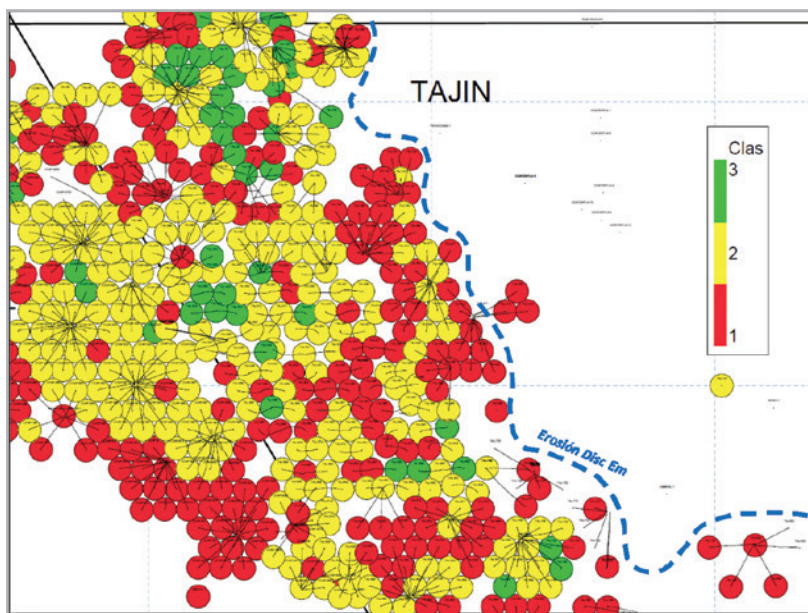


Figura 8. Mapa de clasificadores de productividad de los pozos del Campo Tajín, resultando los indicados en color verde (clase 3), los de mejor productividad y los de color rojo (clase 1), los de menor productividad.

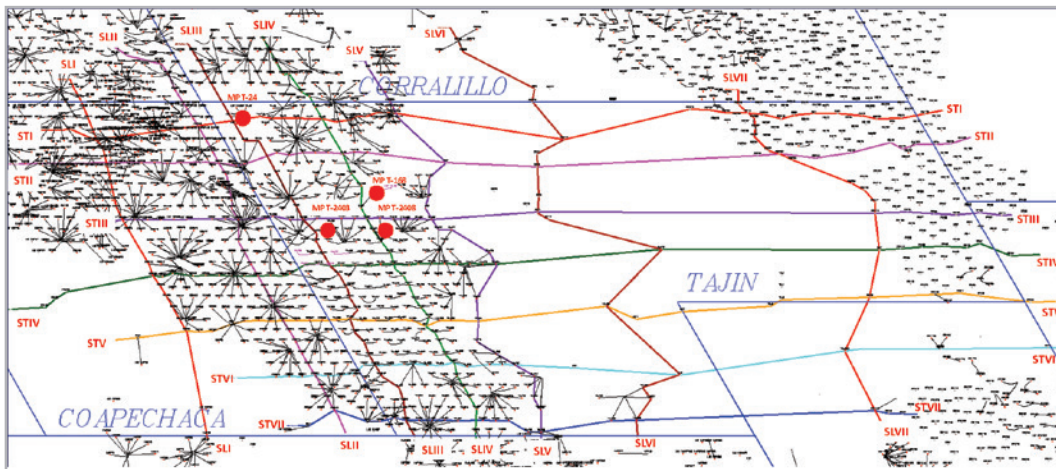


Figura 9. Mapa de distribución de las secciones en el Campo Tajín: siete transversales y siete longitudinales.

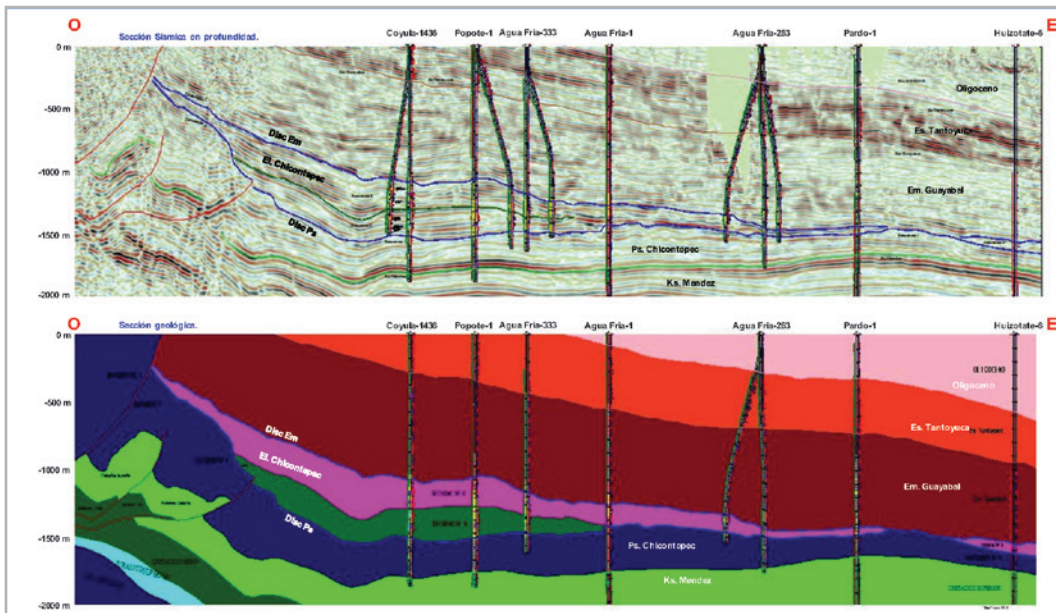


Figura 10. Sección regional, (Piñeyro, 2010), en la muestra de los rasgos geológicos principales: Hacia el Oeste el sistema de fallas inversas Brinco - Escobal; las discordancias del Paleoceno Superior y Eoceno Medio, erosionan gradualmente hacia el Este a los sedimentos de la Formación Chicontepec del Eoceno Inferior, (productores en areniscas).

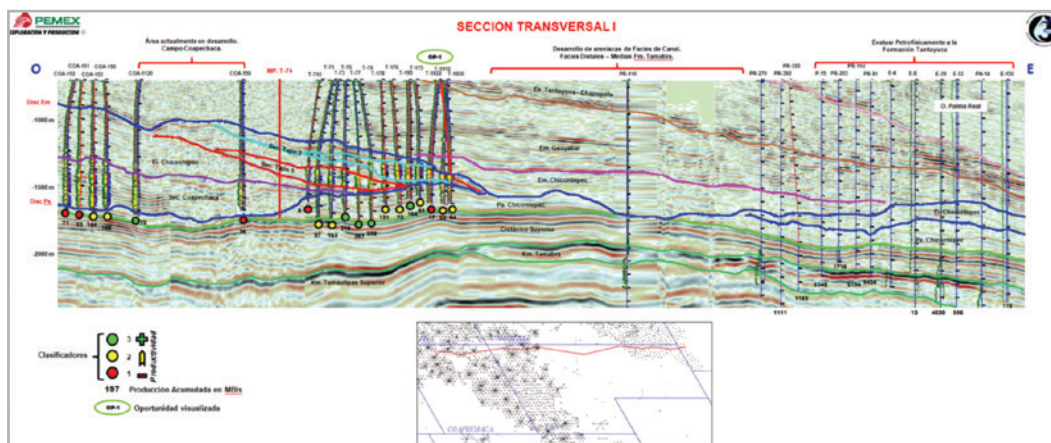


Figura 11. Sección sísmica en profundidad.

Configuraciones estructurales

Al realizarse la interpretación de las secciones sísmicas en profundidad, se identificaron en 329 pozos (incluyendo algunos de los campos vecinos Agua Fría, Coapechaca y Corralillo), equivalente aproximadamente al 70% de

los pozos del Campo Tajín, las cimas de las diferentes formaciones, las secuencias sedimentarias principales en la Formación Chicontepec y las discordancias del Paleoceno Superior y del Eoceno Medio, **Figura 12**, efectuándose las configuraciones estructurales de las discordancias del Paleoceno Superior y del Eoceno Medio, **Figura 13**.

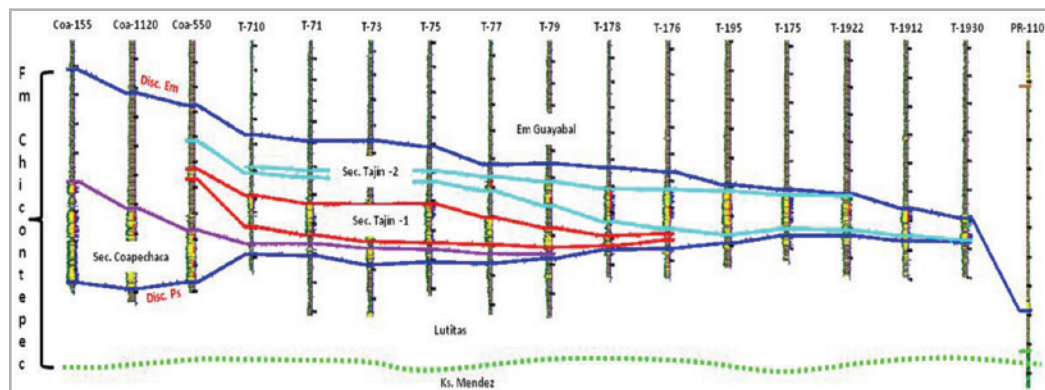


Figura 12. Correlación de pozos en el Campo Tajín, en la que se identifican las discordancias del Paleoceno Superior y del Eoceno Medio, además de las secuencias sedimentarias principales para la Formación Chicontepec.

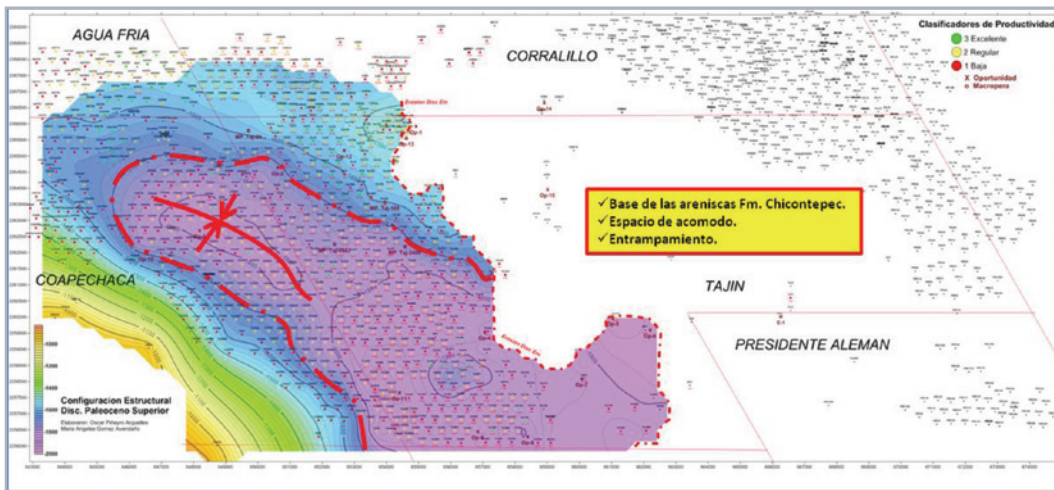


Figura 13. Configuración estructural de la discordancia del Paleoceno Superior.

Relación estructural y productividad

A partir de la interpretación geológica – geofísica efectuada, se observó la relación existente entre la productividad de los pozos y las condiciones geológicas (principalmente de tipo estratigráficas), para la acumulación comercial de hidrocarburos, por lo que fue necesario realizar un mapa de tendencias de producciones acumuladas en el Campo Tajín, ratificando lo indicado por los clasificadores de productividad y la influencia de las discordancias del Paleoceno Superior y Eoceno Medio, en la distribución y entrapamiento de las secuencias principales de la Formación Chicontepec, **Figura 14**, determinándose varias tendencias y/o límites de la productividad en función de los

espacios de acomodo (acuñamientos), y del efecto de las erosiones causadas por las discordancias en las secuencias, (truncación). Estas condiciones se pueden observar en las secciones interpretadas, donde la discordancia del Paleoceno Superior, origina un espacio de acomodo para las secuencias del Campo Coapechaca a lo largo del Oeste del Campo Tajín, observándose entrapamiento de tipo estratigráfico por acuñamiento y por variación lateral y horizontal de la porosidad y permeabilidad. Las secuencias ricas en areniscas del Campo Tajín, presentan acuñamientos hacia el Oeste y Este y truncaciones por la discordancia del Eoceno Medio hacia el Este, conformando trampas estratigráficas – estructurales, **Figura 15**.

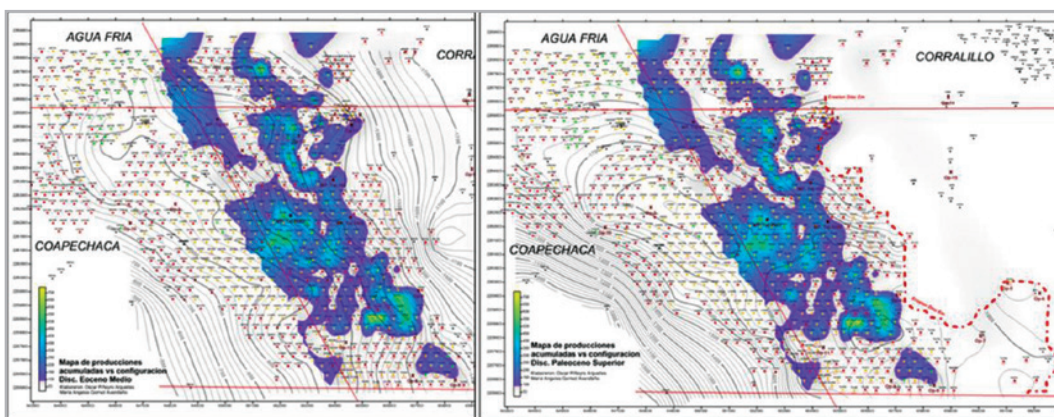


Figura 14. Mapa de producciones acumuladas en el Campo Tajín y relación con las configuraciones estructurales de las discordancias del Paleoceno Superior y Eoceno Medio.

Modelo geológico conceptualizado

A partir de la sismología y de la información de registros geofísicos, disponibles para las estructuras diferentes y trampas interpretadas en el Campo Tajín, se encontraron analogías con los afloramientos de la Formación Chicontepec, permitiéndose tener ideas precisas de la

morfología y distribución de los yacimientos, acotando la interpretación a eventos reales. Estos ejemplos se pueden observar en el acuífamiento en forma discordante de las secuencias Coapechaca, ricas en areniscas contra las lutitas del Paleoceno, que pueden conformar trampas estratigráficas, **Figuras 15 y 16**.

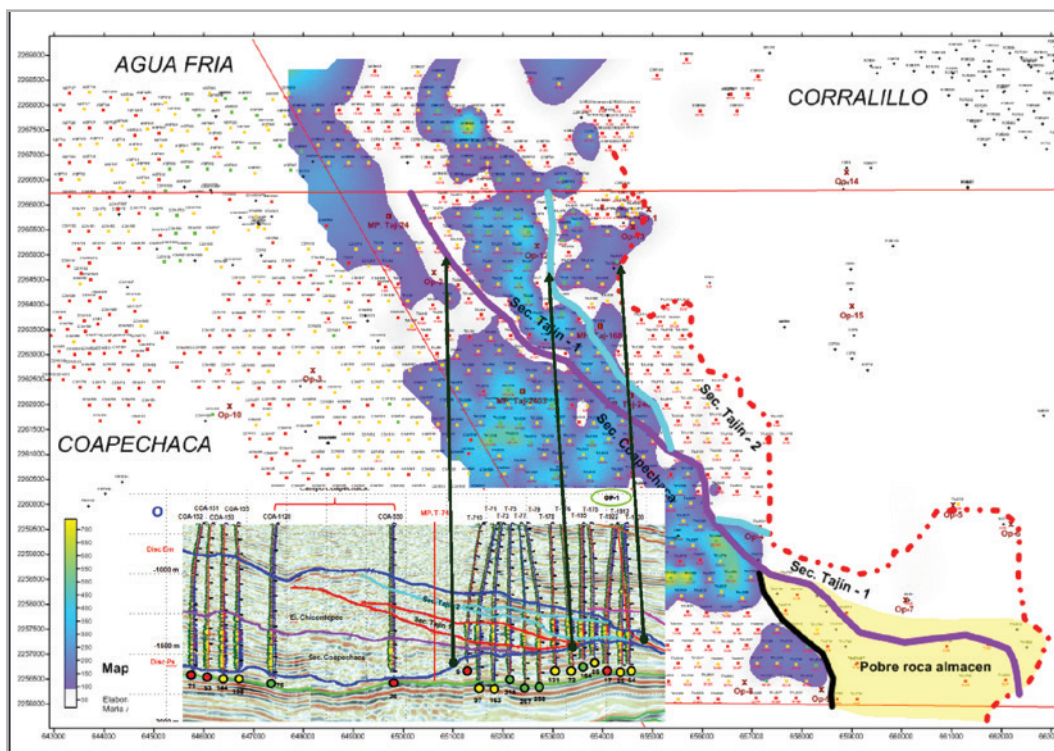


Figura 15. Mapa de las producciones acumuladas en el Campo Tajín y relación con el entrapamiento estratigráfico - estructural de las Secuencias de la Formación Chicontepec.

La intercalación de areniscas y lutitas, se observan en las secuencias Tajín que progradan hacia el este del Campo Tajín, erosionadas en forma gradual por la discordancia del Eoceno Medio, **Figuras 17 y 18**, mostrando en ambos casos, entrapamientos estructurales y estratigráficos importantes por truncación, y por cambios laterales y verticales de la porosidad y permeabilidad, **Figura 15**.

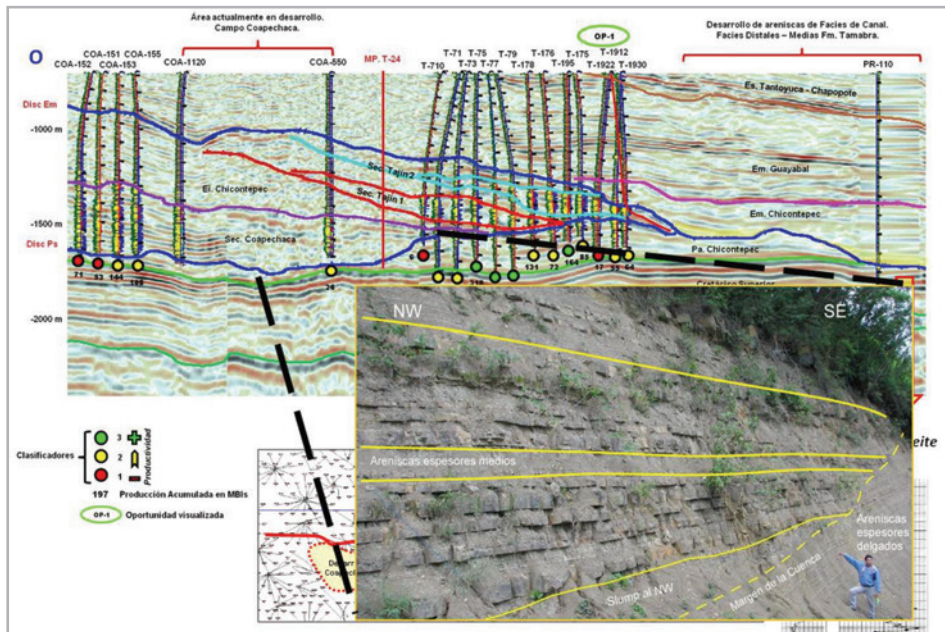


Figura 16. Analogía entre la sismología, registros geofísicos y afloramiento de la Formación Chicontepec, mostrando acuñamiento en forma discordante de las secuencias Coapechaca, ricas en areniscas contra las lutitas del Paleoceno, conformando entrapamiento estratigráfico.

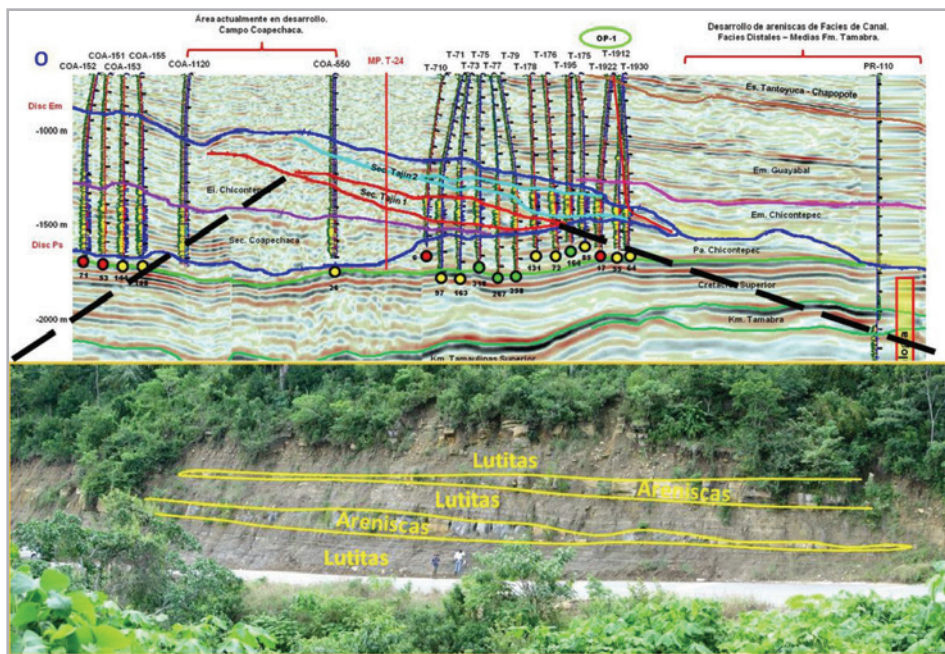


Figura 17. Analogía entre la sismología, registros geofísicos y afloramiento de la Formación Chicontepec, mostrando intercalación de secuencias ricas en areniscas y de lutitas, situación de las secuencias Tajín, conformando entrapamiento estructural - estratigráfico.

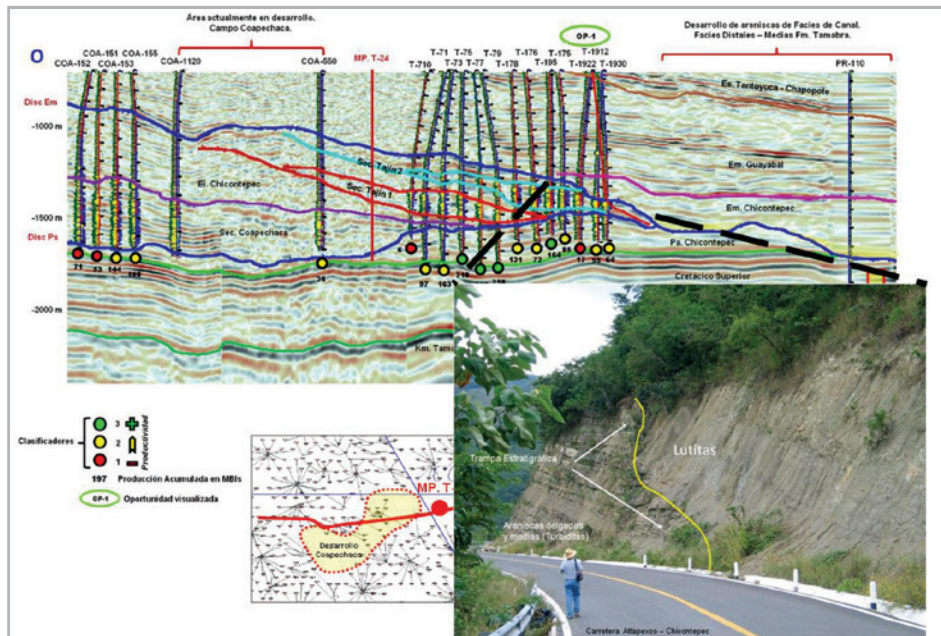


Figura 18. Analogía entre la sismología, registros geofísicos y afloramiento de la Formación Chicontepec, mostrando truncación de las secuencias Tajín por efecto de la discordancia del Eoceno Medio, conformando entrapamiento estratigráfico.

Las areniscas de facies canalizadas interpretadas en la parte central del Campo Tajín pueden contener yacimientos importantes para evaluarse con tecnologías no convencionales de perforación y terminación, al consistir en cuerpos masivos de areniscas de aproximadamente 20 m de espesor, Figura 19.

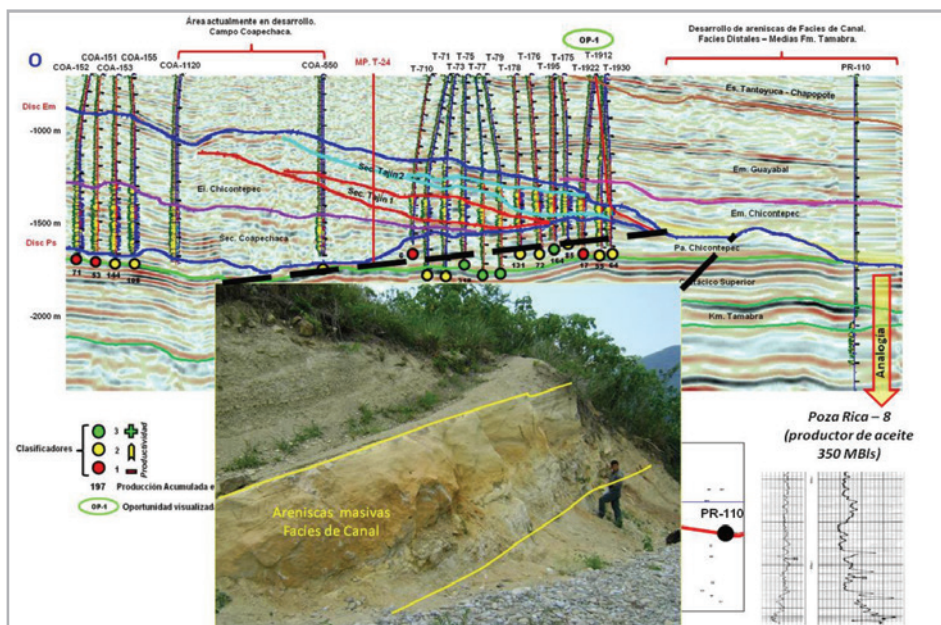


Figura 19. Analogía entre la sismología, registros geofísicos y afloramiento de la Formación Chicontepec, mostrando areniscas masivas de facies de canal relacionadas con las registradas en la parte central del Campo Tajín.

Los modelos geológicos anteriormente mostrados se han propuesto con base en analogías, por lo que adicionar a estas hipótesis, la información de núcleos y análisis sedimentológicos y estratigráficos, será de suma importancia para determinar de manera concreta el modelo geológico del Campo Tajín, por lo que en los estudios próximos se incluirá esta información para definir el modelo geológico con mayor certeza.

Viabilidad técnica - económica

A partir de la interpretación presentada en este artículo, se visualizaron 15 oportunidades en el Campo Tajín, y este del Campo Coapechaca, **Figura 20**, en trampas predominantemente de tipo estratigráfico, sin descartar la componente estructural para continuar desarrollando con perforaciones convencionales y no convencionales los yacimientos de areniscas de la Formación Chicontepec, recomendando implementar nuevas técnicas de terminación.

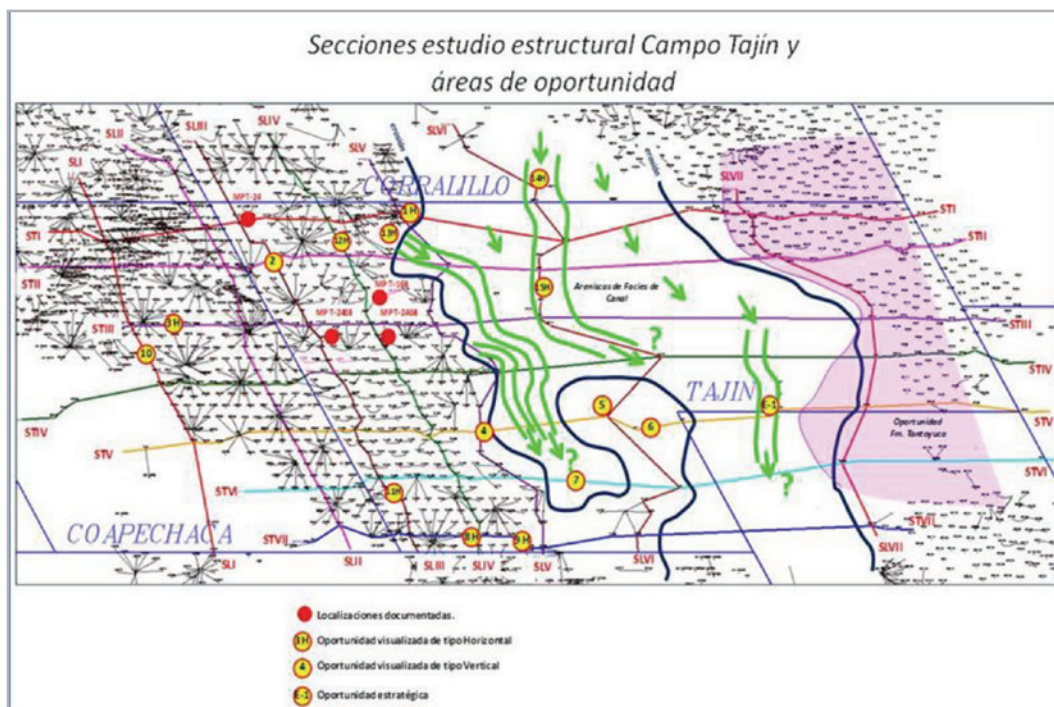


Figura 20. Mapa de oportunidades visualizadas en el Campo Tajín. Etapa I.

En el este del Campo Tajín, se determinaron áreas de oportunidad en la Formación Tantoyuca, por lo que se sugiere evaluar los registros geofísicos y si fueran atractivos los resultados obtenidos; considerar efectuar pruebas de producción para explotar esta formación.

La Formación Tamabra no presenta atractivo económico, debido a que se encuentra en situación estructural desfavorable (bajo), respecto a los campos productores Poza Rica y Presidente Miguel Alemán, para la acumulación económica de hidrocarburos; así mismo las facies que se han reconocido son de tipo medio a distal, presentando hacia el oeste del Campo Tajín, un cambio de facies a

carbonatos de mar abierto (mudstone) de la Formación Tamaulipas Superior; además las pruebas de producción en esta formación no han registrado resultados favorables.

Conclusiones

- ✓ Se determinó el Sistema Petrolero, identificándose sus elementos y principales características.
- ✓ Las discordancias del Paleoceno Superior y del Eoceno Medio son de gran influencia para la sedimentación, distribución y entrapamiento de las areniscas de la Formación Chicontepec.

- ✓ Se elaboró un mapa de clasificadores de productividad en los pozos, permitiendo identificar las áreas con las propiedades mejores para la acumulación de hidrocarburos, y al relacionarlas con las condiciones geológicas que posibilitaron esa condición.
- ✓ Se definió el tipo de entrapamiento en la Formación Chicontepec, siendo principalmente de tipo estratigráfico, sin prescindir de la componente estructural y en algunos casos, se combinan ambas situaciones, (tipo mixto).
- ✓ La Formación Tamabra no presenta condiciones estructurales y sedimentológicas atractivas para su explotación en forma económica, comprobado por las pruebas de producción efectuadas en pozos exploratorios en el Campo Tajín.
- ✓ Se observó en la porción centro – sur del Campo Tajín, un área con características pobres de roca almacén.
- ✓ Se visualizaron 15 áreas de oportunidad para continuar desarrollando con perforaciones convencionales (seis oportunidades y una estratégica) y no convencionales, (nueve oportunidades), en los yacimientos de areniscas de la Formación Chicontepec.
- ✓ Se definió la componente estructural del Campo Tajín, mostrando la relación de los eventos geológicos con la productividad.
- ✓ Se determinaron analogías geológicas para los diferentes entrapamientos de los yacimientos de la Formación Chicontepec.
- ✓ La productividad de los pozos depende de los espesores de areniscas (erosión), entrapamiento, posición estructural, condiciones sedimentológicas y tipo y efectividad de la terminación.

Recomendaciones

- ✓ Emplear atributos sísmicos para comprender la distribución de los cuerpos de areniscas.
- ✓ Valorar la productividad de las areniscas de facies de canal ubicadas en la parte central del Campo

Tajín, mediante nuevas técnicas de perforación y terminación de pozos.

- ✓ Evaluar petrofísicamente a las areniscas de la Formación Tantoyuca y de resultar atractivas, efectuar reparaciones mayores.
- ✓ Determinar el potencial de las rocas fracturadas del Cretácico y Jurásico en el Oeste del Campo Coapechaca.
- ✓ Implementar nuevas tecnologías de perforación y terminación ayudaría a maximizar la recuperación de reservas del campo.

Referencias

- Catálogo de Formaciones. Pemex Exploración y Producción.
- La Cuenca de Tampico – Misantla, Estrategia de Exploración 1993 PEMEX.
- Pemex Exploración y Producción / BP Exploration
- Expedientes de pozos, ADITEP, Pemex
- Mercier, J. y Vergely, V. 1999. Tectónica. México: Limusa-Noriega.
- Modelo depositacional de la Formación Chicontepec. 2009. GYMSA.
- Piñeyro Arguelles, O. G. y Escamilla Hernández, A. 2010. Interpretación Sísmica – Estratigráfica de los campos Coyula – Humapa – Escobal en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG). Pemex.
- Piñeyro Arguelles, O. G., Mendoza Hernández, M. R., Gómez Avendaño, M. A. et al. 2014. Análisis Estratigráfico – Estructural del Campo Corralillo. Pemex.

Semblanza del autor

Oscar Guadalupe Piñeyro Arguelles

Ingeniero en Geociencias por el Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamaulipas.

De noviembre del 2002 a septiembre del 2004, laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo, (apoyando en la interpretación y control geológico de pozos en el Activo de Producción Poza Rica – Altamira, en Diseño de Explotación, con el grupo interdisciplinario de Cerro Azul, Ver, posteriormente se integró al Grupo Chicontepec en Poza Rica, Ver.

En enero del 2005 participó como Geólogo involucrado en la documentación de localizaciones exploratorias para el Cretácico – Jurásico, en la Coordinación de Prospectos y Caracterización inicial, Campos Terrestres del Activo de Producción Poza Rica – Altamira.

Desde febrero del 2007 y hasta la fecha, se ha desempeñado en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG), como Geólogo intérprete y analista, donde actualmente colabora en el Sector Centro.

Participa en el Laboratorio de Campo Remolino, en donde elabora el Modelo Geológico. Ha participado en el Grupo de Validación Técnica para dar cumplimiento en el uso de la metodología VCDSE en los proyectos pozo de la Región Norte.

Ha tenido participación como catedrático en la carrera de Ingeniería Petrolera en la Universidad Veracruzana y en el Tecnológico de Estudios Superiores de Poza Rica, impartiendo diplomados.

Ha presentado trabajos técnicos en varios congresos y foros técnicos. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, (AMGP).