

RESERVORIOS NO CONVENCIONALES EN LATINOAMÉRICA: EL JURÁSICO SUPERIOR (FORMACIONES PIMIENTA Y TAMÁN) DE LA CUENCA DE TAMPICO MISANTLA-MEXICO

Ricardo Veiga^{1,2}, María Eugenia Aniasi¹, Raúl Gutiérrez¹ y Andrea Cote Melo¹

1: Tecpetrol S.A.

2: Facultad de Ingeniería. Universidad de Buenos Aires

Palabras clave: Pimienta, Tamán, Reservorio No Convencional.

ABSTRACT

Hydrocarbon production in Mexico started in the Tampico-Misantla basin in 1904 and up to date it has accumulated 7.3 Bboe. Within this basin, there are three intervals of source rocks in the Upper Jurassic: Santiago Formation (Oxfordian), Tamán Formation (Kimmeridgian), and Pimienta Formation (Tithonian). These intervals are responsible for charging the main conventional fields in the basin. This study focuses on the Pimienta and Tamán Formations. To carry out this task, 2D and 3D seismic data, geochemical information and well logs were available.

The zone with the best geochemical and petrophysical conditions is located at the top of the Tamán Formation and the base of the Pimienta Formation. This interval represents a maximum flooding surface in the basin and has an average thickness of 100 meters distributed over almost 45,000 km². This interval shows Total Organic Carbon (TOC) content between 1% and 3% on average. The thermal maturity of this section shows a progressive increase from an eastern immature sector, located on the Tuxpan platform, to a gas window zone, near the vicinity of the Sierra Madre Oriental, in the western sector.

The storage capacity calculated for these intervals is 300 Bo/acre*ft, obtaining an on-site concentration of 9.3 MMbo/km² for a navigation level of 40 meters average thickness. These values, added to the regional extension of the play, place the Pimienta and Tamán Formation as one of the unconventional targets of greatest interest in the region.

INTRODUCCIÓN

México cuenta con diez (10) cuencas sedimentarias de las cuales cinco (5) son productivas de hidrocarburos. El presente estudio se focaliza en la Cuenca de Tampico Misantla (Fig. 1).

La exploración no convencional en México se ha centrado en dos (2) niveles estratigráficos principales: 1) las rocas madre de edad Jurásico Tardío (Formación Pimienta, Formación Tamán y Formación Santiago y 2) los niveles del Cretácico Superior (Turoniano) correspondiente a la Formación Agua Nueva. El presente trabajo se focaliza en la caracterización de las formaciones Pimienta y Tamán (Fig. 2).



Figura 1. Ubicación de las cuencas sedimentarias de México. El presente estudio hace foco en la cuenca de Tampico Misantla.

EVOLUCIÓN DE LA CUENCA

La Cuenca de Tampico-Misantla es producto de varias fases evolutivas asociadas al desarrollo de la cuenca del Golfo de México (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014). Las etapas más importantes son:

Etapas Extensional

Se relaciona a la primera etapa de apertura del Golfo de México. Se desarrolla desde el Triásico Tardío al Jurásico Medio. Durante esta etapa se conformaron una serie de fosas, donde se acumularon potentes espesores de sedimentos rojos de origen continental, constituidos por areniscas, limolitas y conglomerados con clastos de rocas extrusivas basálticas y riolíticas (formaciones Huizachal, Huayacocotla, Cahuasa, Tepexic y/o unidades equivalentes (Figs. 2 y 3).

Etapas de Margen Pasivo

A partir del Jurásico Tardío se desarrolla un amplio margen pasivo. Durante el Oxfordiano se establecen condiciones marinas donde se depositan las lutitas orgánicas y calizas de la Formación Santiago.

La transgresión marina continúa durante el Kimmeridgiano donde se depositan sincrónicamente las lutitas ricas en materia orgánica de la Formación Tamán y los carbonatos oolíticos de la Formación San Andrés sobre zonas de altos de basamento. Este proceso de transgresión continúa hasta el Tithoniano donde casi toda la cuenca es cubierta uniformemente por lutitas ricas en

materia orgánica y carbonatos correspondientes a la Formación Pimienta, salvo la plataforma de Tuxpán y el arco de Tamaulipas (Guzmán 2022).

Durante el Cretácico temprano se desarrolló un sistema de rampas carbonáticas que cubrió casi toda la cuenca, compuestas por *mudstones*, *chalk* y limos que conforman la Formación Tamaulipas. Sincrónicamente y en las zonas de altos de basamento, se depositaron carbonatos de alta energía y crecimientos arrecifales que forman parte de la Formación El Abra y la Formación Tamabra (Guzmán 2022). Estas dos unidades representan los reservorios convencionales de mayor importancia en la cuenca (Figs. 2 y 3).

Durante el Turoniano se restablecieron condiciones anóxicas que permitieron la depositación de calizas y lutitas con alto contenido de materia orgánica pertenecientes a la Formación Agua Nueva. Finalmente, durante el Campaniano - Maastrichtiano se depositaron carbonatos de tipo mudstones que integran las formaciones Méndez y San Felipe (Fig. 2).

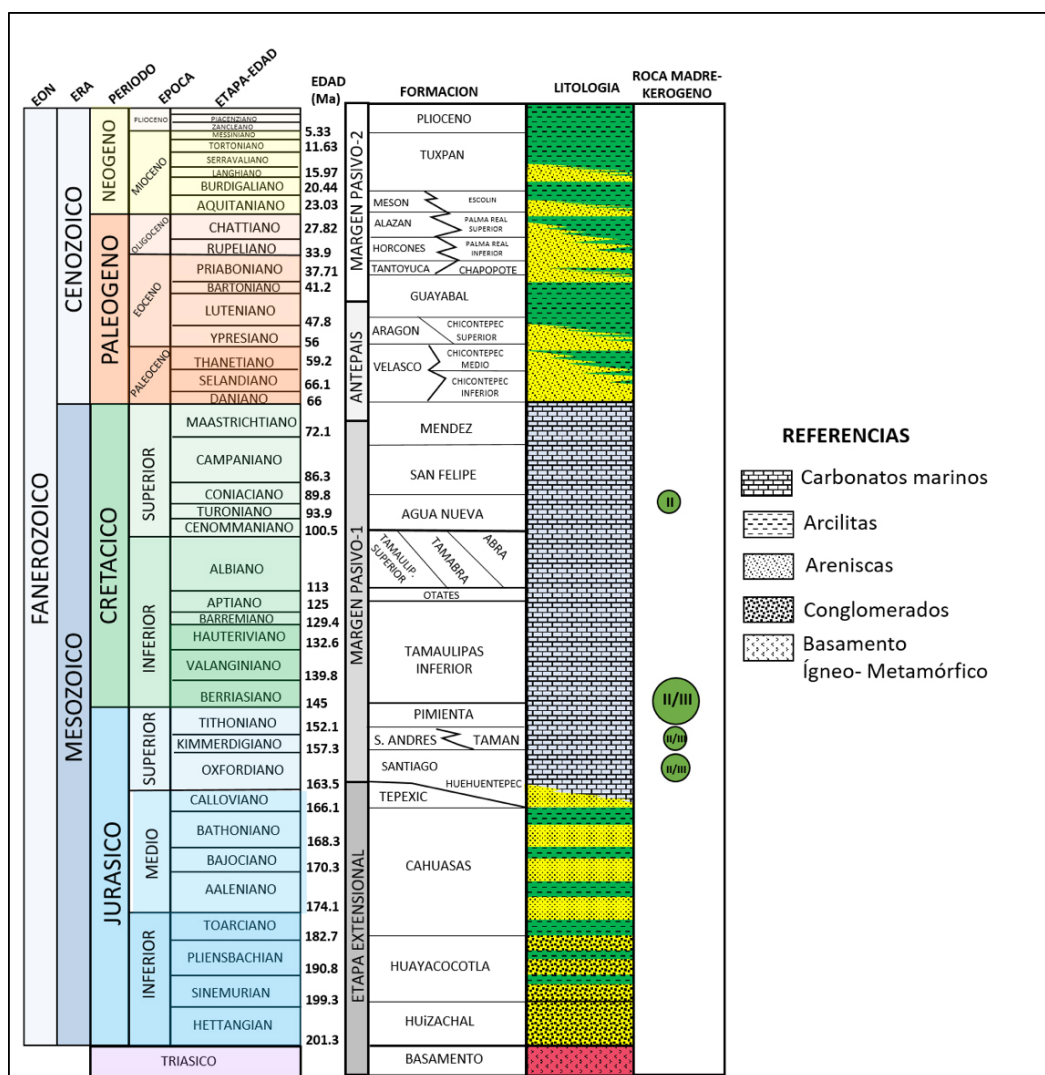


Figura 2. Columna geológica esquemática de la Cuenca de Tampico Misantla.

Etapa Orogénica Larámide

En el Cretácico Tardío la sedimentación del margen pasivo concluyó por el inicio de los efectos de la Orogenia Larámide que dio origen a la Sierra Madre Oriental (Fig. 3). Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas, mientras que la carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de antepaís o antifosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno. Durante este período se depositaron grandes volúmenes de sedimentos arcillo-arenosos en un sistema turbidítico y flujos de fondo (Formaciones Velasco, Aragón y Chicontepec Inferior, Medio y Superior).

Etapa de Nuevo Margen Pasivo

En el Eoceno, la deformación producto de la Orogenia Larámide había cesado y la ante-fosa asociada a la Sierra Madre Oriental fue colmatada. Esta carga sedimentaria produjo un basculamiento de la Cuenca hacia el Este generando un nuevo margen pasivo hacia el Golfo de México. Durante esta etapa se depositaron las Formaciones; Guayabal, Tantoyuca, Horcones, Mesón, Tuxpán, Palma Real y términos equivalentes (Fig. 3).

IDENTIFICACIÓN DE LA SECCIÓN DE INTERÉS EN SUBSUELO

La sección analizada conforma un paquete de reflectores plano paralelos, continuos, de alta amplitud y baja frecuencia, que se extienden por casi toda la cuenca indicando un evento de inundación regional. Este paquete sísmico muestra un engrosamiento hacia las cubetas desarrolladas durante la etapa de apertura inicial de la cuenca y adelgazándose hacia la Plataforma de Tuxpán (Este). Hacia el Oeste, este intervalo sísmico se encuentran afectado por el plegamiento de la Sierra Madre (Fig. 4).

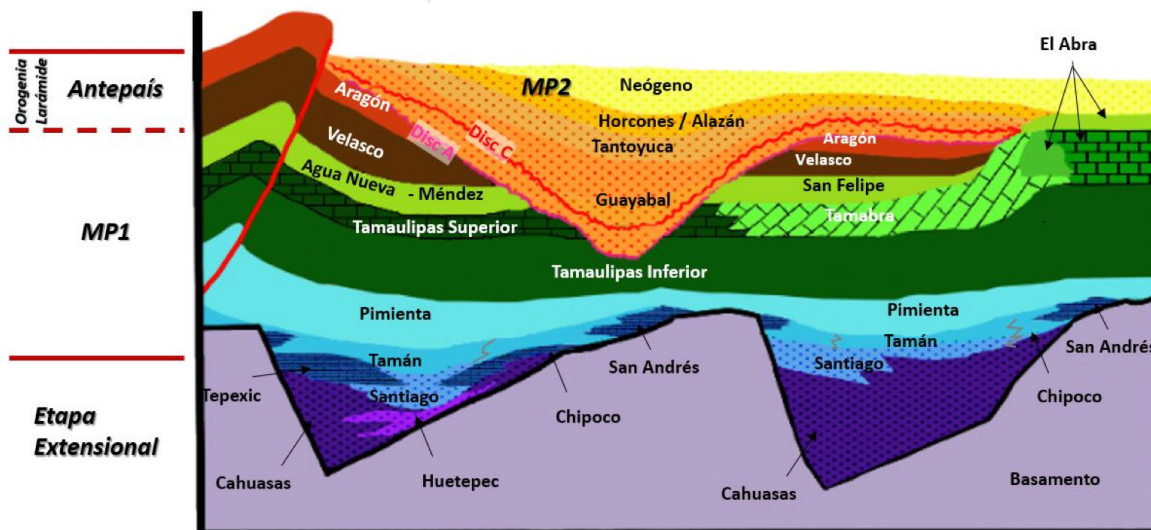


Figura 3. Etapas evolutivas en la cuenca de Tampico Misantla y geometría del relleno sedimentario.

En los registros de pozo, esta sección se caracteriza por presentar un aumento de valores API en el perfil de rayos *gamma* (GR), un aumento en el contenido de Uranio (U), un aumento en el tiempo de tránsito sónico (DT), una disminución en la densidad (RHOB) y una caída en la impedancia acústica (Zp). Estas características permiten correlacionar la sección de interés a lo largo de toda la cuenca (Fig. 5).

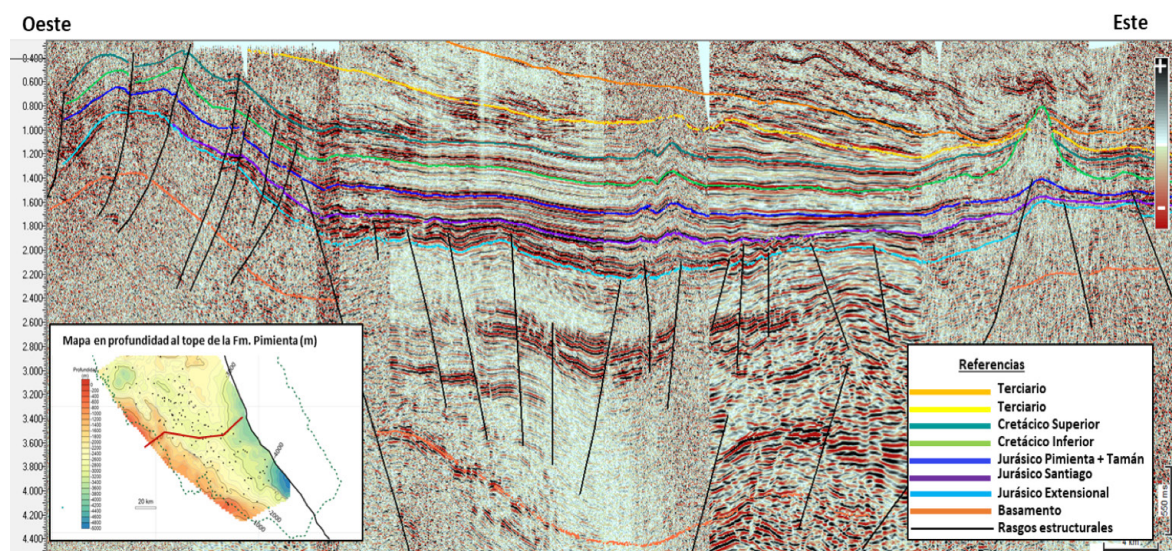


Figura 4. Línea sísmica regional Oeste-Este en la cuenca de Tampico Misantla.

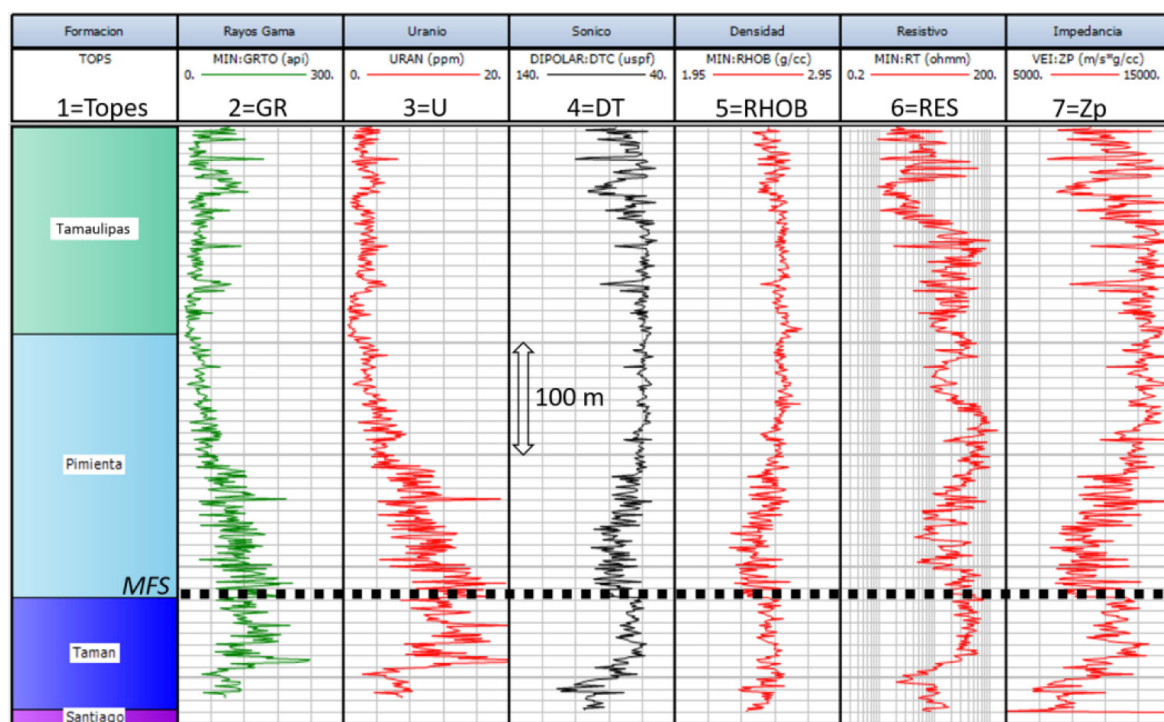


Figura 5. Respuesta en los registros de pozo (Pozo-1) del intervalo Pimienta-Tamán. 1) Unidades estratigráficas, 2) Rayos *Gamma* (GR), 3) Contenido de Uranio (U), 4) Perfil sónico (DT), 5) Registro de densidad (RHOB), 6) Perfil de resistividad profunda (Rt) y 7) Perfil de Impedancia Acústica (Zp). MFS= Superficie de máxima inundación. Notar que la Base de la Formación Pimienta y Formación Tamán presentan un aumento de GR, U y DT y una caída de RHOB, RES y Zp.

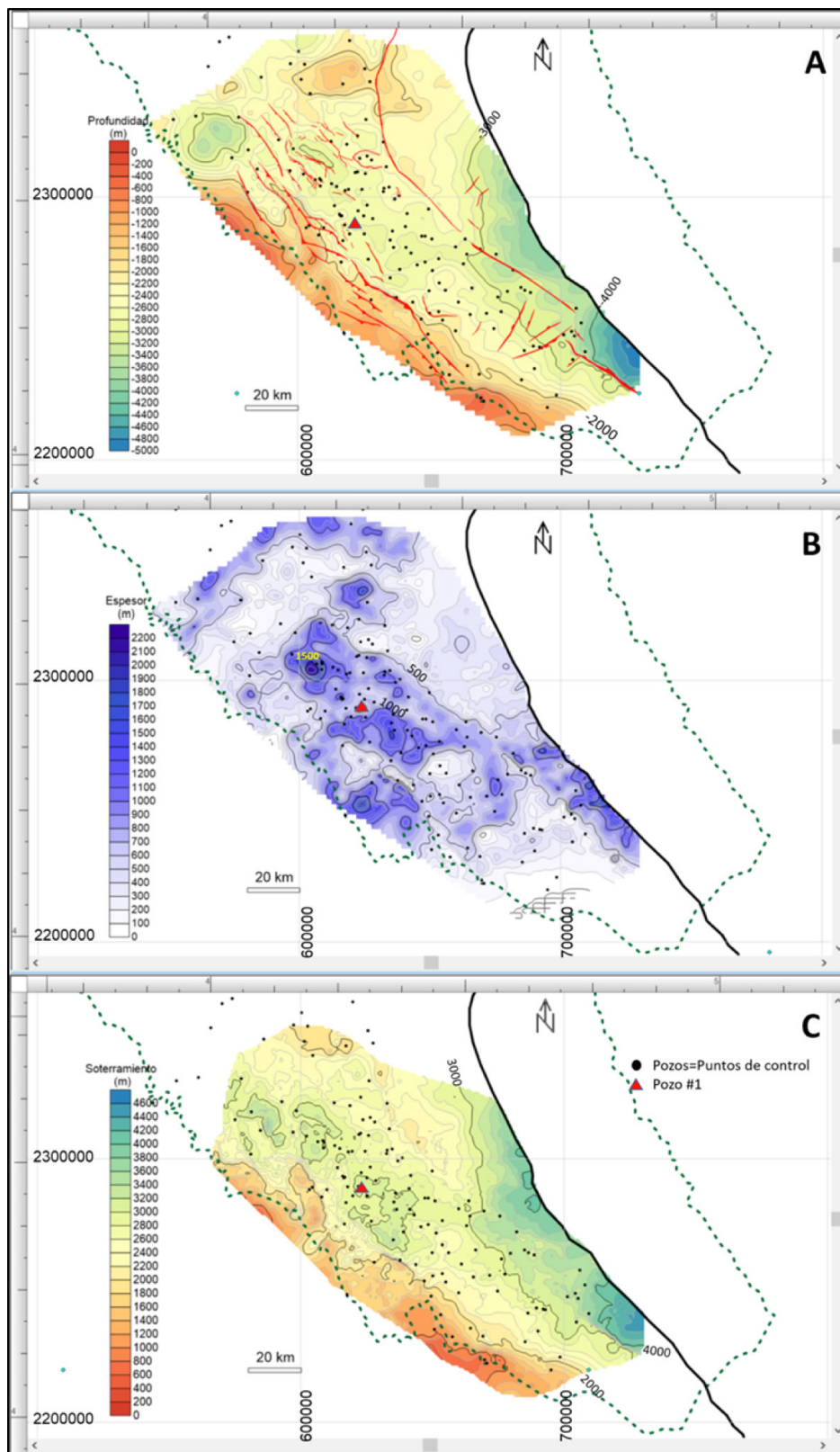


Figura 6. A) Mapa en profundidad al tope de la Formación Pimienta. B) Mapa de espesor de la secuencia Jurásico Superior. C) Mapa de soterramiento al tope de la Formación Pimienta y ubicación Pozo-1.

La zona estudiada se focalizó en la porción Sur de la Cuenca de Tampico. En este sector el tope de la Formación Pimienta se ubica a una profundidad entre 0 msnm y -5000 msnm. La secuencia Jurásico Superior (intervalo de interés Formaciones Pimienta, Tamán y Santiago) tiene un espesor variable entre 100 m y 2200 m y toda la sección de interés se encuentra a una profundidad entre 500 m y 4000 m referidas al nivel del terreno (Fig. 6).

CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS DE LAS FORMACIONES PIMIENTA Y TAMÁN

Los estudios de biomarcadores y las relaciones isotópicas revelan que en la Cuenca de Tampico los principales niveles generadores se corresponden con la Formación Pimienta (Tithoniano), Formación Tamán (Kimmeridgiano) y Formación Santiago (Oxfordiano) según Magoon *et al.* 2001. Un resumen de las características geoquímicas de toda la secuencia Jurásico Superior se compila en la (Tabla 1), por otro lado un resumen de unidades y abreviaturas se resume en la tabla citada como nomenclatura la final del texto.

Para la zona de estudio, se contó con la información de 45 sondeos que permitió ajustar la caracterización de los parámetros geoquímicos. La Formación Pimienta presenta valores promedios de Carbono Orgánico Total (COT) de 1.4%, hidrocarburos libres (S1) en el rango de 1.1 mgHC/gR, el pico S2 de pirólisis (el cual representa los hidrocarburos remanentes presentes en la roca) en el orden de 2.45 mgHC/gR, un potencial generador (S1+S2) de 3.55 mgHC/gR, un índice de Hidrógeno de 170 mgHC/gCOT y un kerógeno de tipo II y II/III (Fig. 7).

Por otro lado, la Formación Tamán (Tabla 1) presenta valores promedios de COT de 1.4%, S1 de 1.3 mgHC/gR, S2 de 3.12 mgHC/gR, S1+S2 promedio de 4.35 mgHC/gR y un IH de 192 mgHC/gCOT y un kerógeno tipo II y II/III. (Fig. 8).

Los valores de COT promedio para ambas unidades son moderados, observándose los mayores registros en el sector sur de la cuenca, alcanzando valores de 2-3% (Fig. 9). Una estimación

Unidad	Edad	COT (%)		S2 mgHC/gR		IH (mgHC/gCOT)		Fuente
		Rango	Promedio	Rango	Promedio	Rango	Promedio	
Santiago	Oxfordiano	0.5 a 5	1.7	2 a 19	8			Medrano 1996
Taman	Kimmeridgiano	0.5 a 2	0.8	2 a 6	3			Medrano 1996
Pimienta	Tithoniano	0.5 a 16	3	2 a 85	14			Medrano 1996
Jurasico Superior	Oxfordiano-Tithoniano	0.1 a 2.3		0.5 a 7.8				Bertand et al, 1996
Jurasico Superior	Oxfordiano-Tithoniano			5 a 36		500-650		Holguin et al, 1994
Santiago	Oxfordiano	0.5 a 6.3		0.2 39.1		21-1071		Ramos et al, 2013
Taman	Kimmeridgiano	0.1 a 5.4		15 a 925				Ramos et al, 2013
Pimienta	Tithoniano	0.4 a 6.5	2.2	0.2 a 43.4			500	Ramos et al, 2013
Pimienta	Tithoniano		3					EIA, 2015
Taman	Kimmeridgiano	0.1-8	1.4	0.03-44	3.12	3-760	192	Este Trabajo
Pimienta	Tithoniano	0.1 a 5.3	1.4	0.04-19	2.45	8-841	170	Este Trabajo

COT= Carbono Orgánico Total en Porcentaje

S2= Hidrocarburos remanentes en mg de Hidrocarburos /gramo Roca

IH= Índice de Hidrógeno en mg de hidrocarburos /gramo COT

Tabla 1. Indicadores promedio de Carbono Orgánico Total (COT), Pico S2 (Hidrocarburos remanentes) e Índice de Hidrógeno (IH) de diferentes fuentes.

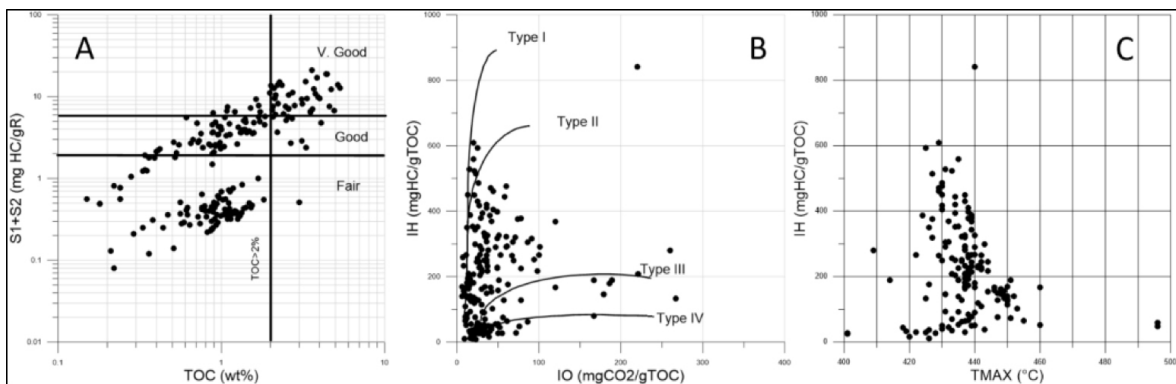


Figura 7. Gráficos geoquímicos para la Formación Pimienta. A) S1+S2 vs COT. B) IH vs IO. Notar que las muestras de Pimienta corresponden a un kerógeno tipo II y tipo II/III. C) IH vs TMax. Notar máximos valores de IH en torno a 600 mgHC/gCOT a TMAX de 430°C. Cuando el TMAX asciende a 450°C el IH no supera 200 mgHC/gCOT.

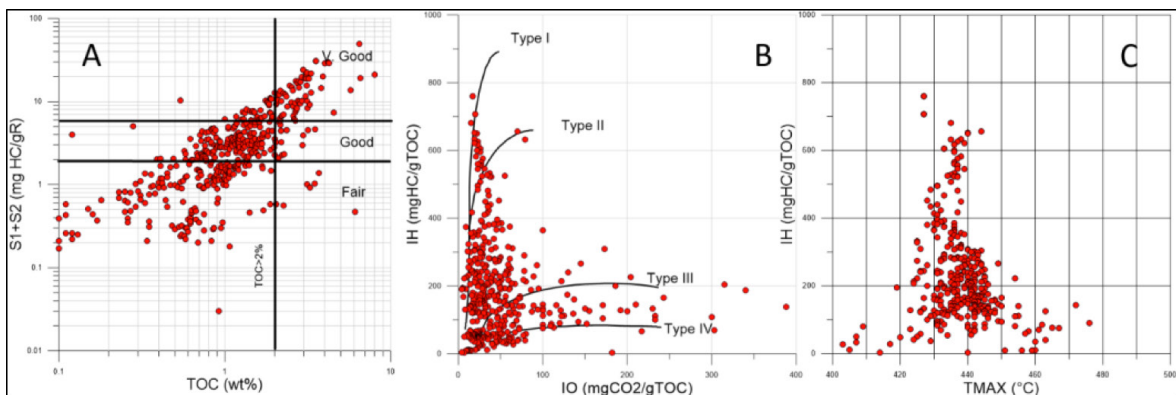


Figura 8. Gráficos geoquímicos para la Formación Tamán. A) S1+S2 vs COT. B) IH vs IO. Notar que las muestras de Tamán corresponden a un kerógeno tipo II y tipo II/III. C) IH vs TMax. Notar máximos valores de IH en torno a 800 mgHC/gCOT a TMAX de 430°C. Cuando el TMAX asciende a 450°C el IH no supera 200 mgHC/gCOT.

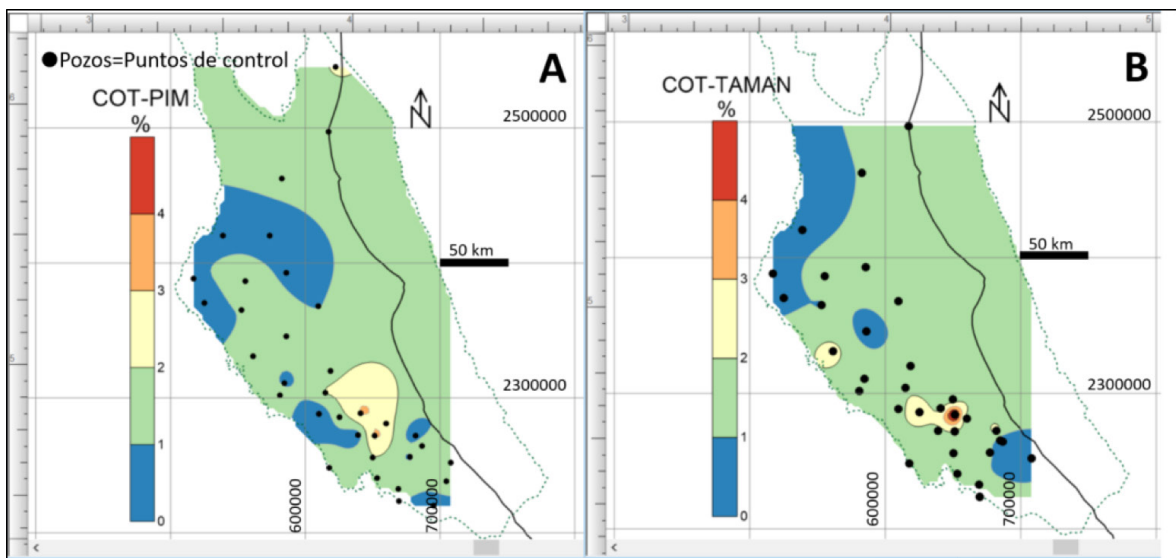


Figura 9. Mapas de COT actual promedio obtenido a partir de puntos de control (pozos). A) Mapa de COT promedio para la Formación Pimienta. B) Mapa de COT promedio para la Formación Tamán.

del Carbono Orgánico Total Original (COT_o) de acuerdo a la metodología empleada por Cheng y Jiang (2015) y Veiga (2018) indica que las Formaciones Pimienta y Tamán habrían alcanzado tenores máximos de hasta un 10% y un índice de Hidrógeno original (IHo) estimado en 600 mg/g COT. El valor de IHo fue obtenido a partir de información geoquímica recolectada en zonas donde la roca madre se encuentra inmadura o con una madurez incipiente.

En algunos pozos perforados con lodo base agua, se contó con estudios realizados sobre muestras de recortes procesadas con extracción en solventes orgánicos. Estos estudios permitieron hacer una estimación de los hidrocarburos libres en la roca según el método propuesto por (Jarvie, 2012). Según este tipo de análisis, los hidrocarburos alojados en la Formación Pimienta alcanzan valores entre 2.1 a 4.6 mgHC/gR con máximos de hasta 9.7 mgHC/gR. Para la Formación Tamán, los hidrocarburos libres varían entre 2.9 a 5.4 mgHC/gR con valores máximos de hasta 11.2 mgHC/gR.

EVOLUCIÓN TERMAL: MADUREZ

Las formaciones Pimienta y Tamán muestran una gradación en su madurez, pasando de una zona inmadura al Este a una región sobre-madura al Oeste. En todos los casos se observa un aumento de la madurez a medida que la roca se aproxima hacia la Sierra Madre Oriental (Fig.10).

El nivel de madurez de las formaciones Pimienta y Tamán está asociado a un rápido cambio en el régimen de subsidencia vinculado a la orogenia Larámide. Se puede observar que las Formaciones Tamán y Pimienta habrían alcanzado un soterramiento entre 2500 m-3000 m durante

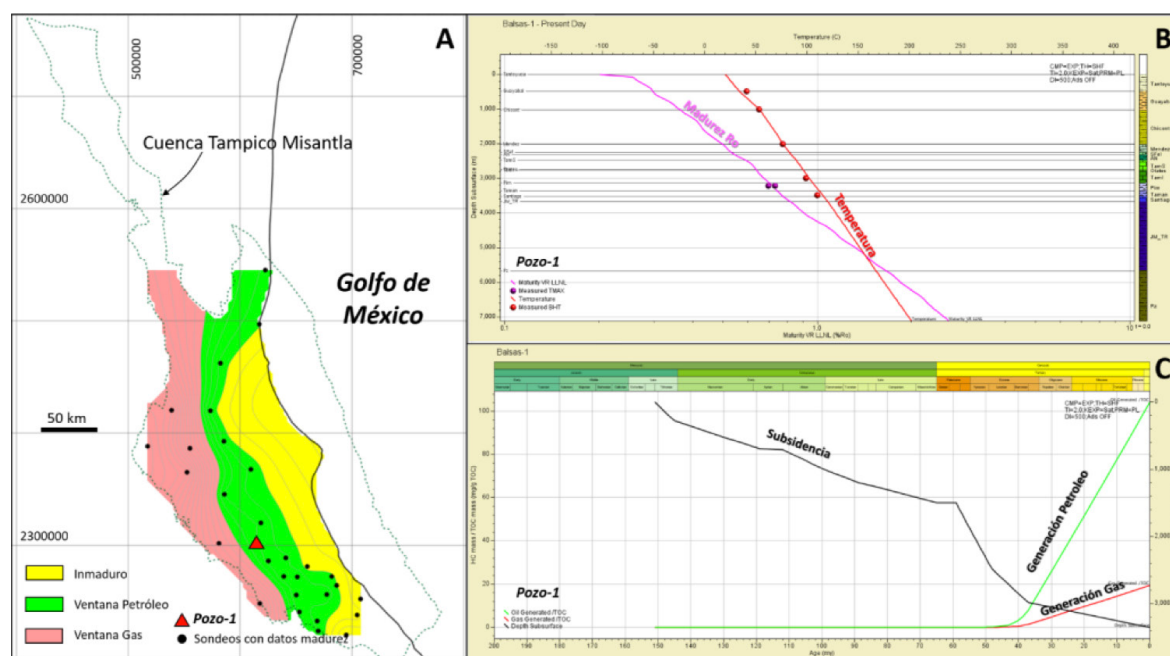


Figura 10. A) Mapa de Madurez basado en datos de TMax y Ro al tope de secuencia Jurásico Superior (Formación Pimienta). B) Calibración de Temperatura y Madurez en el Pozo-1. C) Curva de subsidencia y generación de petróleo y gas en el Pozo-1. Notar que la generación empieza en el Eoceno asociado a la sobrecarga ocasionada por la depositación de la Formación Chicontepec.

la sedimentación de la Formación Chicontepec. Esta sobrecarga generada por las depositación de las unidades Terciarias (Formaciones Chicontepec, Guayabal y Tantoyuca) habría sido clave para definir las áreas de generación de las rocas madres Jurásicas. Por lo tanto, las áreas asociadas al relleno de la antefosa de Chicontepec sería una zona propicia para la investigación del *play*.

EVALUACIÓN PETROFÍSICA COMO RESERVORIO NO CONVENCIONAL

Para la evaluación petrofísica se contó con perfiles de 14 sondeos, que contaban con registros de rayos *gamma* (GR), resistivo (RES), sónico compresional (DTC) y densidad (RHOB) Estos pozos contaban con información de Carbono Orgánico Total (COT), lo que permitió hacer las calibraciones y corregir los valores de densidad modificados por la presencia de materia orgánica.

La metodología de análisis empleada es una modificación a la utilizada por Veiga *et al.* (2018), la cual consiste en los siguientes pasos: 1) Determinación de COT, 2) Estimación de Volumen de Kerógeno (VKER), 3) Corrección de densidad por efecto de la materia orgánica (RhoCor), 4) Cálculo de Porosidad Total (PHIT), 5) Estimación de resistividad del agua de formación (Rw), 6) Cálculo de saturación de agua (Sw), 7) Estimación de factor de volumen (Bo) y 8) Cálculo de la capacidad de almacenamiento (STOOIP).

Determinación de COT

Para la determinación sintética de COT se usó el método de Passey (Passey *et al.* 1990) y su resultado fue ajustado con datos de laboratorio procedentes de muestras de recortes de pozo (*cuttings*).

Estimación del Volumen de Kerógeno (Vker)

Posteriormente, se procedió a calcular el volumen de kerógeno (Vker) a partir de la ecuación (1). Para la definición de la densidad del kerógeno (RhoK) se utilizó un método empírico usado en la Formación Vaca Muerta, el cual hace variable la RhoK en función de la madurez según se muestra en la ecuación (2) adaptada de Craddock *et al.* (2018).

$$V_{ker} = \frac{\%COT \cdot RhoB}{100 \cdot RhoK} \text{ (ec.1)}$$

$$RhoK = 0.2329 \cdot \ln(Ro) + 1.2983 \text{ (ec.2)}$$

Cálculo de Densidad Corregida (RhoCorr)

El objetivo de este cálculo es remover el efecto del kerógeno en la roca, dado que la materia orgánica tiende a bajar la densidad de la roca y con ello a sobrestimar su porosidad. Para ello se aplica la ecuación (3).

$$\text{RhoCorr} = \frac{\text{RhoB} - (\text{VTOC} * \text{RhoK}) - (\text{VHM} * \text{RhoHM})}{1 - \text{Vker} - \text{VHM}} \quad (\text{ec.3})$$

Para el caso estudiado se han considerado dos simplificaciones: 1) el $\text{VHM}=0$ y 2) el VTOC se considera igual al Vker . Por lo tanto, la ecuación (3) queda reducida en la ecuación (4).

$$\text{RhoCorr} = \frac{\text{RhoB} - (\text{Vker} * \text{RhoK})}{1 - \text{Vker}} \quad (\text{ec.4})$$

Estimación de Porosidad Total (PHIT)

Para la estimación de la porosidad total (PHIT) se utiliza la ecuación (5).

$$\text{PHIT} = \frac{\text{RhoMtz} - \text{RhoCorr}}{\text{RhoMtz} - \text{Rhof}} \quad (\text{ec.5})$$

Para la estimación de la densidad de matriz se han usado rangos entre 2.66 a 2.70 g/cc tomando en cuenta la composición mineralógica observada a partir de estudios de Difracción de Rayos X (XRD), En cuanto a la densidad del fluido, se ha tomado un valor constante de 1.09 g/cc.

Los valores de PHIT obtenidos para el intervalo estudiado se encuentran en el orden de 9% con una variación entre el 5 y 11% (Fig. 11).

Estimación de la resistividad del agua de formación

Para la estimación de la resistividad del agua de formación se utilizaron los resultados arrojados por el Pozo-1 que documentó una salinidad de agua de formación en la Formación Tamán entre 75000 a 150000 ppm.

Para la evaluación realizada en este trabajo se adoptó un valor promedio de 100000 ppm equivalente de NaCl, lo cual representa una resistividad de agua de formación igual a 0.09142 ohm.m a una temperatura de 59°F. Para corregir la variación de la resistividad del agua con la temperatura se utilizó la ecuación (6), según Arps (1953).

$$\text{Rw} = \text{Rm} \frac{\text{Tm} + 6.77}{\text{Tf} + 6.77} \quad (\text{ec.6})$$

Cálculo de saturación de agua (Sw)

Para el cálculo de Sw se utilizó la fórmula de Archie (1942) según la ecuación (7). Para el presente trabajo se han considerado que los exponentes de cementación (m) y saturación (n) tienen un valor de 2 y la constante de tortuosidad (a) es igual a 1. Por lo tanto, la fórmula original

queda simplificada a la ecuación (8).

$$S_w = \left[\frac{a * R_w}{R_t * PHIT^m} \right]^{\frac{1}{n}} \text{ (ec.7)}$$

$$S_w = \left[\frac{R_w}{R_t * PHIT^m} \right]^{\frac{1}{n}} \text{ (ec.8)}$$

Los valores de S_w obtenidos por este método oscilan entre el 25 y 65% obteniendo un promedio de 38% (Fig. 11).

Estimación de Factor Volumétrico (B_o)

Para su estimación se ha utilizado los datos de la relación gas petróleo (GOR) recolectada de campos vecinos y a partir de la ecuación (9) de Sustakoski y Morton-Thompson (1992), se estimó el B_o .

$$B_o = 1.05 + \left[\frac{GOR}{100} \right] * 0.05 \text{ (ec.9)}$$

Los datos aportados por Magoon *et al.* (2001), indican que el GOR de la zona se encuentra por debajo de 2000 scf/bo. Para la zona de estudio se usó un promedio de 1000 scf/Bo lo que representa un B_o de 1.55 rb/stb. Para la zona de gas se ha procedido a realizar una estimación de la inversa al factor volumétrico del gas ($1/B_g$) el cual varía entre 200 y 300 scf/rcf.

Cálculo de la capacidad de almacenamiento (STOOIP y STOGIP)

A partir de los valores de PHIT, S_w , B_o y B_g calculados previamente se estimó la capacidad de almacenamiento/retención de petróleo y gas a partir de las ecuaciones (10) y (11) respectivamente.

$$STOOIP = \frac{7758 * PHIT * (1 - S_w)}{B_o} \text{ (ec.10)}$$

$$STOGIP = \frac{43560 * PHIT * (1 - S_w)}{B_g} \text{ (ec.11)}$$

Este término también se conoce como Concentración (EIA 2015) y sirve como indicador de la cantidad de hidrocarburo *in place* que puede contener una roca. Los valores obtenidos para la sección de interés en la base de la Formación Pimienta y tope de la Formación Tamán varían

entre 175 a 411 Bo/acre*ft con un promedio de 300 Bo/acre*ft que equivalen a 9.7 MMbo/km² para un nivel de navegación de 40 m de espesor. Por otro lado, la capacidad de almacenamiento de gas es variable entre 384000 a 1420000 cf/acre*ft con una media de 843000 cf/acre*ft. El almacenamiento calculado para las formaciones Pimienta y Tamán es levemente inferior al obtenido para la Formación Vaca Muerta, cuyo rango varía de 292 a 696 Bo/acre*ft y 500000 a 1500000 cf/acre*ft para petróleo y gas respectivamente (Veiga, *et al.* 2020).

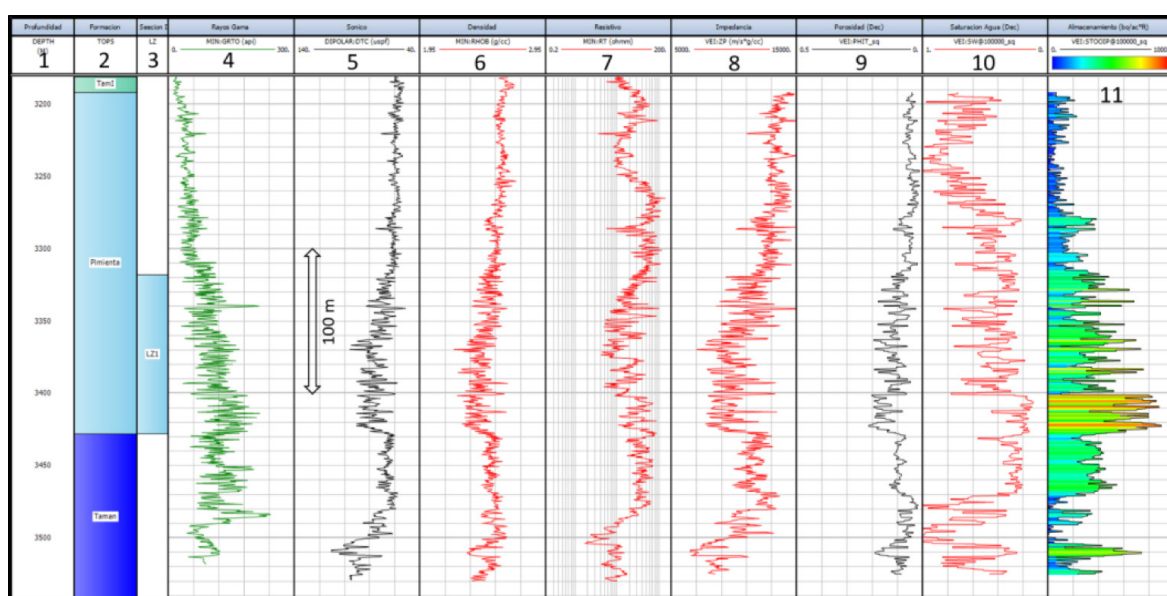


Figura 11. Evaluación petrofísica para las Formaciones Pimienta y Tamán en el Pozo-1. 1) Profundidad, 2) Unidades Estratigráficas, 3) Sección de Interés, 4) Rayos Gama (GR), 5) Registro Sónico (DT), 6) Perfil Densidad (RHOB), 7) Resistividad (Rt), 8) Impedancia Acústica (Zp), 9) Porosidad Total (PHIT), 10) Saturación de Agua (Sw) y 11) Capacidad de almacenamiento (STO). Notar que el intervalo de mejores condiciones de PHIT y Sw se localiza en la base de la Formación Pimienta y el tope de la Formación Tamán. Esta sección se caracteriza por tener los valores más altos de almacenamiento y los valores más bajos de Impedancia Acústica.

PROPIEDADES MECÁNICAS Y ESFUERZOS

Para el análisis de las constantes elásticas de las Formaciones Pimienta y Tamán se contó con el registro sónico de onda P (DTC) y onda S (DTS) del Pozo 1, los que sumados a los datos de densidad permitió realizar un análisis de las constantes elásticas dinámicas. Para pasar de valores dinámicos a estáticos se utilizaron correlaciones teóricas, por lo tanto, este análisis tiene un valor preliminar hasta que nueva información permita ajustar los cálculos realizados.

Relación de Velocidades entre Ondas Compresionales y Transversales

La relación de velocidades entre las ondas compresionales (Vp) y transversales (Vs) sigue una ecuación lineal a lo largo de la columna estratigráfica con una regresión del 96% (Ecuación 12).

$$V_s = 47.1258 + 0.5431 * V_p \text{ (ec.12)}$$

La velocidad de la onda compresional (V_p) en la Formación Pimienta está en el orden de 4600 m/s a 4700 m/s y en la Formación Tamán es de 4200 m/s. Por otro lado, la velocidad de la onda S tiene un promedio de 2500 m/s en Pimienta y es de 2400 m/s en Tamán. Finalmente, la relación V_p/V_s tiene un promedio 1.81 en la Formación Pimienta y 1.76 para la Formación Tamán observándose un aumento gradual hacia el tope de la Formación Pimienta.

Módulo de Poisson (PR)

El módulo de Poisson dinámico (PR_{dyn}) varía entre 0.26 y 0.28 para todo el intervalo analizado. No se cuenta con datos de laboratorio para correlacionar las constantes elásticas dinámicas (PR_{dyn}) y estáticas (PR_{est}), por lo tanto, se han asumido que el PR_{est} es igual al 80% del PR_{dyn} . Ecuaciones (13), (14) y (15).

$$PR_{dyn} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \text{ (ec.13)}$$

$$PR_{v_{est}} = 0.8 * PR_{dyn} \text{ (ec.14)}$$

$$PR_{v_{est}} = PR_{h_{est}} \text{ (ec.15)}$$

Módulo de Young (YM)

La Formación Pimienta presenta un módulo de Young dinámico (YM_{dyn}) promedio de 43 GPa (6.3 MM PSI) y la Formación Tamán alcanza valores promedios de 31.7 GPa (4.6 MM PSI). La sección basal de la Formación Pimienta muestra una caída en el YM_{dyn} alcanzando valores de 34.5 GPa (5 MM PSI). Para el cálculo del YM_{dyn} y su homólogo estático YM_{est} se utilizaron las ecuaciones (16) y (17), esta última es la ecuación propuesta por (Lacy, 1997).

$$YM_{dyn} = \frac{\rho B * V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \text{ (ec.16)}$$

$$YM_{sta} \text{ (en MM PSI)} = 0.0428 * YM_{dyn}^2 + 0.233 * YM_{dyn} \text{ (ec.17)}$$

Para el presente caso, se ha considerado que el YM_{sta} es equivalente al módulo de Young vertical estático (YM_{vest}). Para obtener el módulo de Young horizontal estático (YM_{hest}) se utilizó la fórmula de (Zhang, 2019) expresado por la ecuación (18).

$$\frac{YM_{hest}}{YM_{vest}} = 10.06 * YM_{vest}^{-0.594} \text{ (ec.18)}$$

Módulo de Corte (G) y Módulo de Compresibilidad (K)

Para la estimación de estos parámetros se utilizaron las ecuaciones (19) y (20).

$$G_{sta} = \frac{YM_{sta}}{2 * (1 + PR_{sta})} \text{ (ec.19)}$$

$$K_{sta} = \frac{YM_{sta}}{3 * (1 - 2PR_{sta})} \text{ (ec.20)}$$

El G promedio en la Formación Pimienta es de 6.9 GPa (1 MM PSI) y 5.9 GPa (0.85 MM PSI) para la Formación Tamán. El valor de G mínimo se observa en la base de Pimienta con 5.4 GPa (0.78 MM PSI). El K muestra un comportamiento similar, con valores promedios en torno a 10.3 GPa (1.5 MM PSI) para la Formación Pimienta y 8.3 GPa (1.2 MM PSI) y un mínimo de 7.6 GPa (1.1 MM PSI) en la base de Pimienta.

Análisis de fragilidad (Br)

Para el análisis de fragilidad se utilizó la fórmula de Rickman *et al.* (2008). Para ello se normalizaron el YM y la PR según las ecuaciones (21) y (22). Finalmente se procedió al cálculo de Br según la ecuación (23). Este análisis permitió observar que la Formación Pimienta y la Formación Tamán muestran un valor de fragilidad promedio de 0.52 y la base de la Formación Pimienta registra un valor mínimo de 0.46 (Fig. 12).

$$YM_n = \frac{YM - YM_{min}}{YM_{max} - YM_{min}} \text{ (ec.21)}$$

$$PR_n = \frac{PR_{max} - PR}{PR_{max} - PR_{min}} \text{ (ec.22)}$$

$$Br = \frac{YM_n + PR_n}{2} \text{ (ec.23)}$$

Régimen de esfuerzo

Un análisis del régimen de esfuerzo requiere de una calibración de los esfuerzos calculados con datos de campo (*Leak-Off Test*, *Extended Leak-Off Test*, *Step Rate Test*, *Pump In/Flowback*, *Diagnostic Fracture Injection Test*, etc.). Estos estudios de campo no estaban disponibles para el

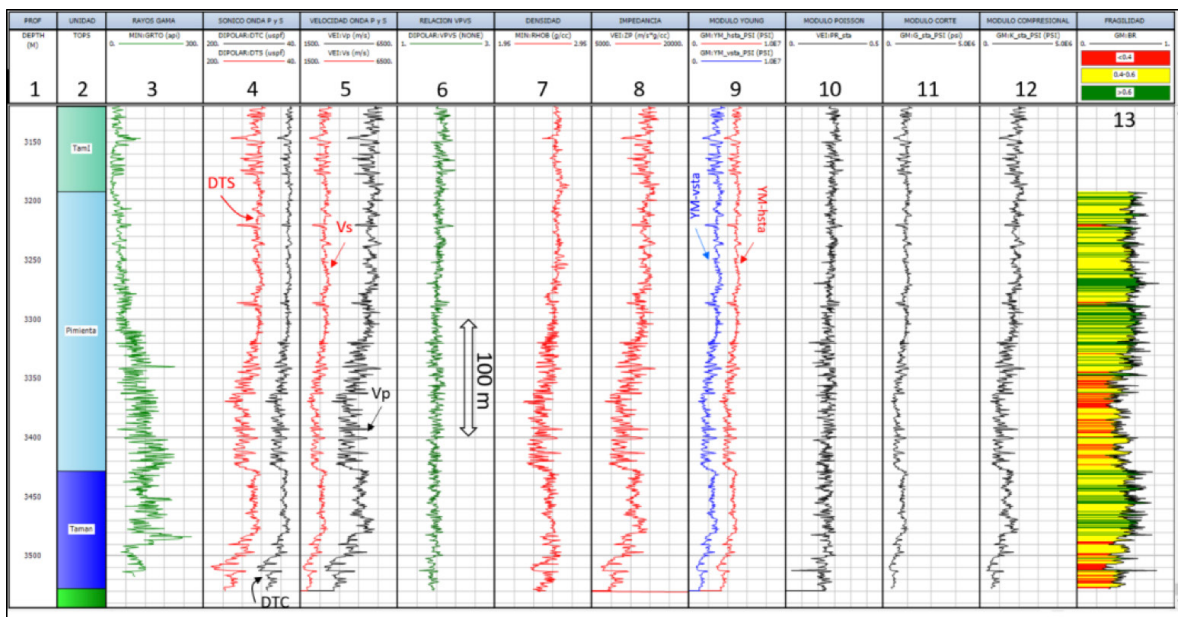


Figura 12. Análisis de constantes elásticas y fragilidad en las Formaciones Pimienta y Tamán en el Pozo-1. 1) Profundidad (m), 2) Unidades estratigráficas, 3) Rayos Gamma (GR), 4) Tiempo de tránsito sónico compresional (DTC) y transversal (DTS), 5) Velocidad onda compresional (Vp) y transversal (Vs), 6) Relación velocidad compresional y transversal (Vp/Vs), 7) Registro Densidad (RHOB), 8) Impedancia acústica (Zp), 9) Módulo de Young horizontal estático (YM_hsta) y módulo de Young vertical estático (YM_vsta), 10) Módulo de Poisson (PR), 11) Módulo de corte (G), 12) Módulo de compresibilidad (K) y 13) Índice de fragilidad (Br). Notar que la sección inferior de Pimienta muestra una reversión en el perfil de velocidad de las ondas P y S (Vp y Vs respectivamente), una caída en la densidad y una caída en los valores de módulo de Young y fragilidad.

presente estudio, por lo tanto, los resultados aquí obtenidos revisten carácter preliminar y solo sirven para ilustrar el comportamiento en diferentes escenarios posibles.

Para la estimación de la presión poral (PP) se utilizó una variación del método de Bowers (1995) y su resultado fue contrastado con el peso de lodo para lograr un mejor ajuste. Para ello se calculó una curva de compactación normal (DTN) basada en el perfil sónico que se expresa en la ecuación (24). Para la estimación del esfuerzo efectivo (Seff) en un régimen hidrostático se utilizó la ecuación (25). Posteriormente se despejó la presión poral (PP) de la ecuación (26) y finalmente se obtuvo el gradiente de presión poral mediante la ecuación (27). En el pozo estudiado (Pozo-1) se observa que las formaciones Pimienta y Tamán tienen un gradiente de presión poral (GRADPP) promedio de 0.62 psi/ft con un máximo en la Formación Tamán que alcanza 0.81 psi/ft. El sondeo en cuestión fue perforado con un lodo con densidad de 1.45 g/cc que genera una contrapresión con un gradiente de 0.63 psi/ft.

$$DTN \text{ (us/ft)} = 14105 * \text{Prof (m)}^{-0.694} \text{ (ec. 24)}$$

$$Seff \text{ (psi)} = 1319.8 * e^{(0.00008 * 1 / DTN)} \text{ (ec. 25)}$$

$$PP(\text{psi}) = Sv(\text{psi}) - Seff(\text{psi}) \text{ (ec. 26)}$$

$$\text{GRADPP} = \frac{\text{PP (psi)}}{\text{Profundidad (ft)}} \text{ (ec.27)}$$

Para el cálculo del esfuerzo vertical (S_v), el esfuerzo horizontal mínimo ($Sh_{\min}$) y el esfuerzo horizontal máximo ($SH_{\max}$) se utilizaron las ecuaciones (28), (29) y (30). El gradiente de esfuerzo vertical ($\text{GRAD}S_v$) obtenido en la zona, alcanza un valor de 1.05 psi/ft. Por otro lado, para la estimación del $Sh_{\min}$ y del $SH_{\max}$ se optó por correr diferentes escenarios de presión poral (PP) con gradientes comprendidos entre 0.6 y 0.8 psi/ft. Asimismo, se asumieron deformaciones horizontales máximas (ϵ_H) y mínimas (ϵ_h) comprendidas entre 970 microstrains (μst) y 500 (μst) respectivamente, de acuerdo a los rangos establecidos por Dolinar (2003) para regiones de alta deformación. Este análisis tuvo como objetivo el comparar la relación de esfuerzos y establecer el régimen tectónico que afectaba a las Formaciones Pimienta y Tamán en diferentes escenarios.

$$S_v = \int_0^z \text{RHOB} * g * dz \text{ (ec.28)}$$

$$Sh_{\min} = \frac{Y_{Mhsta}}{Y_{Mvsta}} * \frac{PRsta}{1-PRsta} * (S_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{Y_{Mhsta}}{1-PRsta^2} * \epsilon_{hmin} + \frac{PRsta * Y_{Mhsta}}{1-PRsta^2} * \epsilon_{Hmax} \text{ (ec.29)}$$

$$SH_{\max} = \frac{Y_{Mhsta}}{Y_{Mvsta}} * \frac{PRsta}{1-PRsta} * (S_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{PRsta * Y_{Mhsta}}{1-PRsta^2} * \epsilon_{hmin} + \frac{Y_{Mhsta}}{1-PRsta^2} * \epsilon_{Hmax} \text{ (ec.30)}$$

El análisis realizado revela que el régimen dominante es transcurrente donde $SH_{\max} > S_v > Sh_{\min}$ (Fig. 13). En la zona de reversión de velocidad dentro de la Formación Pimienta se observa un incremento en el contenido de sílice y un aumento en la presión poral. Este intervalo se puede dividir en 2 secciones. La sección superior muestra una relación $Sh_{\min} > S_v$ (régimen compresivo), mientras que en la mitad basal esta situación se revierte (régimen transcurrente). La relación Sh/S_v en la Formación Pimienta es levemente más alta que en la Formación Tamán siendo de 0.94 y 0.90 respectivamente.

PROSPECTIVIDAD DEL PLAY NO CONVENCIONAL

A partir del análisis regional realizado se trató de definir 2 aspectos clave en la evaluación de un *play* no convencional: número de niveles aptos para ser desarrollados como reservorio no convencional (niveles navegables) y extensión del *play*. Con estos datos es posible estimar los recursos prospectivos del *play*.

Número de niveles navegables

Para definir la cantidad de niveles navegables se superpuso el análisis petrofísico y geomecánico,

seleccionando los intervalos donde se observan 3 requisitos: 1) mayores valores de almacenamiento (STO), 2) régimen de esfuerzos transcurrente o normal y 3) valores de fragilidad (Br) mayores a 0.4.

Estas condiciones se cumplen en la sección basal de la Formación Pimienta y la mitad superior de la Formación Tamán y se asocia a una sección estratigráfica que muestra una reversión en la velocidad de la onda P, este intervalo presenta un incremento en el tiempo de tránsito sísmico y una caída en la densidad. Esta sección habitualmente presenta 3 zonas, pero solo una cumple los requisitos arriba mencionados. Por lo tanto, para la evaluación de recursos se ha considerado un caso base de 1 nivel navegable (Fig. 14).

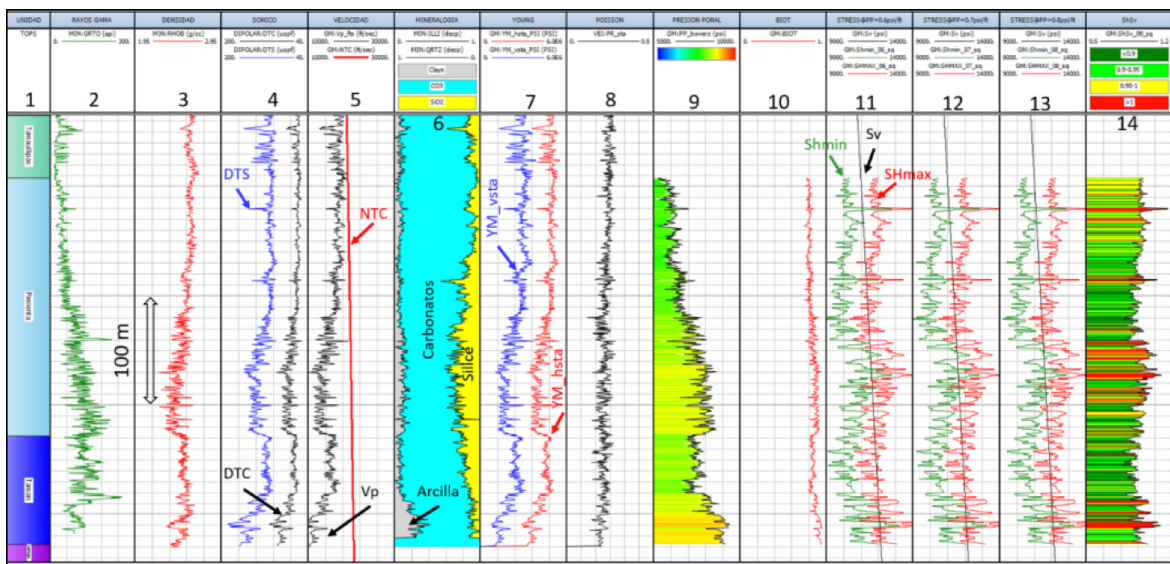


Figura 13. Interpretación del régimen de esfuerzos en las Formaciones Pimienta y Tamán en el Pozo-1. 1) Unidades estratigráficas, 2) Rayos Gamma (GR), 3) Densidad (RHOB), 4) Perfil sísmico onda P y S (DTC y DTS respectivamente), 5) Velocidad onda P (Vp) y velocidad de compactación normal (NTC), 6) Mineralogía (arcillas, carbonatos y sílice), 7) Modulo de Young vertical (YMvsta) y horizontal estático (YMHsta), 8) Relación de Poisson (PR), 9) Presión poral calculada (PP), 10) Coeficiente de Biot, 11) Relación de esfuerzos horizontales, mínimo, máximo y vertical (Shmin, SHmax y Sv respectivamente) con un gradiente de presión poral de 0.6psi/ft, 12) idem 11 con un gradiente de presión poral de 0.7 psi/ft, 13) idem 11 con un gradiente de presión poral de 0.8 psi/ft y 14) Relación esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo vertical (Sh/Sv).

Extensión del *play* y recursos *in place*

Este es uno de los aspectos clave en un *play* no convencional, dado que al tratarse de un entrapamiento continuo la definición del área desarrollable tiene un valor primordial. Esta superficie dependerá de la continuidad de las unidades en subsuelo, de la presencia de zonas falladas y acñamientos estratigráficos, pero también estará en función de las limitaciones observadas en superficie (ej. áreas cultivadas, cursos de agua, centros poblados, zonas con actividad industrial, etc.).

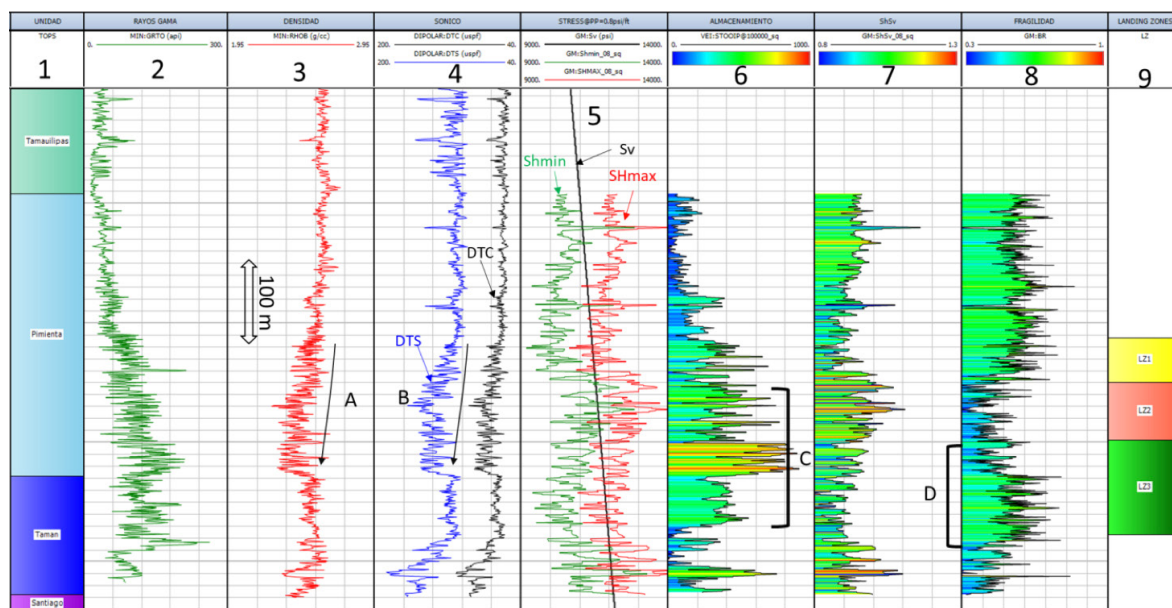


Figura 14. Evaluación de niveles navegables de las Formaciones Pimienta y Tamán en el Pozo-1. 1) Unidades formacionales, 2) Registro de rayos gamma (GR), 3) Densidad (RHOB), 4) Tiempo de tránsito sísmico onda P (DTC) y S (DTS), 5) Relación de esfuerzos vertical (S_v), horizontal mínimo (Sh_{min}) y horizontal máximo (Sh_{max}), 6) Capacidad de almacenamiento (STO) 7) Relación Sh_{min}/S_v , 8) Fragilidad (Br) y 9) Identificación de niveles navegables. Notar que la base de la Formación Pimienta muestra una caída en la densidad (A) y un incremento en el tiempo de tránsito sísmico (B). Por otro lado, esta sección es la que presenta la mayor capacidad de almacenamiento (C), sin embargo, solo la parte basal de este intervalo es la porción que presenta mejor relación de esfuerzos y una mayor fragilidad (D). Por lo tanto, se define un nivel navegable (LZ3) con 50-70 m de espesor, que combina alto STO, alto Br y un régimen de esfuerzo transcurrente/distensivo.

Las áreas que se definen en este trabajo representan superficies calculadas en subsuelo. No incluyen las limitaciones que pudieran ocurrir en superficie por restricciones medioambientales y/o comunitarias.

De acuerdo al análisis estructural, estratigráfico, geoquímico y petrofísico, la región del Cañón de Chicontepec sería la zona de mayor potencial. Esta región es una depresión alargada de rumbo NW-SE, la cual fue originada por la Orogenia Larámide. Este evento ocurrido a fines del Cretácico levantó la Sierra Madre Oriental y generó la antefosa oriental (Cañón del Chicontepec) de 5300 km² donde se depositaron 2500-3000 m de sedimentos de edad Paleoceno a Eoceno Temprano (Fig. 15). Esta sobrecarga sedimentaria fue clave para que las rocas madre del Jurásico Superior generaran y expulsaran hidrocarburos. En esta región las mismas se encuentran a una profundidad de 2500-3500 m en condiciones adecuadas de madurez. Teniendo en cuenta el mapeo de fallas que afectan las unidades de interés y el soterramiento alcanzado, se ha identificado un área desarrollable de aproximadamente 3400 km².

Considerando que la capacidad de almacenamiento del *play* varía entre 175 y 411 Boe/acre*ft con un mean de 300 Boe/acre*ft y contabilizando un caso base de un nivel navegable de 40-50 m, se obtiene que los recursos *in place* obtenidos llegarían a 34 Bboe.

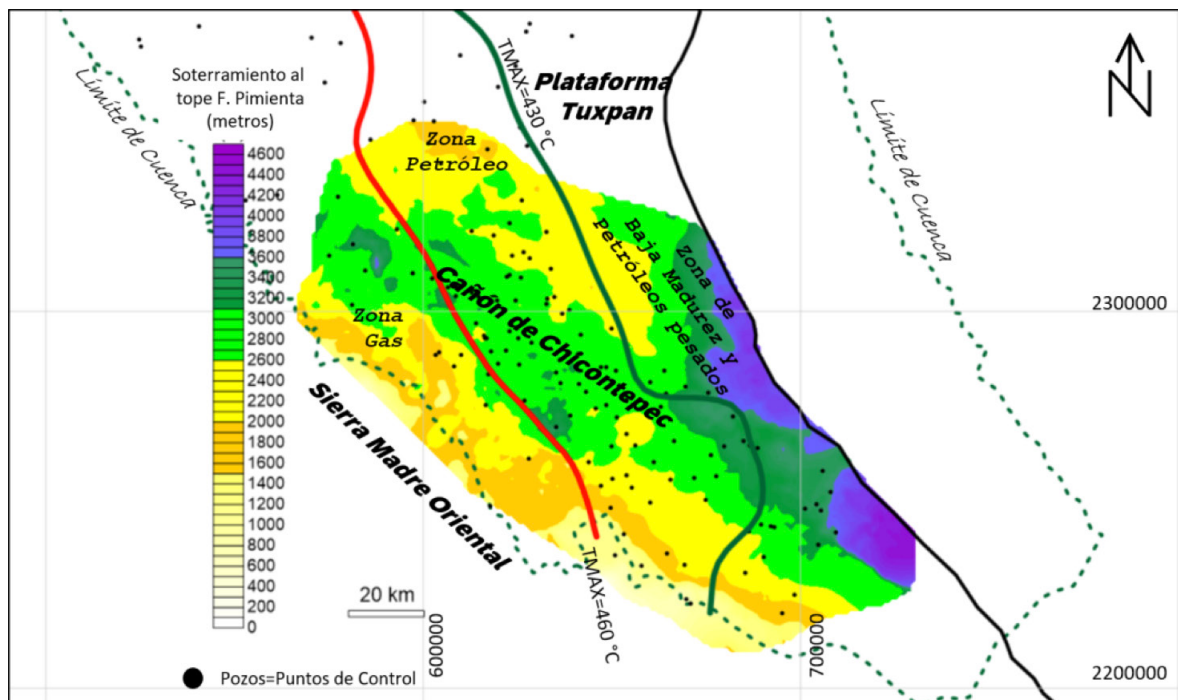


Figura 15. Delimitación del área prospectiva del *play* no convencional en la Cuenca de Tampico Misantla. La zona de mayor interés se ubica en el cañón de Chicontepec donde la roca madre alcanza condiciones de madurez adecuadas (TMax entre 430 y 460 °C) y rangos de profundidad entre 2500-3500 m.

CONCLUSIONES

1. Las formaciones Pimienta y Tamán presentan buenas características como *play* no convencional con valores de almacenamiento entre 175 y 411 Bo/acre**ft*, que representan un recurso in place entre 9 y 10 MMboe/km².
2. Los niveles con mejores condiciones petrofísicas se observan en la Formación Pimienta y la Formación Tamán en una zona de reversión de velocidad y con un espesor variable entre 50 a 200 m. El mejor intervalo se ubica en la base de la Formación Pimienta y tope de la Formación Tamán atento a las condiciones de fragilidad y a la relación de esfuerzos.
3. Se ha identificado una región de 5300 km² en el Cañón de Chicontepec que presenta las condiciones adecuadas para un desarrollo no convencional. El área desarrollable se estima en 3400 km².
4. En la región delimitada, se estiman unos recursos in place en el orden de 34 Bboe.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo agradecen a las autoridades de TECPETROL (Lic. Daniel Valencio e Ing. Horacio Marín) el permiso para la publicación del presente trabajo. A la Comisión

Nacional de Hidrocarburos de México (CNH) por otorgar el consentimiento para la publicación del presente trabajo. A Claudia Galarza, Darío Siehankiewicz y Yoseberling Castillo por su aporte en la organización de la base de datos. A Martina Orso por ayudarnos a preparar el material gráfico y a Héctor Villar y Felipe Lozano García que con sus aportaciones permitieron mejorar este trabajo sustancialmente.

NOMENCLATURA

ft: pies	Rt: resistividad profunda leída en registros (ohm.m)
MM: millones (10^6)	Bo: factor de volumen (condiciones de fondo/ condiciones de superficie)
B: billones (10^9)	STOOIP: capacidad de almacenamiento (bo/acre*ft)
scf: pies cúbicos en condiciones de P y T de superficie	Vp: velocidad onda P (m/s)
bo: barriles de petróleo	Vs: velocidad onda S (m/s)
1 GPa: GigaPascal $\Rightarrow 10^9$ Pa $\Rightarrow 145037.73$ PSI	VpVs: relación Vp/Vs
usec/ft: microsegundos/pies	PRdyn: Módulo de Poisson dinámico (decimal)
COT: Carbono Orgánico Total en % en peso,	PRvest: Módulo de Poisson vertical estático (decimal)
S1: Hidrocarburos libres en mgHC/gRoca,	PRhest: Módulo de Poisson horizontal estático (decimal)
S2: Hidrocarburos remanentes en mgHC/gRoca,	YMdyn: Módulo de Young dinámico (GPa)
S1+S2: Potencial generador en mgHC/gRoca	YMest: Módulo de Young estático (GPa)
IH: Índice de Hidrógeno en mgHC/gCOT	YMvest: Módulo de Young vertical estático (GPa)
COTo: Carbono Orgánico Original en % en peso	YMhest: Módulo de Young horizontal estático (GPa)
TMax: Temperatura pico S2 en °C	YMn: Módulo de Young normalizado
TR: Tasa de Transformación (decimal)	YMmax: Módulo de Young Máximo
Ro: reflectancia de vitrinita (%)	YMmin: Módulo de Young Mínimo
VKer: Volumen Kerogeno (decimal)	PRn: Módulo de Poisson normalizado
RHOB: Densidad medida perfil de densidad (g/cc)	PRmax: Módulo de Poisson máximo
RhoK: Densidad kerogeno (g/cc)	PRmin: Módulo de Poisson mínimo
RhoCorr: Densidad roca corregida por efecto de materia organica (g/cc)	Seff: Esfuerzo efectivos (psi)
VCOT: Volumen de COT (decimal)	A: constante=15
VHM: Volumen minerales pesados (decimal)	B: constante=0.725
RhoIM: Densidad Minerales Pesados (g/cc)	DT: tiempo de transito síónico (usec/ft)
PHIT: Porosidad Total (decimal)	DTml: tiempo de transito síónico en mud log =200 usec/ft
RhoMtz: Densidad Matriz (g/cc)	PP: presión de poros (psi)
Rhof: Densidad fluido (g/cc)	GRADPP: Gradiente de presión de poros (psi/ft).
Rw: Resistividad agua de formación (ohm.m)	Sv: Esfuerzo vertical (psi)
Rref: Resistividad agua a temperatura de referencia (59°F)	g: aceleración gravedad (m/s^2)
Tref: Temperatura de referencia=59°F	Shmin: Esfuerzo horizontal mínimo (psi)
Tf: Temperatura de reservorio (°F)	SHMax: Esfuerzo horizontal máximo (psi)
Sw: saturación de agua (decimal)	α : cte, de Biot
a: tortuosidad=1	ϵ_{hmin} : Deformación horizontal mínima (microstrains)
m: factor cementación=2	ϵ_{HMAX} : Deformación horizontal máxima (microstrains)
n: factor saturación=2	

REFERENCIAS CITADAS

- Archie, G., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Transactions of the AIME, 146/1.
- Arps, J. J., 1953. The Effect of Temperature on the Density and Electrical Resistivity of Sodium Chloride Solutions, Petroleum Transactions of the AIME, Vol. 198, Technical Note 195, pp. 327-330.
- Bertrand, C., Cañipa, N., Castro, L. y León, C., 1996. Caracterización geoquímica de aceites y rocas de diferentes sistemas generadores de la región norte de México. En Gómez Luna, E y Martinez

- Cortés, A. (Eds.). *Memorias del V Congreso Latino-Americano de Geoquímica Orgánica*. Cancún. México, pp. 39-41.
- Bowers, G. L., 1995. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressures mechanism besides under compaction. *Society of Petroleum Engineers Drilling & Completion*. V. 6, pp. 89-95.
- Chen, Z y C. Jiang, 2016. A revised method for organic porosity estimation in shales reservoirs using Rock-Eval data: Example from Duvernay Fm, in the Western Canada Sedimentary Basin". *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.100, 3, pp 405-422.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014, *Atlas geológico de la Cuenca Tampico-Misantla: Ciudad de México*, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 44 pp.
- Craddock, P. R., Bake, K.D. y Pomerantz, A. E., 2018. Chemical, Molecular, and Microstructural Evolution of Kerogen during Thermal Maturation: Case study from the Woodford Shale of Oklahoma. *Energy & Fuels* DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b00189.
- Dolinar, D. R., 2003. Variation of horizontal stress and strain in mines in bedded deposits in the eastern and Midwestern United States. In: *Proc. 22nd International Conference on Ground Control in Mining*. Morgantown, pp. 178-185.
- EIA, 2015. (Energy Information Administration). *Technically Recoverable Shale Oil and Shales Gas Resources. Mexico*, 34 pp.
- Guzman, A.E., 2022. Tampico-Misantla: A premier super basin in waiting. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.106, 3, pp 495-516.
- Holguin, N., Demaison, G., Serrano, E., Galindo, F., Romero, A., Sosa, A y Martinez, G., 1994. The HC generative subsystems of the productive Mexican basins. In Schneider Mann, N., Cruz, O. and Sanchez, R. (Eds). *First joint AAPG / Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Hedberg Research Conference, Geological aspects of petroleum systems*, 4 pp.
- Jarvie, D. M., 2012, Shale resource systems for oil and gas: Part 2—Shale-oil resource systems, in J. A. Breyer, ed., *Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 97*, pp. 89–119.
- Lacy, L., 1997. Dynamic Rocks Mechanics testing for optimized fracture design. *Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 38716. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio. Texas. USA, pp 23-36.
- Magoon, L.B., Hudson, T.L. y Cook, H.E., 2001. Pimienta-Tamabra (!). A giant supercharged petroleum system in the Southern Gulf of Mexico, onshore and offshore Mexico. En Bartolini, C., Butler, R. T. and Cantu-Chapa, A. (Eds). *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems: AAPG Memoir 75*, pp.83-125.
- Medrano, M.L., Romero, M.A. y Maldonado, R., 1996. Los subsistemas generadores de la Sonda de Campeche. En Gómez Luna, E. y Martinez Cortes, A. (Eds). *Memorias del V Congreso Latino-Americano de Geoquímica Orgánica*. Cancún. México, pp 85-90.
- Passey, Q., Creaney S., Bulla J., Moretti F. y Stroud J., 1990. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* V.74. 12, pp 1777-1794.
- Ramos, J., Rodríguez, J., Patiño Ruiz, J., Valdés, L., Jurado, M., Oropeza, G., Canseco, E., Romano,

- U., Navarra Baca, F y Gómez rodríguez, R., 2013. Provincia Petrolera Tampico-Misantla. Pemex Exploración y Producción. Informe Inédito.
- Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B. y Kundert, D., 2008. A practical use of shales petrophysics for stimulation design optimization: All shale *plays* are not clones of the Barnett shale. Society of Petroleum Engineers. SPE. 115258, pp 1-11.
- Sustakoski, R. J. y Morton-Thompson, D., 1992. Reserves Estimation: Part 10. Reservoir Engineering Methods. En Morton-Thompson, D. y Woods, A, (eds.), Development Geology Reference Manual. American Association of Petroleum Geologists. Methods in Exploration Series, No. 10, pp-513-517.
- Veiga, R., 2018. Estimación de hidrocarburos generados, carbono orgánico original y porosidad orgánica a partir de datos de pirolisis: Ejemplos en la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina-Argentina. Simposio de Recursos No Convencionales. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp 1-21.
- Veiga, R., Bande, A., Micucci, C., Mosquera, A. y Macellari, C., 2018. Análisis en la capacidad de almacenamiento de gas a partir del uso de registros de pozo. Ejemplos en la Formación Vaca Muerta. Cuenca Neuquina. Argentina. Simposio de Recursos No Convencionales. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp 503-521.
- Veiga, R., Vergani, G.D., Brissón, I.E., Macellari, C.E. y Leanza, H. A., 2020. The Neuquén Super Basin. American Association Petroleum Geologists Bulletin, v.104, 12, pp 2521-2555.
- Zhang, J.J., 2019. Applied Petroleum Geomechanics. Elsevier, Gulf Profesional Publishing, 536 pp.

