

Exploración petrolera en áreas frontera del occidente de México

Samuel Eguiluz-de Antuñano

Geólogo consultor

<http://www.mexican-petroleum-geology.com>

seguiluz662@gmail.com

Información del artículo: recibido: abril de 2016-aceptado: junio de 2016

Resumen

Este trabajo analiza el sistema petrolero y evalúa su potencial en las cuencas del Litoral Pacífico de México. La integración de datos indica que hay cuatro cuencas, con más de 240,000 km², con sucesiones de carbonatos y turbiditas, que superan 3,000 m de espesor, con rocas almacén, sello y generadoras, con materia orgánica tipo I y II y con madurez vinculada a focos de calor, que aceleran la generación de hidrocarburos. De 1949 a 1983 Petróleos Mexicanos perforó 38 pozos y descubrió cinco campos de gas y condensado que confirman el potencial petrolero de la región, posiblemente con analogía a la cuenca Talara–Progreso en Perú. Con la experiencia adquirida y tecnología moderna, es factible descubrir nuevos campos para un área que consume 850 millones de pies cúbicos de gas diarios, (MMpcd).

Palabras clave: Exploración petrolera, occidente de México, cuencas de México.

Petroleum exploration of frontiers areas in west Mexico

Abstract

This paper analyzes the petroleum system and evaluates its potential in the basins of west of Mexico. Data integration indicate that there are four basins, with more than 240,000 km², with successions of carbonates and turbidites exceeding 3,000 m thick, with reservoir rocks, seal and source rocks with matter type I and II, with their maturity linked to outbreaks of heat generation accelerate hydrocarbons. From 1949 to 1983 PEMEX drilled 38 wells and discovered five gas and condensate fields confirming the oil potential of the region, possibly with analogy to the Talara–Progreso basin in Peru. With the experience and modern technology is feasible to discover new fields, to an area that consumes 850 million cubic feet of gas per day (MMcfd).

Keywords: Petroleum exploration, western Mexico, Mexican basins.

Introducción

Cuatro grandes cuencas sedimentarias se encuentran en el occidente de México; su geología la comparten el área

terrestre y la plataforma marina del Océano Pacífico. Las sucesiones estratigráficas indican espesores gruesos de sedimentos clásticos y carbonatados, con rocas generadoras, almacén, sello y trampas para yacimientos, **Figura 1**.

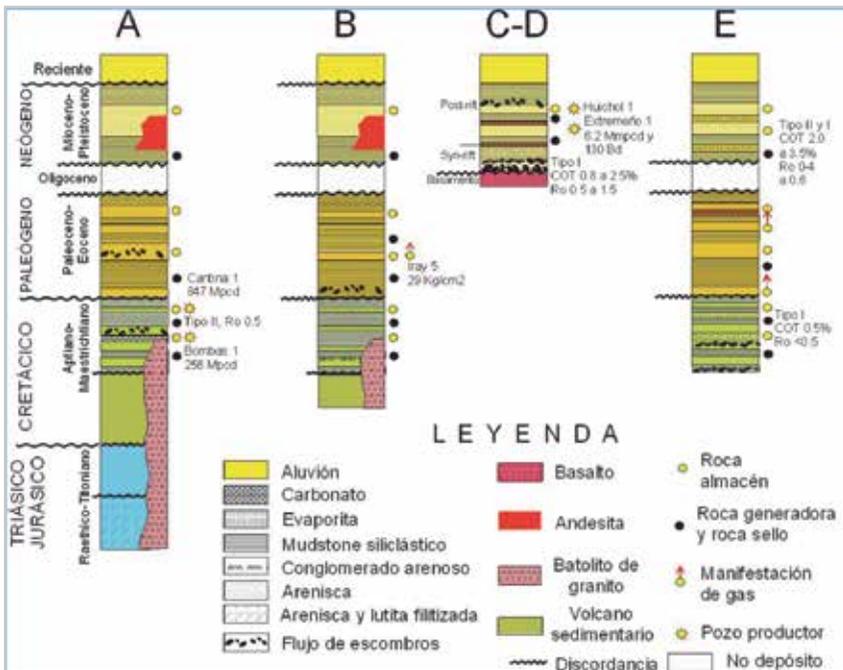


Figura 1. Sucesiones estratigráficas en las cuencas: A Vizcaino, B Iray; C y D Delta del Río Colorado y Nayarit, y E Tehuantepec. Simbología descrita en la leyenda.

La evolución geodinámica del occidente de México inicialmente corresponde a un margen tectónico convergente, compuesto por la interacción de la placa oceánica Farallón y la placa continental de Norteamérica. De forma general, en el Mesozoico y Paleógeno se identifican tres conjuntos dispuestos en franjas subparalelas, Figuras 2 y 3. El conjunto occidental corresponde a una cuenca ante-arco, transformada en prisma de acreción. El conjunto

central es un arco volcano-sedimentario, con basamento integrado por fragmentos de terrenos alóctonos. El conjunto oriental es una cuenca post-arco con evolución geológica compleja, (Eguluz, *et al.* 2014), en el que se instaló un cinturón turbidítico con magmatismo y deformación, tanto Sevier como Laramide (cuenca Mezcalera, Arperos o Teloloapa (Eguluz y Campa, 1982; Martini *et al.* 2011, Campa *et al.* 2012).

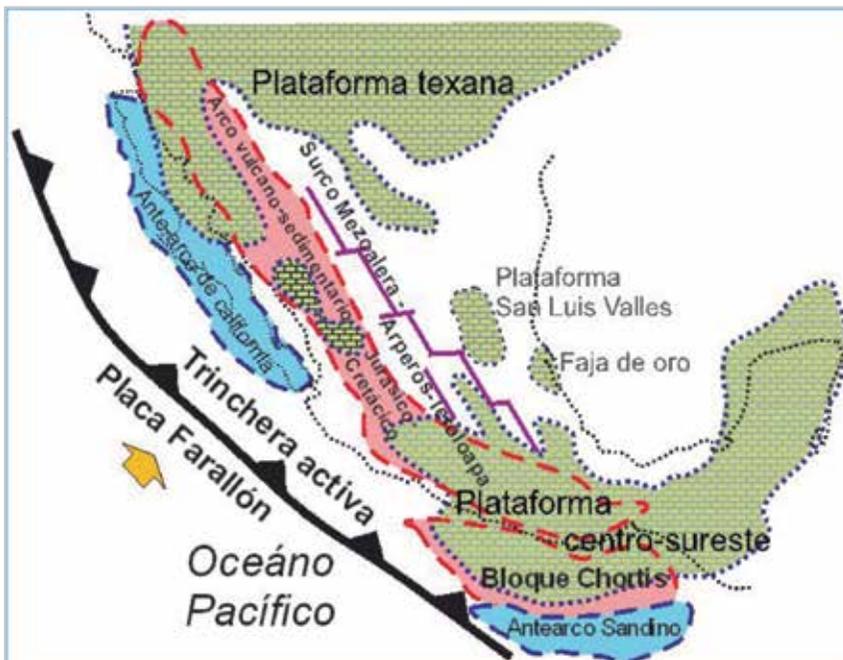


Figura 2. Evolución tectónica y paleogeográfica en el Mesozoico.

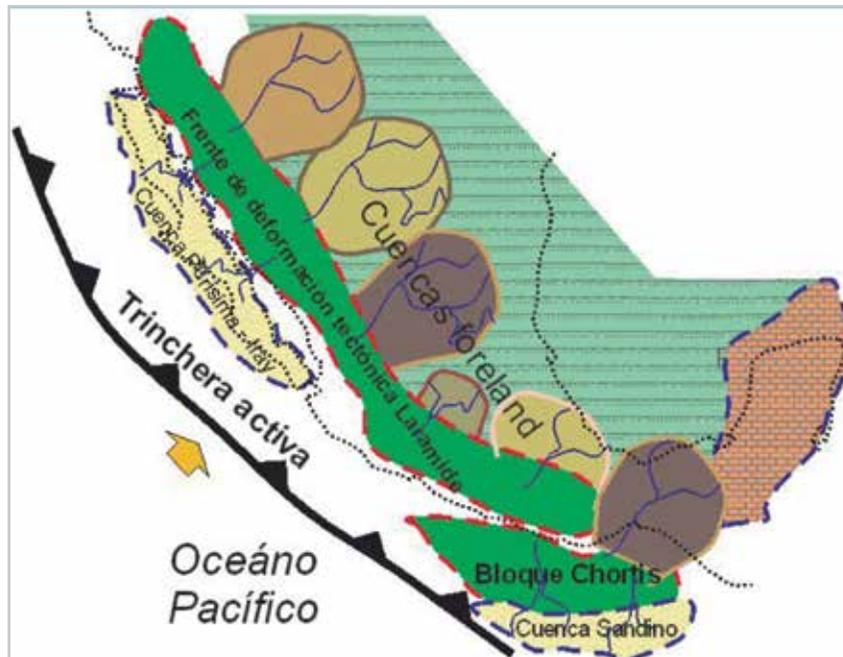


Figura 3. Evolución tectónica y paleogeográfica en el Paleógeno.

Los tres conjuntos actualmente forman los terrenos Guerrero Compuesto, Tahue y Cortés (Campa y Coney, 1983; Centeno, 2005). Posteriormente en el Neógeno, **Figura 4**, la interacción de las placas tectónicas reorganizó otro escenario tectono-sedimentario, el Bloque Chortis se desplazó al sureste y fragmentó el sur de México (Pindell,

2013), mientras que la Península de California se desplazó al noroeste y rompió el modelo tectónico original (Atwater, 1970; Gastil, *et al.* 1981; Gastil and Miller, 1984). La separación lateral de estos grandes bloques creó cuencas de reciente evolución que oblitera parcialmente las evidencias primitivas de la geodinámica mesozoica.

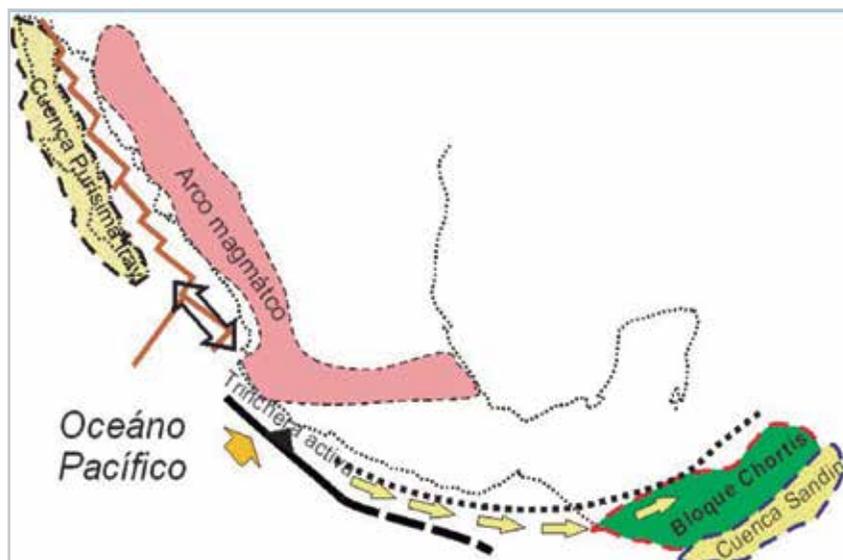


Figura 4. Evolución tectónica y paleogeográfica en el Neógeno.

Descripción de las cuencas

Cuencas Vizcaíno e Iray

Entre 1949 a 1960 se exploró con geología de superficie y gravimetría la parte continental de Baja California; se estableció la estratigrafía, la deformación regional y se localizaron emanaciones de hidrocarburos. Se identificaron

más de 3,000 m de espesor de rocas sedimentarias marinas en las cuencas de Vizcaíno e Iray. Se perforaron cinco pozos en la Cuenca Vizcaíno y nueve pozos en la Cuenca Iray, con presencia de gas en rocas sedimentarias marinas del Cretácico y Paleógeno, (Mina, 1957). Entre 1970 a 1980 con gravimetría, magnetometría, sismología y geología de superficie se continuó la exploración continental y parte de la plataforma marina, identificando un área prospectiva con más de 100,000 km², **Figura 5**.

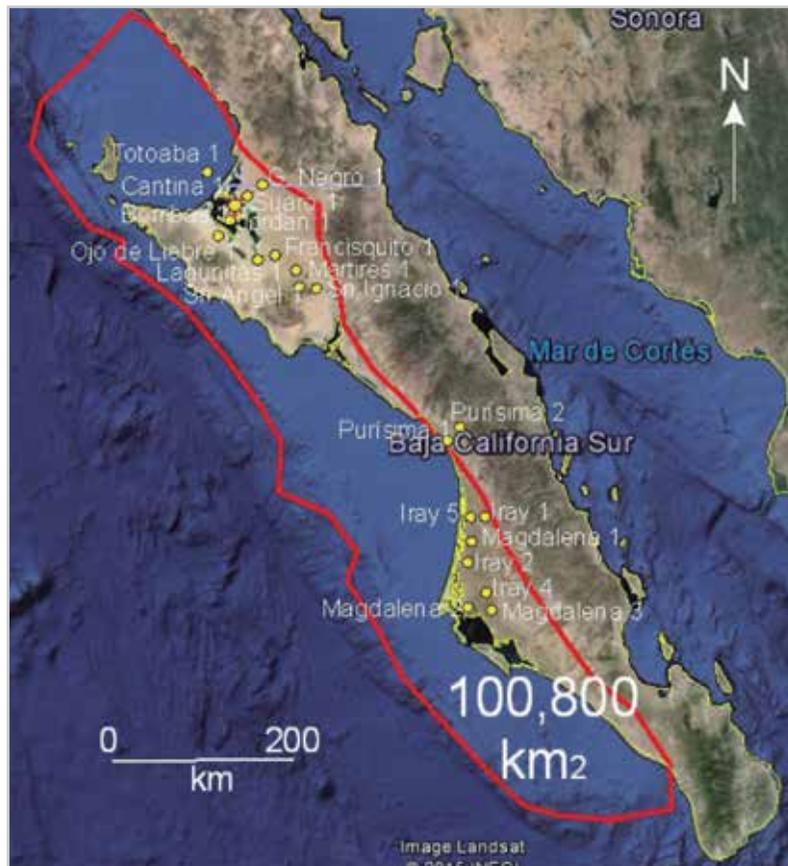


Figura 5. Ubicación de pozos en las cuencas de Vizcaíno, al norte, e Iray, al sur, en la Península de Baja California y su plataforma marina, con más de 100,000 km² de superficie. Imagen Google 2005.

Se perforó un pozo marino y siete pozos terrestres, de los cuales dos quedaron con producción de gas (Lozano-Romen, 1975; Ramos-García, 1977; García, 1979, Madrid-Solis, 1980). Las cuencas Vizcaíno e Iray se subdividen en subcuencas, separadas por altos de basamento. El basamento está formado por filitas y esquistos del Paleozoico, Triásico, Jurásico y Cretácico pre-Albiano. Los sedimentos marinos son depósitos intermitentes del Aptiano, Albiano, Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y Mioceno, con discordancias entre sí; el espesor de los

prismas sedimentarios varían de 2,000 a 5,000 m o más, **Figura 6**. Estas rocas están intrusionadas por un batolito del Cretácico Inferior y cubiertas por vulcanismo Terciario. La roca generadora evaluada parcialmente es de tipo algáceo (Grupo Alisitos Aptiano-Albiano), con madurez de -2 a 2, equivalente a 0.5 de Ro. Las rocas almacén son carbonatos lagunares del Albiano; brechas y siliciclastos del Cretácico Superior-Paleoceno (turbiditas) y como rocas sello hay intercalación de espesores arcillosos, Figura 1.

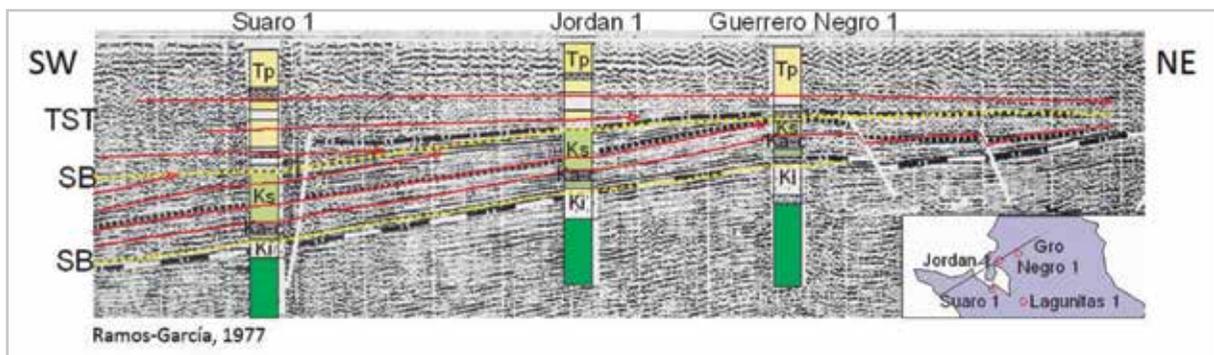


Figura 6. Sección sísmica 2D orientada noreste - suroeste, con apoyo de pozos e interpretación de las sucesiones estratigráficas. Cretácico Inferior (Ki), Cretácico Albiano-Cenomaniano (Ka-c), Cretácico Superior indiferenciado (Ks), Paleógeno (Tp), límite de secuencia (SB), sistema transgresivo (TST). Tomado de Ramos García (1977) y modificado en este trabajo.

Las trampas estructurales tienen dimensiones variadas y predominan para rocas del Mesozoico, mientras que los cambios de facies litorales a batiales favorecen la existencia de trampas estratigráficas para el Cenozoico. Chapopoterías y manifestaciones de hidrocarburos indican procesos favorables para la generación y migración de aceite y gas. En la Cuenca Vizcaíno, el pozo Cantina 1, a 1482-1495 m, quedó productor de gas con 847 Mpcd en areniscas arcillosas con porosidad reducida en la Formación Valle, (Cretácico Superior). El pozo Bombas 1, a 1824-1866 m, quedó productor de gas con 256 Mpcd, en areniscas con porosidad baja del Grupo Alisitos, (Cretácico Inferior), ambos pozos situados en bloques de pliegue contra falla. El pozo Iray 5, en la cuenca del mismo nombre, a 1957-1969 m quedó con presión estabilizada de gas (29 kg/cm²) en areniscas de la parte inferior de la Formación Sepultura, (Paleoceno). Es conveniente señalar que la estratigrafía y geología continental del Estado de Colima, (Formación Madrid) tiene estrecha correlación con la geología de Baja California, (Grupo Alisitos), por lo que en tiempo Cretácico comparten historias similares.

Cuenca Delta del Río Colorado

Entre 1978 a 1984 con geofísica y geología de superficie se exploró la costa noroccidente de Sonora, (Desierto de Altar) y la porción noroeste del Golfo de California, (Guzmán, 1984; Pérez-Cruz, 1982). La cuenca tiene más de 70,000 km², se estableció la estratigrafía y reconoció la deformación estructural regional que cambió el paradigma de evolución de esta cuenca, a la cual se vinculaba impropia-mente con la génesis de la cuenca de Ventura, en California, Estados Unidos de Norteamérica. El origen de la Cuenca del Delta del Río Colorado se debe a la interacción de la Dorsal del

Pacífico y la placa oceánica Farallón, consumida bajo la placa continental de Norteamérica; esto generó la traslación de grandes bloques separados lateralmente del continente para formar la región peninsular de California y su golfo durante el Mioceno tardío al Reciente (Atwater, 1970). En este proceso ocurrió la inundación marina paulatina.

El basamento de esta cuenca lo forman rocas volcánicas del Paleógeno o graníticas y metamórficas más antiguas, así como la corteza oceánica de creación reciente originada por extensión. La sucesión sedimentaria inició en el Mioceno tardío (10 M.a.), formada por evaporita, arenisca y toba, con presencia de derrames de lava. La sucesión francamente marina migró en tiempo y espacio; aparece en Mioceno en la latitud de Isla Tiburón (Gastil, *et al.*, 1979) y en el Plioceno al noroeste con depósito de carbonatos y predominio de siliciclastos, con espesor que sobrepasa 3,000 m, (Figura 1). En el Pleistoceno y Reciente en la periferia de la cuenca el espacio de acomodo se colmata y prograda, con sedimentación continental, mientras que en el centro de la cuenca y desembocadura del Delta del Colorado continuó la sedimentación marina (Aguayo, 1981). El análisis geoquímico por cromatografía en el mar determinó varias concentraciones de anomalías de hidrocarburos biogénico y termogénico asociados a flujo de calor proveniente de zonas de creación de corteza nueva identificadas con métodos geofísicos (Pérez-Cruz, 1982). La roca generadora en el pozo Extremeño 1 la constituyen sedimentos con 90% de materia orgánica de tipo I, carbono orgánico total (COT) pobre, menor a 1%, su grado de alteración termal (TIA) no mayor a 1.5, equivalente a Ro 0.5% y por pirólisis su temperatura máxima de 435°C demuestran una roca inmadura o que se encuentra en la ventana de generación de gas.

Adicionalmente, la cercanía de flujo de calor en zonas de creación de corteza acelera el proceso de generación y migración de hidrocarburos para constituir un *play* petrolero. La roca almacén es arenisca, de ambiente de delta y posiblemente turbiditas en la parte distal de la cuenca. El pozo Extremeño 1 tuvo porosidad de 24% en su cuerpo productor, mientras que la roca sello es lutita y arcillas con porosidad menor a 5%. Los cambios de facies y lentes de las arenas son trampas estratigráficas

potenciales y debido a la deformación transpresiva que ocurrió se identifican trampas estructurales o combinadas. En esta cuenca, Pemex perforó tres pozos terrestres y siete marinos, **Figura 7**, cuatro de estos pozos aportaron resultados concluyentes, el pozo marino Extremeño 1 a la profundidad 4,115-4,125 m, en sedimentos del Plioceno, quedó productor con 6.2 MMpcd de gas y 130 Bd de condensado; el resto de los pozos no cumplió sus objetivos por diferentes razones.



Figura 7. Localización de pozos en la Cuenca Delta del Río Colorado. La superficie de 70,800 km² incluye la costa en tierra y una extensa plataforma marina del Golfo de California. Imagen Google, 2015.

Cuenca Nayarit

La exploración petrolera de la plataforma marina de Nayarit y la parte continental de Sinaloa, Nayarit, Jalisco y Colima se realizó a partir de 1970 (Reyes-Flores, 1983; Hernández Estévez, 1982). Esta cuenca se extiende desde la planicie costera hasta la isobata de 500 m de profundidad en la plataforma marina; está limitada al occidente por las Islas

Marías y al noroeste continúa equidistante a la línea de costa hasta Mazatlán, con una superficie de más de 27,000 km², **Figura 8**. El origen de esta cuenca se inició con la apertura del Golfo de California durante Mioceno (12 M.a.). La geología de superficie reporta gneis, esquisto y filitas de edad pre-Cretácico, sedimentos volcano-sedimentarios del Cretácico e intrusivos y volcánicos del Cenozoico.



Figura 8. Localización de pozos en la Cuenca Nayarit con superficie de 27,000 km² en tierra y mar. Observar la extensión de la plataforma marina, entre la línea de costa y cuellos volcánicos en el borde poniente. Imagen Google, 2015.

El basamento de rocas ígneas y metamórficas presenta altos que delimitan subcuencas separadas entre sí, las cuales alojan prismas sedimentarios con sucesiones de sedimentos que alcanzan los 2,500 m de espesor, **Figura 9**, y en los que se identifican tres secuencias separadas por discordancias (Sutherland *et al.* 2012). El relleno sedimentario principal de esta cuenca es Plioceno y Pleistoceno, compuesto por turbiditas de ambiente profundo y con variaciones laterales a sedimentos litorales, (Figura 1). Las rocas generadoras en Colima son carpetas de algas que exudan aceite en rocas del Albiano, (Formación Madrid) y los sedimentos del Plioceno son lutita con materia orgánica de tipo I, con 0.8% a 2.5% de COT, moderadamente alterada. El pozo Huichol 1 a 3,157 m registró una temperatura de fondo de 232°C y el pozo Chicura 1 a 2,832 m tuvo 138°C, ambos pozos perforados en el área marina; esto sugiere que en el área

existe un gradiente geotérmico entre 40° y 70°C/km. El pozo Huichol 1 probó los intervalos 2,860-2878 m y 1,200-1249 m, quedando como productor no comercial de gas. En la Isla Isabel hay burbujeo de gas en su costa, reportado como manifestación y en Colima hay evidencia de asfalto y chapopote. El contexto regional indica que existe generación y migración de hidrocarburos. La roca almacén pueden ser siliciclásticos y carbonatos del Cretácico (formaciones Madrid y Cerro La Vieja), en la costa y el continente, mientras que en el área marina son siliciclásticos del Plioceno y Pleistoceno, con porosidad de 15% a 20%. Así mismo, la lutita intercalada en la sucesión es el sello. Las trampas en rocas Cretácicas pueden ser estructurales (pliegues contra falla), mientras que en sedimentos del Neógeno pueden ser bloques *sin-rift*, rotados o trampas estratigráficas por cambio de facies y discordancia.

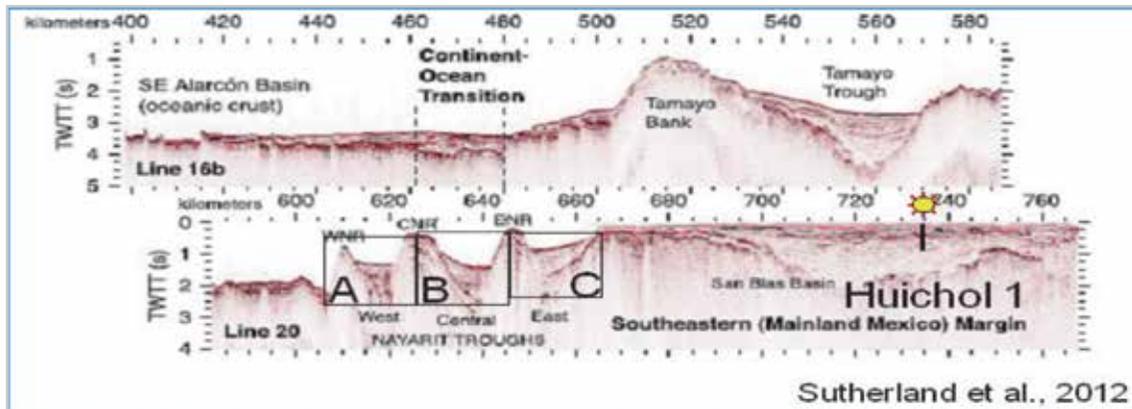


Figura 9. Sección sísmica 2 D, entre la costa de Nayarit y la Península de Baja California. A, B y C son subcuencas por extension asociadas con volcanes. El pozo Huichol 1 fue perforado en la plataforma marina de Nayarit. Sutherland *et al.*, 2012, modificado en este trabajo.

Cuenca Tehuantepec

La exploración petrolera de esta cuenca es incipiente; su estudio se realizó de 1969 a 1981, ocupa la plataforma marina y área continental, ambas con una superficie de

40,000 Km², **Figura 10**. La planicie costera se relaciona con la evolución geológica de los terrenos Xolapa y Juárez, mientras que la plataforma marina aloja una cuenca con prismas sedimentarios del Neógeno, generada por el desplazamiento del Bloque Chortis.

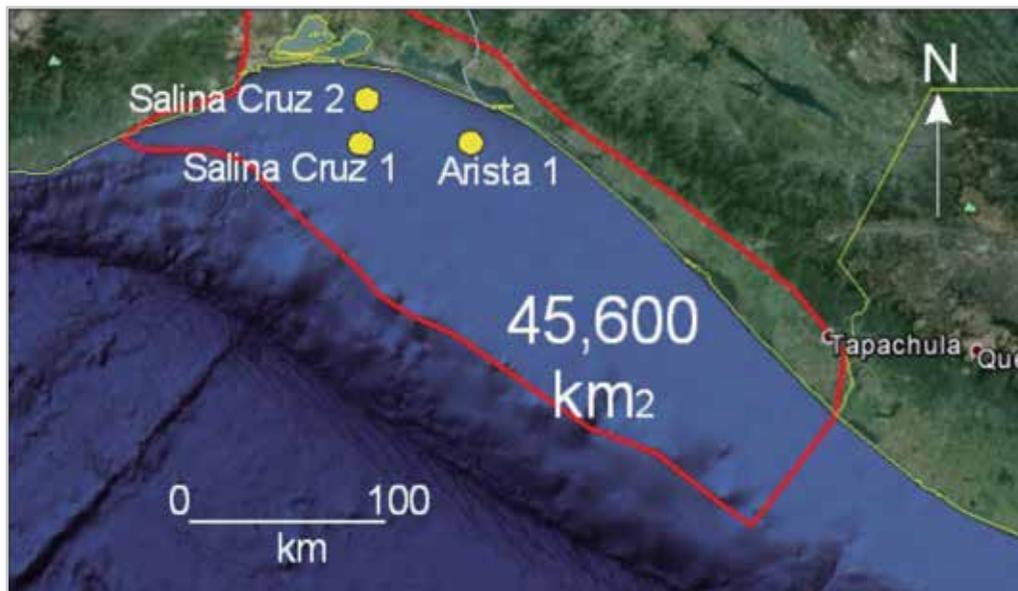


Figura 10. Localización de pozos en la Cuenca Tehuantepec, con superficie de 45,600 km² en tierra y mar. Nótese la extensión de la plataforma marina al noreste unida al continente, en relación con el fondo oceánico, (azul oscuro) al suroeste de la imagen Google, 2015.

El basamento lo constituyen gneises, esquistos y filitas, así como rocas plutónicas y volcánicas de diferentes edades. Esta cuenca tiene una costa angosta y una plataforma marina muy amplia (Pedrazzini, *et al.* 1982). Hacia la costa se identifica un basamento somero sobre el que yace discordante el Mioceno Superior marino, formado por 1,500 m de conglomerado de rocas plutónicas y volcánicas, que pasan a sedimentos del Plioceno con arenisca y arcilla a la cima, pero en el Pleistoceno son arenosos (pozos Salina Cruz 2 y Arista 1). El pozo Salina Cruz 1, distal de la costa, cortó en su base conglomerados formados por rocas plutónicas y volcánicas que subyacen a lutita marina del Turoniano y arenisca del Santoniano, con clastos de gneis y caliza. En discordancia se deposita una sucesión arcillo-arenosa del Campaniano, Maastrichtiano y Paleoceno. En el Eoceno Medio, predomina caliza de ambiente somero, incluida en terrígenos con foraminíferos de ambiente profundo. La secuencia anterior está separada por una discordancia del Eoceno Superior, constituido por conglomerado en su base y pasa a lutita y arenisca fina a la cima, en la que se reconoce al Oligoceno Inferior con su cima con discordancia. Sobre esta discordancia el Mioceno Superior se presenta en facies de ambiente profundo (turbiditas) y así continúa en el Plioceno, pero el Pleistoceno se vuelve arenoso, somero, y denota una regresión marina, (Figura 1).

La roca generadora en el Cretácico Superior posee materia orgánica de tipo I y amorfa, con COT 0.5% y la profundidad de sepultamiento en el pozo Salina Cruz 1, así como su gradiente geotérmico a la profundidad de 4,997 m no sobrepasó 15°C/km, por lo cual se considera inmadura para generar hidrocarburos. En el Mioceno y Plioceno en la lutita predomina materia orgánica tipo II sobre el tipo I, con concentraciones de COT de 2.0 a 3.5% y TIA equivalente entre 0.4 a 0.6 de Ro. La roca almacén se distribuye en turbiditas con porosidad favorable, cubiertas por lutita que sirve de sello. Las trampas estructurales en el Neógeno son fallas de extensión y las trampas estratigráficas son por cambio de facies. La configuración de la cuenca sugiere mejores oportunidades hacia el borde sur de la cuenca, en donde se presentan acuñamientos sobre un levantamiento de basamento y borde meridional de la cuenca.

La cuenca Talara-Progreso durante el Cretácico - Paleógeno tectónicamente se ubica en un ante-arco, relacionado con la interacción de las placas Nazca y Sud-América, con un sistema de traslación tectónica en el Neógeno (Higley, 2004). La roca generadora (Campaniano) tiene 1.4% de COT y 1.11% de Ro, el Eoceno varía desde <0.8 a 13.1% de COT, madurada en el Mioceno por sepultamiento. Las principales rocas almacén son arenisca del Cenozoico y del Cretácico Superior, de ambiente fluvial, deltáico y turbidítico, con

porosidades desde 8% a 25% y permeabilidades desde 0.15 a 120 mD. Las trampas son estratigráficas y estructurales, en anticlinales tipo *rollover* y dominan bloques de extensión. En esta cuenca se han perforado más de 12,800 pozos, entre 800 a 2,600 m, recuperando más de 1,400 MMbp, con aceite de 16° a 41° API y gas. Actualmente la probabilidad de éxito exploratorio es 1:4 (Perupetro, 1999) pero históricamente ha sido de 1:2 (47%). La cuenca Talara Progreso, con sus respectivos paralelismos, puede ser un área con geología análoga a la costa del occidente de México.

Conclusiones

La región descrita carece de infraestructura y producción de hidrocarburos, posee un consumo de gas de 850 MMpcd, alejada de las fuentes de suministro, lo que representa un alto costo para su abastecimiento. El sistema petrolero en estas cuencas funciona en sincronía vinculado a flujos de calor que aceleran la generación de hidrocarburos. La integración y adquisición de datos con tecnología moderna, permitirá descubrir hidrocarburos en yacimientos comerciales a mediano plazo.

Agradecimientos

Se agradecen los comentarios brindados por los colegas Raúl González García, Mario Aranda García, Colin Stabler, Jon Bleckwed y Francisco Meneses para mejorar este trabajo. A Nataia Amezcua por la revisión y valiosos comentarios. Al Comité Editorial de la Revista Ingeniería Petrolera por ofrecer este espacio para transmitir los conceptos vertidos aquí.

Se dedica este artículo a la memoria del Ingeniero Raúl González García, quien fuera Subdirector de exploración en Pemex, fallecido en el mes de abril de este año.

Referencias

- Aguayo C., J. E. 1981. Origen y Distribución de Sedimentos en el Golfo de California. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo XIII* (3): 5-19.
- Atwater, T. 1970. Implications of Plate Tectonics for the Cenozoic Tectonic Evolution of Western North America. *Geol. Soc. Amer. Bull.* **81** (12): 3513-3536. [http://dx.doi.org/10.1130/0016-7606\(1970\)81\[3513:OPTFT\]2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1130/0016-7606(1970)81[3513:OPTFT]2.0.CO;2).

- Campa, M. F. y Coney, P. J. 1983. Tectono-Stratigraphic Terranes and Mineral Resource Distributions in Mexico. *Canadian Journal of Earth Sciences* **20** (6): 1040-1051. <http://dx.doi.org/10.1139/e83-094>.
- Campa-Uranga, M. F., Torres de León, R., Iriondo, A. et al. 2012. Caracterización Geológica de los Ensamblajes Metamórficos de Taxco y Taxco el Viejo, Guerrero, México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* **64** (3): 369-385.
- Centeno-García, E. 2005. Review of Upper Paleozoic and Mesozoic Stratigraphy and Depositional Environments of Central and West Mexico: Constraints on Terrene Analysis and Paleogeography. En *The Mojave Sonora Megashear Hypothesis: Development, Assessment and Alternatives*, eds. T. H. Anderson, J. A. Nourse, J. W. McKee et al., 233-258. Boulder, Colorado: Geological Society of America, Special Paper, 393. <http://dx.doi.org/10.1130/0-8137-2393-0.233>.
- Eguiluz de Antuñano, S. y Campa-Uranga, M. F. 1982. Problemas Tectónicos del Sector San Pedro del Gallo, en los Estados de Chihuahua y Durango. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* **34** (2), 5-42.
- Eguiluz-de Antuñano, S., Aranda-García, M. y Buitrón-Sánchez, B. E. 2014, Las Formaciones Gran Tesoro y Nazas: Evolución de las Secuencias Triásico Superior-Jurásico Inferior en México y su Significado Tectogenético. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* **66** (3): 507-539.
- García, D. G. 1979. Trabajos Exploratorios y Futuro Petrolero en la Península de Baja California. *Ingeniería Petrolera* **XXIX** (3): 41-45.
- Gastil, G., Krummenacher, D. y Minch, J. 1979. The Record of Cenozoic Volcanism Around the Gulf of California. *Geol. Soc. Am. Bull.* **90** (9): 839-857. [http://dx.doi.org/10.1130/0016-7606\(1979\)90<839:TROCVA>2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1130/0016-7606(1979)90<839:TROCVA>2.0.CO;2).
- Gastil, R. G., Morgan, G. J. y Krummenacher, D. 1978. The Tectonic History of Peninsular California and Adjacent Mexico. En *Pacific Coast Paleogeography Symposium 2: Mesozoic Paleogeography of the Western United State*, eds. D. G. Howell y K. A. McDougall, 284-306. Bakersfield, California: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Pacific Section.
- Gastil, R. G. y Miller, R. 1984. Prebatholithic Paleogeography of Peninsular California and Adjacent Mexico. En *Geology of Baja California*, ed. V. A. Frizzell Jr., 9-16. Bakersfield, California: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Pacific Section, Special Publication, 39.
- Guzmán, E. A. 1984. Geología Petrolera del Golfo de California y Áreas Aledañas. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* **XXXVI** (1): 19-42.
- Hernández-Estévez, S. 1982. Indicadores de Hidrocarburos en el Estado de Colima y su Interpretación Geológico Petrolera. *Ingeniería Petrolera* **XXXII** (4): 5-14.
- Higley, D. 2004. The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System. U.S. Geological Survey Bulletin 2206-A. <https://pubs.usgs.gov/bul/2206/A/b2206-a.pdf> (acceso el 13 de marzo de 2015).
- Lozano-Romen, F. 1975. Evaluación Petrolífera de la Península de Baja California, México. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* **XXVII** (4-6): 104- 329.
- Martini, M., Mori, L., Solari, L. et al. 2011. Sandstone Provenance of the Arperos Basin (Sierra de Guanajuato, Central Mexico): Late Jurassic–Early Cretaceous Back-Arc Spreading as the Foundation of the Guerrero Terrane. *The Journal of Geology* **119** (6): 597-617.
- Madrid-Solís, A. 1980. Exploración Geológica de Baja California. *Petróleo Internacional* **38** (1): 137-138,140-142.
- Mina-Uhink, F. 1957. Bosquejo Geológico del Territorio Sur de la Baja California, *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* **IX** (3-4): 139-269.
- Pedrazzini, C., Holguín, N. y Moreno, R. 1982. Evaluación Geológico-Geoquímica de la Parte Nor-Occidental del Golfo de Tehuantepec. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* **XIV** (4): 6-26.
- Pérez-Cruz, G. 1982. Evolución Geológica, Interpretación Geofísica y Perspectivas Petroleras de la Provincia San Felipe-Tiburón, Golfo de California. *Revista Ingeniería Petrolera* **XXXII** (2): 20-32.
- Perupetro. 1999. *International Bidding Round–Offshore and Coastal Blocks: Lima, Perupetro information Booklet*. Lima, Peru: Perupetro.
- Pindell, J. 2013. Origen of the Caribbean? Look toward the Pacific. *AAPG Explorer* **34** (7): 44-48.

Ramos-García, F. 1977. Prospección Geofísica de la Península de Baja California. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* **XXIX** (1-2): 54-79.

Reyes-Flores, R. 1983. Exploración Petrolera en la Plataforma Continental del Pacífico (Edos. de Nayarit y Sinaloa). *Ingeniería Petrolera* **XXXIII** (6): 5-18.

Sutherland, F. H., Kent, G. M., Harding, A. J. et al. 2012. Middle Miocene to Early Pliocene Oblique Extension in the Southern Gulf of California. *Geosphere* **8** (4): 752–770. <http://dx.doi.org/10.1130/GES00770.1>.

Campa, M.F., Coney, P.J., 1983, Tectono-stratigraphic terranes and mineral resource distributions in Mexico: *Canadian Journal of Earth Sciences*, 20, 1040-1051.

Campa-Uranga, M.F., Rafael Torres de León, Alexander Iriondo, Wayne R. Premo, 2012, Caracterización geológica de los ensamble oblique extension in the southern Gulf of California, *Geosphere*, v. 8; no. 4; p. 752–770.

Semblanza del autor

Samuel Eguiluz de Antuñano

Realizó sus estudios profesionales en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, en 1976 se tituló con mención honorífica como Ingeniero Geólogo. Trabajó en Petróleos Mexicanos, con 29 años de servicios explorando las cuencas y campos petroleros de México. Actualmente es asesor en el ramo petrolero y minero con diversas compañías nacionales y extranjeras. Fue catedrático de la Universidad Autónoma de México, Instituto Politécnico Nacional, Universidad Autónoma de Nuevo León y Universidad Valle el Bravo.

Autor y co-autor de diferentes artículos técnicos y difusión de las Ciencias de la Tierra. La superación personal y la transmisión de sus experiencias profesionales han motivado al suscrito para participar en la difusión de los avances geológicos durante su vida profesional.