

Empleo de análogos en superficie para la caracterización de YNF en las Regiones Sur y Marinas de PEP

José Jorge Rosillo Aragón
jose.jorge.rosillo@pemex.com
Pemex Exploración y Producción,
Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos
Gerencia de Administración del Conocimiento, Sede Villahermosa

Información del artículo: recibido: agosto de 2015-aceptado: septiembre de 2015

Resumen

El empleo de análogos de superficie es una práctica obligada en exploración para inferir las columnas geológicas que se encontrarán en el subsuelo en cuencas vecinas.

Estos análogos no se emplean en las áreas de producción de las regiones Sur y Marinas de PEP, donde requieren caracterizar a detalle los sistemas de fracturas en yacimientos productores, para el cálculo volumétrico y de reservas, determinación del número, ubicación, patrón de distribución, selección de trayectoria y diseño de pozos direccionales u horizontales con objetivos mesozoicos.

Lo anterior debido a que las características petrofísicas de las rocas varían substancialmente del subsuelo profundo a la superficie, en especial en las más susceptibles a cambios diagenéticos. Sin embargo, el fracturamiento conductivo en el subsuelo mantiene las tendencias de orientación y densidad observadas en superficie, acordes a sus propiedades mecánicas y régimen tectónico que las afecte.

Se pudo constatar que las rocas en superficie que conforman el cinturón plegado de la Sierra Madre de Chiapas, se encuentran en el mismo marco y régimen tectónico que las rocas del Mesozoico, que conforman los yacimientos productores en el subsuelo de Chiapas, Tabasco y Sonda de Campeche; por lo que pueden emplearse como análogos en superficie para la caracterización de los sistemas de fracturamiento presentes en el subsuelo.

Para analizar el fracturamiento en superficie se emplearon imágenes satelitales y fotografías de afloramientos en cortes carreteros, obtenidos en Google earth concluyéndose lo siguiente:

Las fallas de desplazamiento lateral que afloran en el área, están distanciadas cada 30 Km en promedio. Las fallas laterales interpretadas a nivel de subsuelo en cubos y líneas sísmicas 3D, se encuentran espaciadas cada 15 Km promedio. Los yacimientos de HP/HT en las Regiones Sur y Marina Suroeste se encuentran aledaños a éstas, por lo que podrían guiar la prospección de YNF en zonas aledañas a fallas de desplazamiento lateral observadas en superficie o interpretadas en el subsuelo.

Las fracturas más evidentes en imágenes satelitales, conforman sistemas conjugados y ortogonales con distanciamiento variable entre 300 m y 500 m, y son más evidentes en la vecindad de las fallas multicitadas.

A nivel de afloramiento, el fracturamiento suele circunscribirse a estratos o grupos de estratos constituidos por capas que tienen las mismas propiedades mecánicas. El fracturamiento vertical y perpendicular a los planos de estratificación es el más abundante. El espaciamiento entre fracturas de esta escala no excede los 10 cm en rocas carbonatas.

Palabras clave: Afloramientos análogos, análogos de superficie, caracterización de yacimientos naturalmente fracturados.

Application of outcrop analogues for naturally fractured reservoir characterization of the onshore and offshore southeast region of Pemex

Abstract

Outcrop analogues are routinely used worldwide by exploration geologists to predict the geologic column to be drilled in an adjacent basin.

Unfortunately, this kind of analogues are not use to aid field development and reservoir management of the Mesozoic onshore and offshore southeast oil & gas producing region of Pemex. These are fractured reservoir carbonates, requiring a detailed characterization of fracture systems, in order not only to achieve a proper calculation of volumetrics and reserves, but to estimate location, number and pattern of wells, determining the best trajectory and termination of deviated and horizontal wells.

It is well known that carbonate rocks are prone to numerous diagenetic changes with burial depth, diminishing or enhancing petrophysical properties. However, the subsurface conductive fractures should keep the trends of orientation, density and length observed on outcrops, according to their mechanical properties and tectonic regime acting.

It was verified that outcrops conforming the Sierra Madre de Chiapas' folded belt, have been undergone the same tectonic regime as the Mesozoic rocks conforming producing reservoirs onshore Chiapas State, Tabasco State and in offshore Campeche Sound. That is why it is here proposed to use outcrop analogues to characterize fracture systems of reservoirs, integrating 3D seismic, image logs and core data.

To analyze outcrop analogues fractures, satellite images and outcrop photographs from Google earth TM were used , observing next points:

Numerous strike slip faults are affecting the area both surface and subsurface. On surface, these faults are 30 Km away from each other, while in subsurface show a distance of 15 Km . Several HP/HT reservoirs are located adjacent to these faults, meaning they could be used as a guide to discover new naturally fractured reservoirs.

In satellite images, the most striking fractures, form systems conjugated and orthogonal varying in distance from each other from 300 m. to 500 m. and are more evident in the vicinity of strike slip faults.

Observed fractures on photographs from outcrops, seem to be limited to strata groups with same mechanical properties. Fractures are perpendicular to bedding planes and do not exceed 10 cm. of distance between each other.

Keywords: Outcrop analogues, naturally fractured reservoirs characterization.

Objetivo

El objetivo del trabajo realizado es complementar con datos de espaciamento y orientación del fracturamiento conductivo observado en superficie, la caracterización del fracturamiento natural realizada con sísmica 3D, registros geofísicos y núcleos adquiridos en los yacimientos. El empleo de análogos de superficie es una práctica común en exploración para inferir las probables litologías y espesores

de las columnas geológicas que se encontrarán en el subsuelo en cuencas vecinas. Desafortunadamente esta actividad no se lleva a cabo en las áreas de producción de las regiones Sur y Marinas de PEP, donde deben caracterizarse a detalle los sistemas de fracturas en yacimientos productores, no sólo para el cálculo volumétrico y de reservas, sino adicionalmente para la determinación del número, ubicación, patrón de distribución, selección de trayectoria y diseño de pozos direccionales u horizontales

con objetivos mesozoicos. Aunque las características petrofísicas de las rocas podrán variar substancialmente de la superficie al subsuelo profundo, en especial en las más susceptibles a cambios diagenéticos, se puede asegurar que el fracturamiento conductivo en el subsuelo deberá mantener las tendencias de orientación, densidad y longitud observadas en superficie acordes a sus propiedades mecánicas y tectónica que las afecte.

Al constatar que las rocas en superficie que conforman el cinturón plegado de la Sierra Madre de Chiapas, se encuentran en el mismo marco y régimen tectónico que las rocas del Mesozoico que conforman los yacimientos productores en el subsuelo de Chiapas, Tabasco y Sonda de Campeche, pudo apreciarse la asociación de fallas de desplazamiento lateral con yacimientos de alta presión y alta temperatura en las Regiones Sur y Marina Suroeste de PEP. Se infiere que esto se debe al intenso fracturamiento producido por las citadas fallas, (observado en superficie),

lo que permite proponer la identificación de las mismas como guía para la prospección de nuevos yacimientos. La presencia de grandes yacimientos petroleros en el entorno de una tectónica transpresiva, también podría servir de guía para la prospección petrolera mundial.

Metodología aplicada

Se consultaron en la literatura algunos de los modelos y elementos tectónicos propuestos para explicar la evolución tectónica-sedimentaria del Golfo de México y Sierra de Chiapas. Se incorporaron fallas de desplazamiento lateral izquierdo, resultado de interpretaciones del autor, realizadas en cubos y secciones sísmicas proporcionadas por los Activos de la RMSO, así como resultados de la caracterización del fracturamiento en yacimientos mesozoicos de la Región Sur, habiéndose empleado registros geofísicos de echados, de imágenes, núcleos, sísmica 2D, 3D y análisis de la morfología y espaciamiento de estructuras productoras, **Figura 1.**

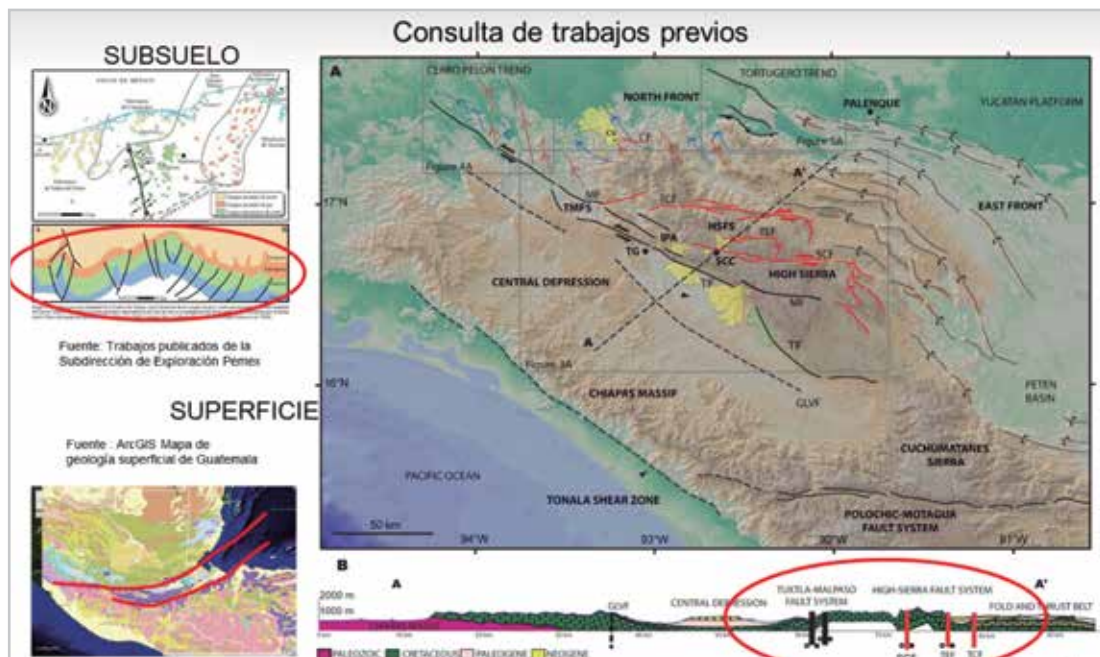


Figura 1. Consulta de trabajos previos.

Con lo anterior, se confirmó que las rocas que conforman los yacimientos mesozoicos en las Regiones Sur y Marinas de PEP han estado sujetas a los mismos esfuerzos tectónicos transpresivos que las rocas de las estructuras que

conforman la Sierra de Chiapas y que consecuentemente, se pueden emplear como análogos para los yacimientos, la orientación, distanciamiento y longitud de las fracturas observables en superficie, **Figura 2.**

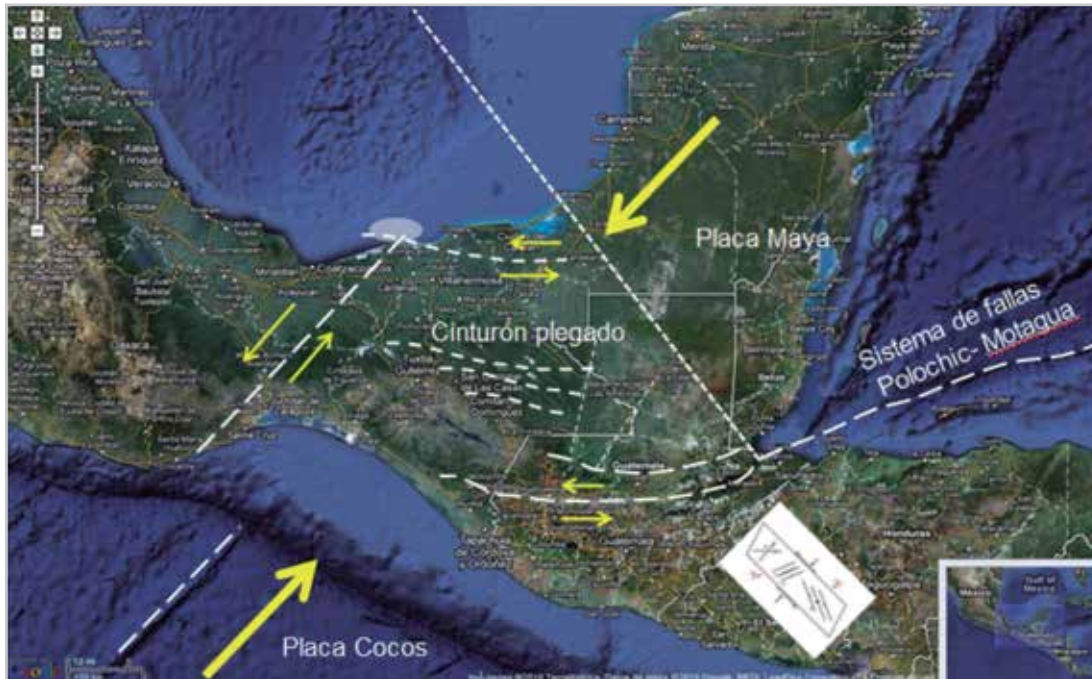


Figura 2. Elementos y marco de tectónica transpresiva que ha conformado al cinturón plegado de la Sierra Madre de Chiapas y estructuras productoras de hidrocarburos en el subsuelo del Sureste de México.

A continuación, se emplearon imágenes de satélite obtenidas en Google earth™ de la Sierra de Chiapas, para identificar los sistemas de fracturas más conspicuas en superficie, para establecer el espaciado entre las mismas se utilizó el medidor de distancias del citado software. La orientación y ángulos formados por sistemas conjugados se obtuvieron empleando la brújula del mismo software y medidor de ángulos del paquete Power Point.

También se obtuvieron fotografías de afloramientos en cortes carreteros de Google Maps™, para intentar estimar la densidad de fracturamiento a nivel de estratos.

Problemática

La orientación y distribución del fracturamiento calculadas a partir de registros geofísicos de echados y de imágenes sísmicas o eléctricas, núcleos y láminas petrográficas

delgadas, permiten identificar los estratos con mayor densidad de fracturamiento conductivo y en algunos casos el distanciamiento promedio entre enjambres de fracturas cuando se trata de columnas de gran espesor y propiedades mecánicas similares.

Se puede inferir que el fracturamiento será más denso en las zonas crestal y axial de los plegamientos o en las zonas aledañas a fallas geológicas que afectan la estructura productora. Sin embargo, aun tomando en cuenta la naturaleza fractal de las fracturas, difícilmente pueden extrapolarse a todo el yacimiento estas propiedades para estimar la presencia y distanciamiento de fracturas individuales mayores conductivas o corredores de fracturas. No se pueden considerar análogos de superficie, aquellos sistemas de fracturas naturales que no comparten el mismo marco y régimen tectónico que las fracturas en los yacimientos que se están caracterizando.

Desarrollo

Basado en trabajos previos realizados en el área, y complementados con estudios realizados por el autor, se constató que las estructuras que conforman el Cinturón plegado de la Sierra de Chiapas pueden emplearse como análogos de superficie de las estructuras productoras en el subsuelo de Chiapas - Tabasco y la Sonda de Campeche.

En particular se integraron al marco tectónico, fallas laterales izquierdas identificadas en cubos sísmicos de la RMSO, pudiéndose medir su espaciamento promedio, en el subsuelo y superficie.

El siguiente paso fue identificar y medir en imágenes satelitales de la Sierra de Chiapas, la orientación y espaciamento de los sistemas de fracturamiento más conspicuos que afectan a las rocas carbonatadas, **Figura 3**.

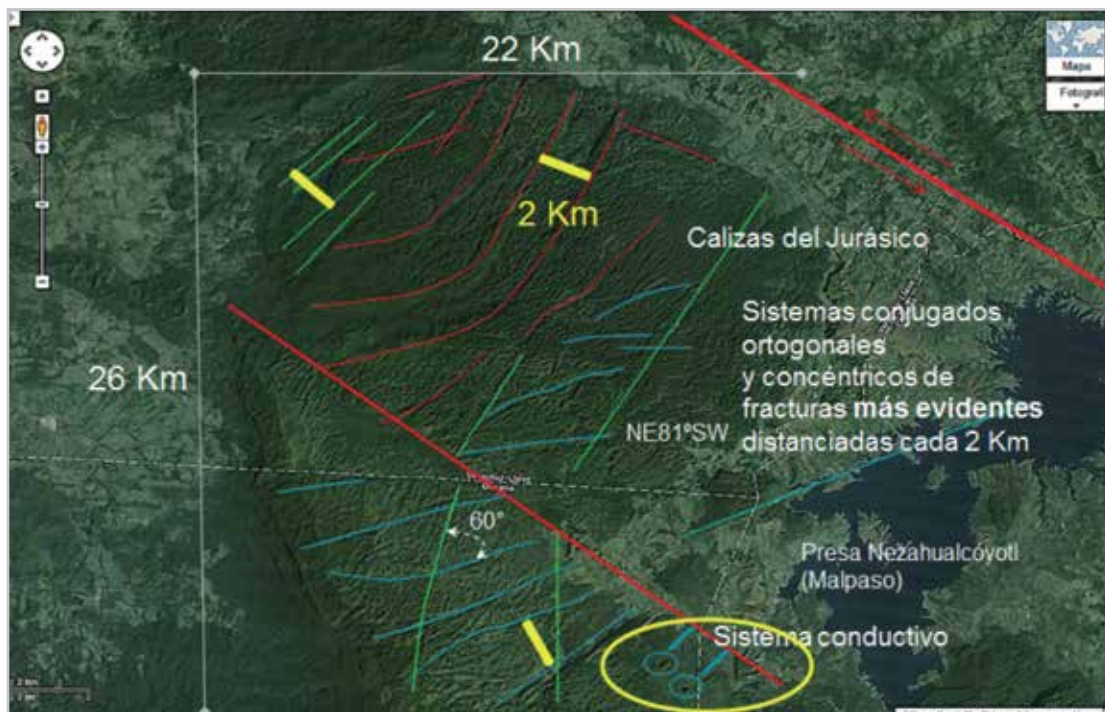


Figura 3. Sistemas de fracturas naturales más evidentes en la cercanía de fallas de desplazamiento lateral.

Posteriormente se analizaron fotografías de afloramientos en cortes carreteros, apreciándose que las fracturas suelen ser perpendiculares a los planos de estratificación y se circunscriben a estratos que poseen las mismas propiedades mecánicas.

Los afloramientos de calizas con estratos verticales muestran que las fracturas más abundantes son perpendiculares a los planos de estratificación, sin embargo, éstas se observan totalmente cerradas y los planos de estratificación adoptan la función de fracturas verticales, **Figura 4**.



Figura 4. Fracturas en estratos verticales.

Se pudo observar que las corrientes subterráneas someras siguen inicialmente el patrón del fracturamiento conductivo, adoptando posteriormente el trazo de las corrientes superficiales. ¿Se puede suponer que los acuíferos profundos adoptan también una morfología similar en el caso de los YNF?

Finalmente, es evidente la asociación de fallas de desplazamiento lateral con yacimientos de alta presión y

alta temperatura en las Regiones Sur y Marina Suroeste de PEP. Se infiere que esto se debe al fracturamiento producido por las citadas fallas, lo que permite proponer la identificación de las mismas como guía para la prospección de nuevos yacimientos. La presencia de grandes yacimientos petroleros y mineros en el entorno de una tectónica transpresiva, también podría servir de guía para la prospección petrolera mundial, **Figura 5**.

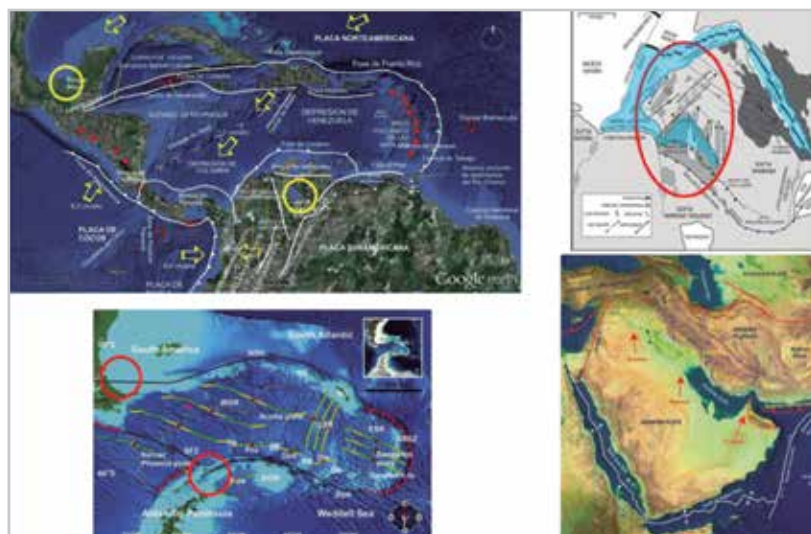


Figura 5. Los análogos tectónicos globales podrían emplearse para la prospección petrolera mundial y muestran el gran potencial que tiene el área estudiada.

Resultados obtenidos

Las observaciones realizadas en imágenes satelitales y fotografías de afloramientos en los cortes carreteros de la sierra de Chiapas, permitieron concluir lo siguiente:

1.- A nivel de afloramiento, el fracturamiento suele circunscribirse a estratos o grupos de estratos constituidos por capas que tienen las mismas propiedades mecánicas. El fracturamiento vertical y perpendicular a los planos de estratificación es el más abundante. El espaciamiento entre fracturas de esta escala no excede los 10 cm en rocas carbonatas.

2.- La estimación de la orientación y buzamiento de los sistemas de fracturas observados en fotografías de afloramientos, requiere suponer que las trazas de fracturas tienen planos perpendiculares al plano y ángulo de toma fotográfica, por lo que no se llevó a cabo esta actividad.

3.- Las fallas de desplazamiento lateral más conspicuas que afloran en el área, están distanciadas cada 30 Km en promedio. Las fallas laterales interpretadas a nivel de subsuelo en cubos y líneas sísmicas 3D, se encuentran espaciadas cada 15 km promedio. Los yacimientos de HP/HT en las regiones Sur y Marina Suroeste se encuentran aledaños a éstas, por lo que podrían guiar la prospección de YNF en zonas aledañas a fallas de desplazamiento lateral observadas en superficie o interpretadas en el subsuelo.

4.- Las fracturas más evidentes en imágenes satelitales conforman sistemas conjugados, y ortogonales con distanciamiento variable entre 300 m y 500 m y son más evidentes en la vecindad de las fallas citadas. Las fracturas conductivas presentan una orientación NE-SW, por lo que la trayectoria de pozos direccionales u horizontales más recomendable es NW-SE.

5.- La orientación y distribución del fracturamiento calculadas a partir de registros de imágenes, complementados con los observados a nivel de afloramiento e imágenes de satélite, puede emplearse como base para la determinación del número, ubicación, patrón de distribución, selección de trayectoria y diseño de pozos direccionales u horizontales con objetivos mesozoicos.

Conclusiones y aplicaciones a la industria

1.- Con base en literatura consultada, se pudo confirmar que las rocas que conforman el cinturón plegado del sureste de

México han sido sujetas a los mismos esfuerzos que las que conforman las estructuras productoras de hidrocarburos en el subsuelo de Chiapas, Tabasco y Sonda de Campeche. Por lo que pueden emplearse como análogos de superficie en lo referente al fracturamiento mayor.

2.- Emplear análogos de superficie situados en mismo entorno tectónico, permite complementar las observaciones realizadas con métodos de subsuelo y establecer con menor incertidumbre, la orientación y distribución del fracturamiento conductivo en sus diversas escalas, para establecer la orientación y patrón de las trayectorias de los pozos direccionales u horizontales.

3.- La identificación de fallas de desplazamiento lateral y su espaciamiento promedio puede guiar la prospección de YNF en zonas aledañas a las mismas.

4.- Las corrientes subterráneas someras, suelen seguir las trayectorias del fracturamiento natural mayor, que afecta terrenos calcáreos en superficie. Conforme avanza la disolución de las superficies de fracturas, se observa que la interconexión con fracturas conjugadas u ortogonales, promueve la formación de cavernas que al colapsar el techo de las mismas, da lugar a una serie de cenotes, sótanos o cimas que delatan la trayectoria de la corriente subterránea desplazándose de manera similar que las corrientes superficiales.

5.- Con base en lo anterior, se puede inferir que en yacimientos naturalmente fracturados, los acuíferos profundos podrían adoptar un comportamiento similar a lo observado en el subsuelo somero, aunque desde luego sin la formación de cavernas.

Referencias

Aguayo, J.E. y Trápaga, R. 1996. III. Tectónica Actual de México. En *Geodinámica de México y Minerales del Mar*. México, D.F.: FCE. http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/141/htm/sec_6.htm (Fecha de acceso 15 de enero de 2015).

Aiken, C.L.V., Balde, M., Xu, X. et al. 1997. Integrated Studies of Mexico with Gravity, Magnetic, and GIS Database. *The Leading Edge* (December): 1779-1785. <http://library.seg.org/doi/pdf/10.1190/1.1437580>.

Bongiorno Ponzó, F. *Relaciones entre Fallas y Pliegues*. Mérida, Venezuela: Universidad de los Andes. Facultad de

Ingeniería, Escuela de Ing. Geológica, Geología Estructural. <http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/frabon/Geologia%20Estructural/RELACIONES%20ENTRE%20FALLAS%20Y%20PLIEGUES.pdf> (Fecha de acceso 17 de febrero de 2015).

Castro-Mora, J. 2009. *Estructura Geológica del Estado de Chiapas*. México, D.F.: UNAM, Instituto de Geofísica.

Delgado-Argote, L.A. y Carballido-Sánchez, E.A. 1990. Análisis Tectónico del Sistema Transpresivo Neogénico entre Macuspana, Tabasco y Puerto Ángel, Oaxaca. *Revista - Instituto de Geología. Universidad Nacional Autónoma de México* **9** (1): 21-32.

Escalera Alcocer, J.A. 2010. *Estrategia, Logros y Desafíos de la Exploración Petrolera en México*. México D.F.: Academia de Ingeniería. <http://www.ai.org.mx/ai/archivos/ingresos/escalera/Estrategia%20logros%20y%20desafios%20de%20la%20exploracion%20petrolera%20en%20Mexico.pdf> (Fecha de acceso 21 de febrero de 2015).

Ghiglione, M.C. 2002. Diques Clásticos Asociados a Deformación Transcurrente en Depósitos Sinorogénicos del Mioceno Inferior de la Cuenca Austral. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* **57** (2): 103-118.

Howell, J.A., Martinius, A.W. y Good, T.R. 2014. The Application of Outcrop Analogues in Geological Modelling: A Review, Present Status and Future Outlook. *Geological Society, London, Special Publications* **387**: 1-25. <http://dx.doi.org/10.1144/SP387.12>.

Longoria, J.F., 1985. Tectonic Transpression in the Sierra Madre Oriental, Northeastern Mexico: An Alternative Model. *Geology* **13** (7): 343-346.

Longoria, J.F. 1991. Mesozoic Tectonostratigraphic Evolution of Mexico. V International Circum Pacific Terrane Conference, Santiago, Chile, noviembre 11-15.

Longoria, J.F. 1994. Recognition and Characteristics of a Strike-Slip Fault System in Mexico and its Mesozoic Transpressional Regime: Implication in Plate Tectonics and

Paleo Geographic Reconstruction. *Boletín Departamento de Geología Universidad de Sonora* **11** (1): 77-104.

Pacheco Gutiérrez, C. 2002. Tectónica Transpresiva en KUMAZA. Reporte IMP.

Padilla y Sánchez, R.J. 2007. Evolución Geológica del Sureste Mexicano Desde el Mesozoico al Presente en el Contexto Regional del Golfo de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* **59** (1): 19-42.

Pindell, J.L. 1985. Alleghenian Reconstruction and Subsequent Evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and Proto-Caribbean. *Tectonics* **4** (1): 1-39. <http://dx.doi.org/10.1029/TC004i001p00001>.

Rueda Gaxiola, J. 1998. El Origen del Golfo de México y sus Subcuencas Petroleras Mexicanas, con base en la Palinoestratigrafía de Lechos Rojos. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* **15** (1): 78-86.

Servicio Geológico Mexicano. 2014. Evolución de la Tectónica en México. *SGM*. <http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/riesgos/tectonica/evolucion-tectonica-mexico> (Fecha de acceso 10 de enero de 2015).

Silva, F.P., Rodrigues, J.F., Maciel, C. et al. 1996. NE Abu Dhabi - New Evidences of Wrench Tectonics Associated with the Development of the Oman Mountains Foredeep. Artículo presentado en Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, octubre 13-16. SPE-36276-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/36276-MS>.

Vázquez Cantú, A. 2013. *Depth Imaging in the Citam-Kab Fields in the Gulf of Mexico: Complex Geological Challenges, Improved Seismic Imaging and the Road Ahead*. MS thesis, University of Aberdeen, UK (febrero 2013).

Vázquez Meneses, M.E., Villaseñor Rojas, P.E., Sánchez Quiñones, R. et al. 1992. Neotectónica del Sureste de México. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* **24** (3): 12-37.

Semblanza del autor

José Jorge Rosillo Aragón

Ingeniero Geólogo egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, obtuvo el título con Mención Especial en noviembre de 1975.

En agosto de 1992 ingresó a PEP como Superintendente de Caracterización de Yacimientos en la Gerencia de Producción, Región Sur.

De marzo 1994 a junio 1997, colaboró en el Grupo Interdisciplinario Jujo-Tecominoacán, en la caracterización del yacimiento considerando doble porosidad.

De julio a diciembre de 1997, desempeñó el cargo de Coordinador de Diseño y Evaluación de Explotación del área Luna-Caparroso-Pijije en el Activo de Producción Luna, donde documentó el Proyecto Delta del Grijalva.

De enero de 1998 a septiembre de 2004, laboró como Superintendente de Caracterización de Yacimientos en la Coordinación de Diseño del Activo de Producción Luna.

A partir de octubre de 2004, fue incorporado a la Gerencia de Desarrollo de Campos de la STE donde fue responsable de integrar y liderar la Red de Expertos de Desarrollo de Campos, colaboró en el equipo de Diseño del Proceso de Negocio de E&P del Proyecto SUMA y el desarrollo de un Prototipo para el Control de Gestión de la DGPEP.

En los primeros meses de 2008 fue comisionado a la Gerencia de Dictamen Técnico de Proyectos de Explotación de la SCTE y a partir de mayo del mismo año y hasta diciembre de 2011, formó parte del grupo de especialistas de la Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste.

Desde enero de 2012 a la fecha, forma parte del G-50 de la SGRT en la Gerencia de Administración del Conocimiento, donde estuvo a cargo de la reactivación de Redes de Especialistas de la cadena de valor de PEP; de la organización del primer Foro de Intercambio de Experiencias en YNF, y seminarios técnicos de la DGPEP. A partir de mayo 2014, es el responsable de la implantación y puesta en operación del Sistema de Conocimiento de Campos Análogos Digitales (DAKS), en PEP.

Ha sido autor y co-autor de trabajos y sesiones póster, expuestos en congresos de la AIPM, AMGP, AAPG, SPE y SEG.