

**DICIEMBRE
SUPLEMENTO**

2023



MAYA

REVISTA DE GEOCIENCIAS





MAYA

REVISTA DE GEOCIENCIAS

Revista Maya: Revista Maya de Geociencias que (RMG) nace del entusiasmo de profesionistas con la inquietud de difundir conocimientos relacionados con la academia, investigación, la exploración petrolera y Ciencias de la Tierra en general.

El objetivo principal de la revista es proporcionar un espacio a todos aquellos jóvenes profesionistas que deseen dar a conocer sus publicaciones. los fundadores de la revista son *Luis Angel Valencia Flores, Bernardo García Amador y Claudio Bartolini.*

Otro de los objetivos de la Revista Maya de Geociencias es incentivar a profesionales, académicos, e investigadores, a participar activamente en beneficio de nuestra comunidad joven de geociencias.

La Revista tendrá una publicación mensual, por medio de un archivo PDF, el cuál será distribuido por correo electrónico y compartido en las redes sociales. Esta revista digital no tiene fines de lucro. La RMG es internacional y bilingüe. Si deseas participar o contribuir con algún manuscrito, por favor comunícate con cualquiera de los editores.

Las notas geológicas tienen como objetivo el presentar síntesis de trabajos realizados en México y en diferentes partes del mundo por jóvenes profesionales y prestigiosos geocientíficos. Son notas esencialmente de divulgación, con resultados y conocimientos nuevos, en beneficio de nuestra comunidad de geociencias. Estas notas no están sujetas a arbitraje.

**Es importante aclarar, que las opiniones científicas, comerciales, culturales, sociales etc., no son responsabilidad, ni son compartidas o rechazadas, por los editores de la revista.*

Revista Maya: The Revista Maya de Geociencias (RMG) springs from the enthusiasm of professionals with a desire to distribute knowledge related to academic research, exploration for resources and geoscience in general.

The main objective of the RMG is to provide a place for young professionals who wish to distribute their publications. The founders of the Revista are Luis Ángel Valencia Flores, Bernardo García and Claudio Bartolini.

A further objective of the RMG is to encourage professionals, academicians and researchers to actively participate for the benefit of our community of young geoscientists.

The RMG is published monthly as a PDF file distributed by email and shared through social media. This digital magazine has no commercial aim. It is international and bilingual (Spanish and English). If one wishes to participate or contribute a manuscript, please contact any of the editors.

The geological notes aim to synthesize work carried out in Mexico and other parts of the world both by young professionals and prestigious geoscientists. These notes are produced principally to reveal new understandings for the benefit of our geoscientific community and are not subjected to peer review.

Revista de difusión y
divulgación geocientífica.

Portada de la revista: The rocks were formed millions of years ago when Provence was under the sea, and the iron-based minerals in the sands are responsible for the red tones. These minerals have been mined by humans since ancient times and have been used as a pigment called ochre by many cultures, Roussillon, Provence, France. Photo by **Dr. Joshua Rosenfeld.**

EDITORES



Luis Angel Valencia Flores (M.C.). Ingeniero Geólogo y Maestro en Ciencias en Geología, egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura-Unidad Ticomán. Ha trabajado en el IMP, Pemex Activo Integral Litoral de Tabasco, Schlumberger, Paradigm Geophysical, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Aspect Energy Holdings LLC, actualmente es académico del IPN (posgrado y licenciatura) y la UNAM (licenciatura) impartiendo las materias de Evaluación de formaciones, Caracterización de yacimientos, Geología de yacimientos, Geoquímica, entre otras del ramo petrolero. Cuenta con experiencia de 20 años trabajando en diversos proyectos de planeación y

perforación de campos, pozos costa afuera, petrofísica, geomodelado y caracterización de yacimientos entre ellos: Cantarell, Sihil, Xanab, Yaxche, Sinan, Bolontiku, May, Onixma, Faja de oro, campos de Brasil, Bolivia y Cuba. Como Director General Adjunto en la CNH fue parte del equipo editor técnico en la generación de los Atlas de las Cuencas de México, participó como ponente del Gobierno de México en eventos petroleros de Canadá, Inglaterra y Estados Unidos. Es Technical Advisor del Capítulo estudiantil de la AAPG-IPN.

luis.valencia.11@outlook.com



Bernardo García-Amador es candidato a doctor en Ciencias de la Tierra por la UNAM. Su pasión es entender las causas y consecuencias de la tectónica. Actualmente se encuentra en proceso de graduarse del doctorado, con un trabajo que versa en la evolución tectónica de Nicaragua (Centroamérica). Además imparte el

curso de tectónica en la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Recientemente Bernardo ha publicado parte de su trabajo de doctorado en las revistas Tectonics y Tectonophysics, además de ser coautor de otros artículos científicos de distintos proyectos.

bernardo.garcia@ingenieria.unam.edu



Josh Rosenfeld (Ph.D.). He obtained an M.A. from the University of Miami in 1978, and a Ph.D. from Binghamton University in 1981. Josh joined Amoco Production Company as a petroleum geologist working from 1980 to 1999 in Houston, Mexico and Colombia. Upon retiring from Amoco, Josh was employed by Veritas DGC until

2002 on exploration projects in Mexico. He has been a member of HGS since 1980 and AAPG since 1981, and currently does geology from his home in Granbury, Texas.

jhrosenfeld@gmail.com



Claudio Bartolini (Ph.D.) is presently a senior exploration advisor at Petroleum Exploration Consultants Americas. He has more than 25 years of experience in both domestic and international mining and petroleum exploration, mainly in the United States and Latin America. Claudio is an associate editor for the AAPG Bulletin and he has edited several books on the petroleum geology of the Americas. He is a

Correspondent member of the Academy of Engineering of Mexico.

Claudio was made an Honorary Member of the AAPG in 2022 in recognition of his service to the Association, and his devotion to the science and profession of petroleum geology.

bartolini.claudio@gmail.com

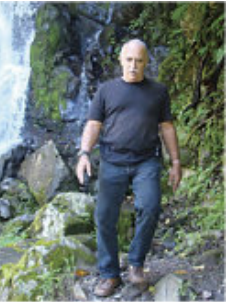
COLABORADORES



Salvador Ortuño Arzate received his M. Sc. from the National Autonomous University of Mexico (UNAM) and his Ph.D. from the Université de Pau and Pays de l'Adour (UPPA) in France. He has been a researcher at the Instituto Mexicano del Petróleo and the Institut Français du Pétrole, focusing his work on the Exploration Petroleum field. Salvador has published several papers and a book, "El Mundo del Petróleo" (Petroleum's world),

examining and shedding light on the history of petroleum and the implications for the society. Also, he has worked as an advisor for several universities and national corporations. Lastly, he has served as faculty and has taught different courses at the Secretariat of National Defense and at the Engineering School of U.N.A.M.

soaortuno@gmail.com



Ing. Humberto Álvarez. Más de 5 décadas dedicadas a la geología de Cuba occidental y central. Cartógrafo en los macizos metamórficos y ofiolíticos de Cuba central y editor cubano de la Expedición checoslovaca Escambray II. Autor/coautor de 23 unidades del Léxico Estratigráfico de Cuba y miembro de las subcomisiones del Jurásico, Cretácico y Paleógeno de la Comisión del Léxico. Es el descubridor del mayor depósito cubano de fosforitas marinas. Gerente de Operaciones de Geotec, S.A.; dirigió exploraciones de Cu y Au en la Cordillera Central de Panamá y Perú para Juniors canadienses. Country Manager de Big Pony Gold de Utah y Geólogo Senior de Gold Standard Brasil, exploró prospectos de oro en el basamento cristalino de Uruguay y en los Estados de Santa Catarina y Mato

Grosso del Norte. El Ministro de Comercio e Industrias lo nombró Miembro de la Comisión "Ad Honorem" del Plan Maestro de Minería de Panamá. El Banco Interamericano de Desarrollo le encargó de redactar el Proyecto de Geología y Minería y parte de su Misión Especial para su entrega al Gobierno panameño. Anterior Miembro del Consejo Científico de GWL de la Federación Rusa y Representante del BGS en América central. Director de Miramar Mining Panamá y Minera Santeña, S. A., reside en Panamá y redacta obras sobre geología de Cuba y Panamá. En el repositorio Academia edu, se encuentran 22 artículos suyos.

geodoxo@gmail.com



Ramón López Jiménez es un geólogo con 14 años de experiencia en investigación y en varios sectores de la industria y servicios públicos. Es un especialista en obtención de datos en campo, su análisis y su conversión a diversos productos finales. Ha trabajado en EEUU, Mexico, Colombia, Reino Unido, Turquía y España. Su especialidad es la sedimentología marina de aguas profundas. Actualmente realiza investigación en

afloramientos antiguos de aguas someras y profundas de México, Turquía y Marruecos en colaboración con entidades públicas y privadas de esos países. Es instructor de cursos de campo y oficina en arquitectura de yacimientos de aguas profundas y tectónica salina por debajo de la resolución sísmica.

r.lopez.jimenez00@aberdeen.ac.uk



Marisol Polet Pinzon Sotelo. Ingeniera Geóloga egresada de la Universidad Autónoma de Guerrero y Maestra en Ciencias Geológicas por la Universidad Autónoma de Nuevo León; ha colaborado en proyectos de investigación en el noroeste de México; cuenta con 9 años de experiencia en exploración de hidrocarburos en PEMEX Exploración y Producción. Se ha desarrollado

en el modelado de sistemas petroleros y estudios de Plays en Proyectos de aguas ultra profundas, profundas y someras en el norte del Golfo de México. Actualmente pertenece al Activo de Exploración Marina Norte de la Subdirección de Exploración.

poletpinzon@gmail.com



José Antonio Rodríguez Arteaga es Ingeniero geólogo, egresado de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Universidad Central de Venezuela, Caracas, con más de 30 años de experiencia. En sus inicios profesionales laboró como geólogo de campo por 5 años consecutivos en prospección de yacimientos minerales no-metálicos de la región Centro-Occidental de Venezuela.

Metalogenia, Ecuador y Geomática Aplicada a la Zonificación de Riesgos en Colombia. Tiene en su haber como autor y coautor, tres libros dedicados a la catalogación sismológica del siglo XX; a la historia del pensamiento sismológico venezolano y la coordinación de un atlas geológico de la región central del país, preparado junto al Dr. Franco Urbani, profesor por más de 50 años de la Escuela de Geología de la Universidad Central. Actualmente prepara un cuarto texto sobre los estudios de un inquieto naturalista alemán del siglo XIX y sus informes para los terremotos destructores en Venezuela de los años 1812, 1894 y 1900.

Tiene en su haber labores de investigación en Geología de Terremotos y Riesgo Geológico asociado o no a la sismicidad. Es especialista en Sismología Histórica, Historia de la Sismología y Geología venezolanas. Ha recibido entrenamiento profesional en

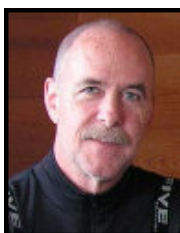
rodriguez.arteaga@gmail.com



María Guadalupe Cordero Palacios es candidata para obtener el grado de maestra en ingeniería por la UNAM, geocientífica entusiasta por la divulgación en México. Se ha desempeñado como geocientífica en el área de exploración de recursos naturales en las empresas Fresnillo PLC, SGM y ha colaborado

con la Universidad Complutense de Madrid. Su principal gusto en las geociencias se centra en la geología estructural.

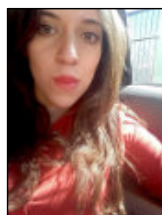
lup@comunidad.unam.mx



Jon Blickwede egresó de la Universidad de Tufts en Boston, Massachusetts, EEUU con un Bachillerato en Ciencias de la Tierra en 1977. Entró a la Universidad de New Orleans, Louisiana en 1979, donde hizo su tesis de Maestría en Geología sobre la Formación Nazas en la Sierra de San Julián, Zacatecas, México. Jon comenzó su carrera en 1981, trabajando por 35 años como geólogo de exploración petrolera para varias compañías tal como Amoco, Unocal, y Statoil. Realizó

proyectos de geología sobre EEUU, México, Centroamerica y el Caribe para estas empresas. Durante 2018, Jon fundó la empresa Teyra GeoConsulting LLC (www.teyrageo.com), donde está realizando un proyecto de crear afloramientos digitales y excursiones geológicas virtuales en EEUU y México, utilizando imágenes tomados con su drone, integrados con otros datos geoespaciales.

jonblickwede@gmail.com



Laura Itzel González León, es estudiante de la carrera de ingeniería en Geología ambiental, Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo (Instituto de Ciencias Básicas e Ingeniería).

hidrográficas y riesgos geológicos.

Sus principales áreas de interés son la geotecnia, geotermia, sistemas de información geográfica, gestión de cuencas

Actualmente ejerce como prestadora de servicio social en el Geoparque Mundial de la UNESCO Comarca Minera haciendo divulgación referente a geopatrimonio.

itzelleon2909@gmail.com



Natalia Silva (MSc): Geóloga de la Universidad Industrial de Santander, Postgrado en Petroleum Geoscience de la Heriot-Watt University y Máster en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética de la Universitat de Barcelona. Su carrera empieza en la minería de esmeraldas en el Cinturón Esmeraldífero Oriental de Colombia y en proyectos mineros de Níquel colombianos. Tiene más de 10 años de experiencia en el sector de hidrocarburos en desarrollo de

yacimientos y geomodelado en cuencas petrolíferas de los Estados Unidos, Colombia, Ecuador y Brasil. Más recientemente, su carrera está enfocada en el aprovechamiento de energías renovables, principalmente de energía solar, ha elaborado proyectos de generación eléctrica a partir de instalaciones fotovoltaicas en Europa y los Estados Unidos.

naticasilvacruz@gmail.com



Jesús Roberto Vidal Solano es doctor en Geociencias por la Universidad *Paul Cézanne* en Francia y realizó un postdoc en el Laboratorio Sismológico del *Caltech* en EEUU. Fue egresado de los programas de Geólogo y de la Maestría en Ciencias-Geología de la Universidad de Sonora en donde actualmente es profesor investigador desde hace 16 años. Es divulgador geocientífico y fundador del proyecto La Rocateca www.rocateca.uson.mx y actualmente es secretario del Instituto Nacional de Geoquímica AC. Su investigación

científica de tipo básico se centra en la obtención de conocimiento sobre los procesos magmáticos y geodinámicos de la litosfera, en particular de los vestigios petrológicos y tectónicos de los últimos 30Ma en el límite transformante de las placas Pacífico-Norte Americana. Sus investigaciones científicas de tipo aplicado se enfocan en el estudio de geomateriales para la solución de problemas geoarqueológicos, paleoclimáticos y de yacimientos minerales no-metálicos en el NW de México.

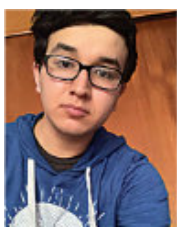
roberto.vidal@unison.mx



Saúl Humberto Ricardez Medina es pasante de Ingeniería Geológica, miembro activo del capítulo estudiantil de la AAPG del Instituto Politécnico Nacional, participó en el X Congreso Nacional de Estudiantes de Ciencias de la Tierra como Expositor del trabajo "Análisis de Backstripping de la Cuenca Salina

del Istmo". Actualmente, se encuentra trabajando en su tesis de licenciatura relacionada a identificar y reconocer secuencias sedimentarias potencialmente almacenadoras de hidrocarburos en las cuencas del sureste.

ricardezmedinasaulhumberto@gmail.com



Miguel Vazquez Diego Gabriel, es estudiante de la carrera de Ingeniería Geológica en la Universidad Nacional Autónoma de México (Facultad de Ingeniería), sus principales áreas de interés a lo largo de la carrera han sido la tectónica, geoquímica y mineralogía. Es un

entusiasta de la divulgación científica, sobre todo en el área de las Ciencias de la Tierra.

diegogabriel807@gmail.com

**DICIEMBRE
SUPLEMENTO**

2023

EDICIÓN ESPECIAL XIV



TABLA DE CONTENIDOS

Petroleum Production along the Mississippi Embayment Rift Zone.

Emile A. Pessagno, Jr. and Jose F. Longoria

Solución a la necesidad de incrementar la producción petrolera de México.

Alfredo E. Guzmán

Petroleum Production along the Mississippi Embayment Rift Zone

Emile A. Pessagno, Jr., Professor Emeritus, Department of Geosciences, The University of Texas at Dallas, Richardson, Texas 75080. pessagno@utdallas.edu. Jose F. Longoria, Professor, Department of Earth and Environmental Sciences, Florida International University. Email: Longoria@fiu.edu.cx.

ABSTRACT

The Gulf Coast Province of North America is one of the most important oil and gas producing regions in the world. It occurs from the Tampico Embayment area of East-Central Mexico to Florida and extends along the Mississippi Embayment Rift Zone and Spreading Center. Geologic studies for the discovery of oil in this area has been hampered by the misidentification of lithostratigraphic units and the improper geochronologic calibration of lithostratigraphic units by a number of oil company geologists leading to mistakes in geochronological dating of over thirty million years. The Eagleford Group has been misidentified in the subsurface. What we call herein the "Alamo Quarry Formation" has been mistakenly identified as the Eagleford Group. The Alamo Quarry Formation contains planktonic foraminifera which are assigned to the uppermost Maastrichtian and the Lower Paleogene (lower Danian). It was formed by sediments generated by submarine landslides and turbidity currents caused by the collapse of the edge of the continental shelf adjacent to the Balcones Fault Zone.

The Alamo Quarry Formation as defined herein consists of over 2,000f(609m) of interbedded turbiditic, light to medium gray micrite, mudstone, siltstone with light gray wispy slump structures. It overlies the Nueces River Member of the Austin Chalk with a ten-degree angular unconformity. The Alamo Quarry Formation is divided herein into a lower Medio Creek Member which consists of 8f(2.4 m) to 10f(3m) of buff to white-colored chalky siltstone and a Paddington Way Member which consists of over two thousand feet of interbedded turbiditic, light to medium gray micrite, mudstone, siltstone with light gray wispy slump structures. At the Tesoro Well in Frio County, Texas, the Paddington Way Member is 2,028f(618m) thick. Numerous sequence stratigraphers used corrupt biostratigraphic data generated by the study of calcareous nanofossils. These workers incorrectly assigned what we refer to herein as the "Alamo Quarry Formation" to the Eagleford Group and to the Cenomanian and Turonian. The Alamo Quarry Formation is assigned herein to Composite Superzone 1, Zone 1A, Subzone 1A₁ and Composite Superzone DAN, Zone Dan1, Subzone Dan and to the uppermost Maastrichtian and lowermost Paleogene (lower Danian).

Much of the oil in the Gulf Coast Province is associated with ultramafic and other igneous intrusions along the Mississippi Embayment Rift Zone. Oil production along this rift zone is discussed in detail herein.

INTRODUCTION

The Gulf Coast Province of North America is one of the most important oil and gas producing regions in the world.

It occurs from the Tampico Embayment area of East-Central Mexico to Florida and extends along the Mississippi Embayment Rift Zone and Spreading Center (See Figures 1 and 2 herein; Pessagno et al., 2023 and Durham, 1961).

Much of the oil and gas in the Gulf Coast Province is controlled by the intrusion of ultramafic plugs and volcanic rocks along the Mississippi Embayment Rift Zone in Texas, Arkansas, Mississippi, Alabama, and Florida. Unfortunately, the misidentification and incorrect chronostratigraphic calibration of lithostratigraphic units by oil company geologists has plagued this region for a number of years. Numerous sequence stratigraphers used corrupt biostratigraphic data generated by the study of calcareous nannofossils. They incorrectly assigned what we refer to herein as the “Alamo Quarry Formation” to the Eagleford Group and to the Cenomanian and Turonian. The planktonic foraminifera are far more diversified than the calcareous nannofossils in the Upper Cretaceous and Lower Paleogene (lowermost Danian). Studies by the senior author of the planktonic foraminiferal assemblage indicate that the Alamo Quarry Formation is assignable to the uppermost Maastrichtian and to the Lower Paleogene (lower Danian). This data will be presented below in the sections to follow.

DEFINITION OF ALAMO QUARRY FORMATION

Unit Stratotype: The unit stratotype of the Alamo Quarry Formation occurs at the north wall of the Alamo Cement Quarry in Bexar County, Texas. It should be noted that the quarry is now part of the Alamo Golf Course (See Figure 4A herein). The back nine actually occurs at different levels in

the old quarry. Here, the Alamo Quarry Formation overlies the Nueces River Member of the Austin Chalk with slight angular unconformity (ten degrees) (See Figure 4B herein). The Alamo Quarry Formation consists of over two thousand feet of interbedded turbiditic, light to medium gray micrite, mudstone, siltstone with light gray wispy slump structures. The collapse of the northern edge of the continental shelf adjacent to the Balcones Fault Zone resulted in the generation of submarine landslides accompanied by turbidity currents which reworked older rocks of latest Albian to early late Maastrichtian age and carried them to bathyal and abyssal depths mixing them with younger sediment of latest Maastrichtian and earliest Danian age (See Figures 3B, 4B, 7C, 8A-D herein). The Alamo Quarry formation is assignable to Composite Superzone 1, Zone 1A, Subzone 1A₁, and Superzone DAN, Zone Dan1, Subzones Dan1A.

Etymology: This unit is named after Alamo Quarry.

Biostratigraphic and Chronostratigraphic Assignment: Superzone 1, Zone 1A, Subzone 1A₁, and Superzone DAN, Zone Dan1, Subzones Dan1A; uppermost Maastrichtian to Lower Paleogene (lower Danian).

Occurrence: The Alamo Quarry Formation occurs at Alamo Quarry and at the Elite Rodriguez 1 well where the Medio Creek Member alone is over 1604f(489m) to 1320f(402m) thick. At the B. and L. Well in Medina County the Alamo Quarry Formation is over 250f(76m) thick (See Figure 9A herein). At the Tesoro Well in Frio County over 2000f(209m) thick (See Figure 9A).

Definition of Medio Creek Member of the Alamo Quarry Formation



Figure 1: Index map showing Gulf Coast province.

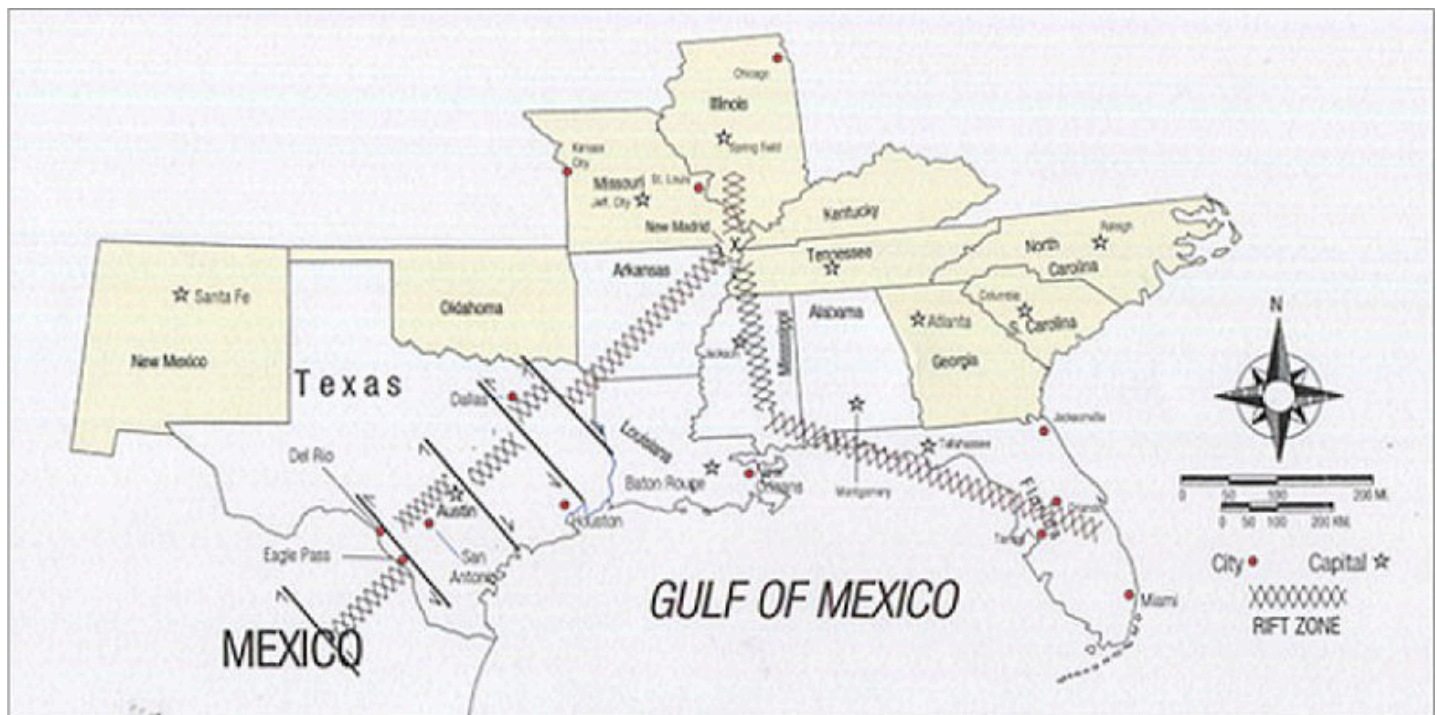


Figure 2: Mississippi Embayment Rift Zone.

Unit Stratotype:

The Medio Creek Member of the Alamo Quarry Formation consists of 8f(2.4 m) to 10f(3m) of buff to white-colored chalky siltstone that overlies the underlying Nueces River of the Austin Chalk at an angle of ten degrees.

Etymology:

This unit is named for Medio Creek and can be seen at the juncture of Loop 1604 and Protrancho Road in Bexar County, Texas (See Figure 7B).

Biostratigraphic and Chronostratigraphic Assignment

Superzone 1, Zone 1A, Subzone 1A₁, and Superzone DAN, Zone Dan1, Subzones Dan1A. Uppermost Maastrichtian to lowermost Paleogene (lower Danian).

Type Locality: North face of Alamo Quarry.

Occurrence: The Medio Creek Member is exposed at its type locality on the North Face of the Alamo Quarry wall. It also can be recognized at Medio Creek and Protrancho Road and in the subsurface in the Elite Number 1 Augustine Rodriguez Well. In the Elite Rodriguez Well chalky siltstone above the unconformity is of 1604f(489m) to 1320f(402m) thick and is considerably thicker than the chalky siltstone on the north wall of the quarry.

Definition of the Paddington Way Member of the Alamo Quarry Formation

Unit Stratotype

The unit stratotype Paddington Way Member of the Alamo Quarry Formation occurs at the north wall of the Alamo Cement Quarry in Bexar County, Texas (See Figure 4A herein). The Paddington Way overlies the Medio Creek Member of the Alamo Quarry Formation and consists of over two thousand feet of interbedded turbiditic, light to medium gray micrite, mudstone, siltstone with light gray wispy slump structures. At the Tesoro Well in Frio County, Texas the Paddington Way member is 2,028f(618m) thick (See Figure 9A herein).

The collapse of the northern edge of the continental shelf adjacent to the Balcones Fault Zone resulted in the generation of submarine landslides accompanied by turbidity currents which reworked older rocks of latest Albian to early late Maastrichtian age and carried them to bathyal and abyssal depths mixing them with younger

sediment of latest Maastrichtian and earliest Danian age (See Figures 3B, 4B, 7C, 8A-D, 9 herein).

Etymology: Named for Paddington Way a road located on south side of Alamo Quarry.

Biostratigraphic and Chronostratigraphic Assignment

Composite Superzone 1, Zone 1A, Subzone 1A₁ to Composite Superzone DAN, Zone Dan1, Subzone Dan1A (See Figures 8C and 8D). Upper Maastrichtian to Lower Paleogene (lower Danian).

Occurrence: Base occurs immediately above the top of the Medio Creek Member at the north wall of Alamo Quarry. Top occurs at Lucky Farms road at locality EAPF2 Lucky Farms (See Figure 10).

PLANKTONIC FORAMINIFERAL ZONATION FOR UPPER CRETACEOUS AND LOWER PALEOGENE

In this report we utilize the composite zone system of zonation for planktonic foraminifera introduced by Pessagno et al. (2023B). This zonation uses primary marker events and primary marker taxa to define zonal units. Primary marker events are the principal means of defining zonal units whereas primary marker taxa are used as a secondary means of defining zonal units.

Pessagno et al. (2023B, p. 18) stated that evolutionary events known as “**primary marker events**” are the primary means of defining composite zonal boundaries. They represent an evolutionary event among Cretaceous planktonic foraminifera. Primary marker events such as the first occurrence of double-keeled planktonic foraminifera are easily recognizable and are not immersed in the morass of taxonomic problems that surround genera and species of Upper Cretaceous planktonic

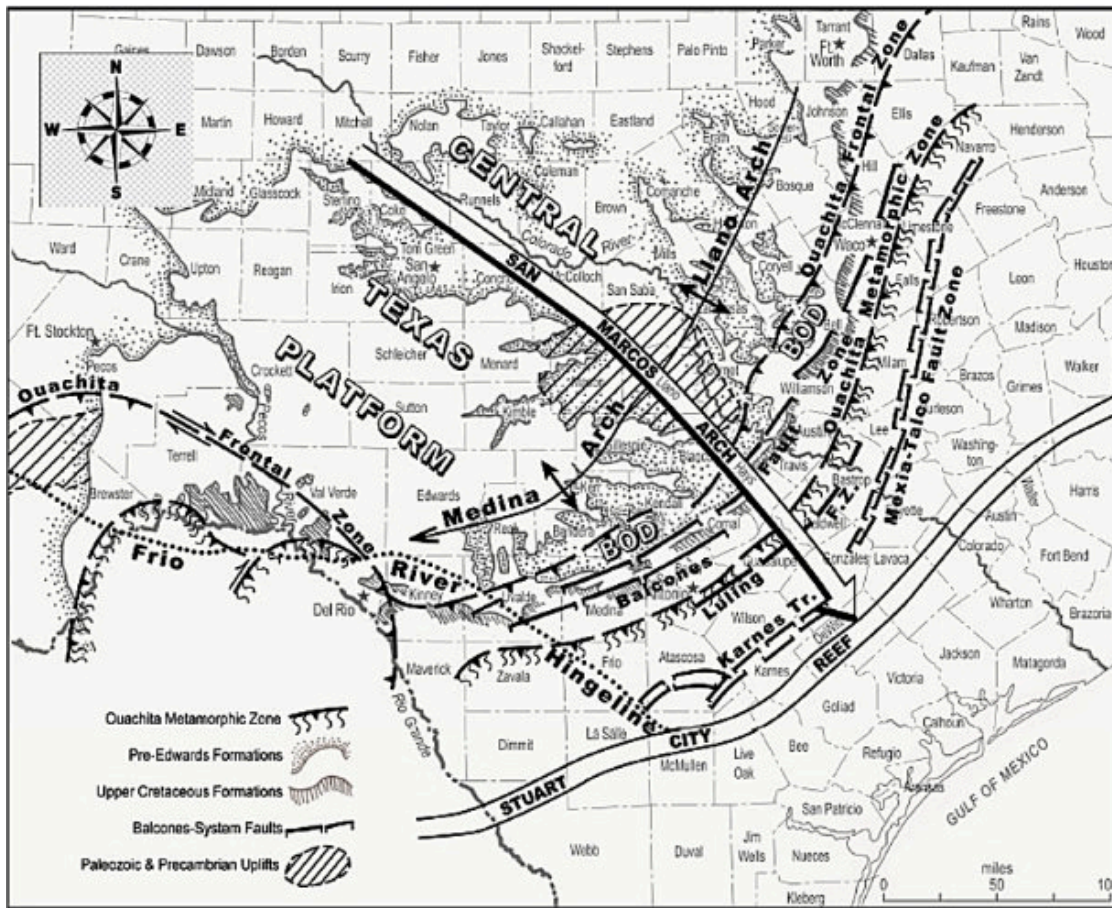


Figure 3A: San Marcos Arch, Balcones Fault Zone, Frio River Hinge Line, Ouachita Frontal Zone, and other important structural features in Texas. Modified from Rose (2016).

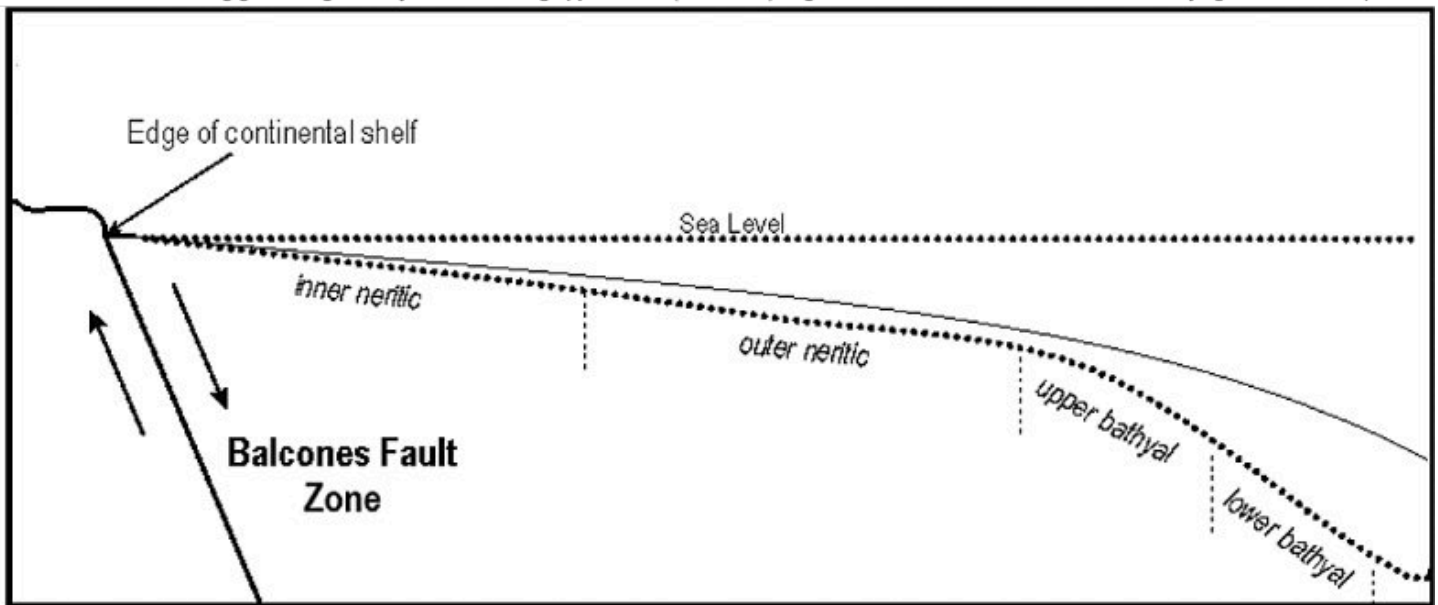


Figure 3B: Submarine landsliding generating turbidity currents mixing upper Albian (Vraconian) fragments of bentonite and limestone and carrying debris downslope to abyssal depths.

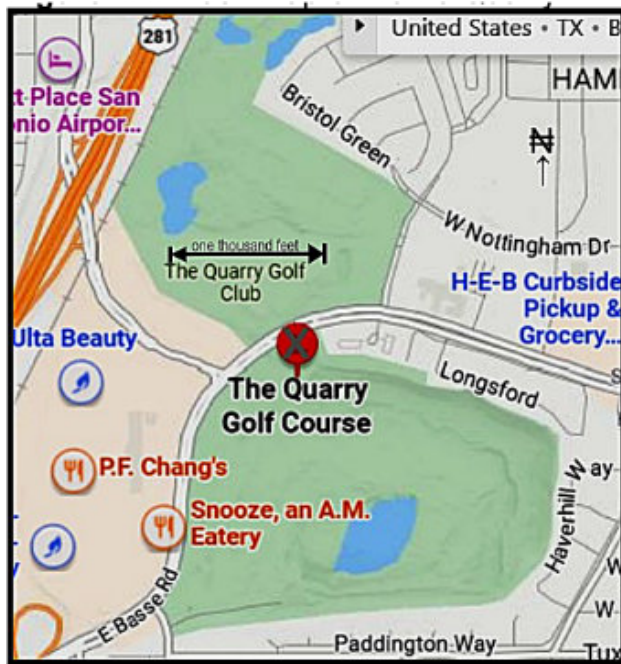


Figure 4A: Index map of Alamo Quarry. "X" marks position contact between Nueces River Member of Austin Chalk and overlying Alamo Quarry Formation. The contact between two lithostratigraphic units is an angular unconformity of ten degrees.

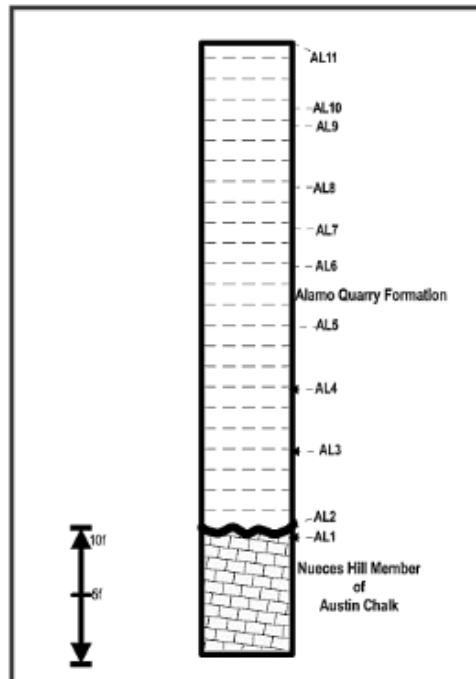


Figure 4B: Measured section of Alamo Quarry Formation at north wall of Alamo Quarry.

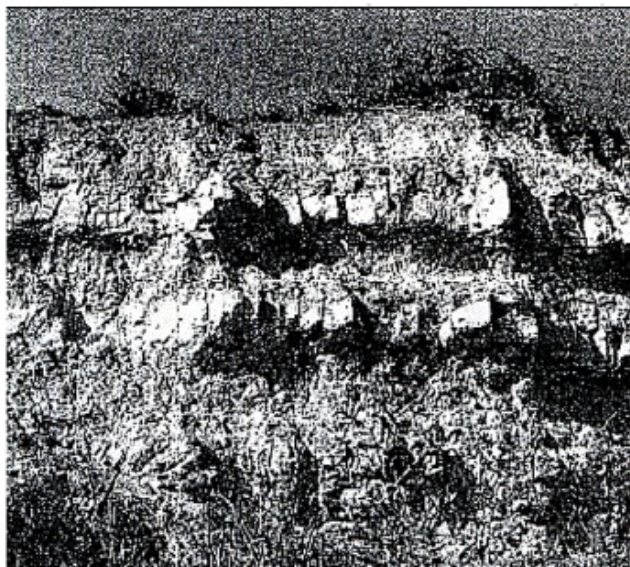


Figure 4C: Photograph of Nueces River Member of the Austin Chalk along north wall of quarry.

foraminifera. As a second order of definition, we utilize “**primary marker taxa**” to mark the composite zonal boundaries. Primary marker taxa are selected because they are distinctive in appearance, cosmopolitan in occurrence, and because they occur in a variety of rock types. Figure 8A shows the primary marker events for the Cretaceous and Lower Paleogene (lower Danian); composite zones for the uppermost Albian (Vraconian) to upper Santonian are shown in Figure 8B; composite zones for the upper Santonian to the lower part of the upper Maastrichtian are shown in Figure 8C; and composite for the uppermost Maastrichtian and Lower Paleogene (lower Danian) are shown in Figure 8D.

The Alamo Quarry Formation contains planktonic foraminifera that are assigned to Composite Superzone 1, Subzone 1A, Subzone 1A₁ (uppermost Maastrichtian) and to Superzone DAN, Zone Dan1, Subzone Dan1A (lower Danian).

ERRONEOUS SEQUENCE STRATIGRAPHIC CORRELATION

As noted previously, the misidentification and incorrect chronostratigraphic calibration of lithostratigraphic units by oil company geologists has plagued this region for a number of years. Numerous sequence stratigraphers used corrupt biostratigraphic data generated by the study of calcareous nannofossils (*e.g.*, Donovan and Staerker; 2010, Hentz and Ruppel 2010; Dawson and Almon, 2010; and Harbor, 2011). These workers incorrectly assigned what we refer to herein as the “Alamo Quarry Formation” to the Eagleford Group and to the Cenomanian. Studies by the senior author of the planktonic foraminiferal assemblage clearly indicate that the Alamo Quarry

Formation is assignable to the uppermost Maastrichtian and to Lower Paleogene (lower Danian) (See Figures 5-6 and 8C-8D herein) and to Composite Superzone 1, Zone 1A, Subzone 1A₁ to Composite Superzone DAN, Zone Dan1, Subzone Dan1A (See Figures 8C and 8D). Upper Maastrichtian to Lower Paleogene (lower Danian).

LOCALITIES ALONG MISSISSIPPI EMBAYMENT RIFT ZONE

Ultramafic Intrusions in South Texas

Ultramafic intrusions in this area occur along the northern edge of the Balcones Fault Zone in Wilson, Frio, Atacosa, Medina, Uvalde, and Zavalla counties (See Figure 3 herein).

Three tectonostratigraphic affect this area:

1. The **Knippa event**: Ultramafic intrusion (“serpentine” of older literature) (80-82Ma early Campanian; See Miggins et al. 2004).

2. The **Fort Inge event**: Ultramafic intrusions 72-74Ma (latest Campanian; See Miggins et al. 2004), and

3. The **Seco Creek Event** 68Ma (latest Maastrichtian).

Of these three events, the Seco Creek Event is the most important. At Fort Lincoln north of D’Hannis, Medina County, Texas, the Anacacho Limestone consists of medium gray buff weathering asphaltic calcarenite. Microfacies and macrofacies analyses of the Austin Chalk and the Anacacho Limestone indicate that the chalky mud that formed the Austin Chalk was deposited at upper bathyal depths greater than 600 f(183m) whereas the sandy mud that formed the overlying Anacacho Limestone

Planktonic Foraminiferal Taxa	Sample Localities										
	AI1	AI2	AI3	AI4	AI5	AI6	AI7	AI8	AI9	AI10	AI11
<i>Globotruncana arca</i>										X	
<i>Gl. bulloides</i>	X	X	X	X	X		X		X	X	
<i>G. formicata</i>	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
<i>G. hilli</i>				X	X		X	X	X	X	
<i>G. nothi</i>								X	X		
<i>G. obliqua</i>				X	X		X	X			
<i>G. plummerae</i>		X				X				X	
<i>G. rosetta</i>		X	X		X	X	X	X	X		
<i>G. stephensoni</i>		X		X	X			X	X	X	
<i>G. ventricosa</i>				X	X	X		X	X		
<i>Globotruncanita elevata</i>		X	X			X	X	X	X	X	
<i>G. calacarata</i>										X	
<i>G. subspinosa</i>		X	X		X		X	X			
<i>Rugoglobigerina rugosa</i>				X	X					X	
<i>Globigerinelloides multispina</i>				X	X			X	X	X	
<i>G. prairehillensis</i>						X	X	X	X		
<i>G. volutus</i>				X					X	X	
<i>G. yaucoensis</i>				X			X	X	X	X	
<i>Martinella elongata</i>				X			X	X	X	X	
<i>M. nuttalli</i>				X							
<i>Pseudoguembelina costulata</i>						X			X		
<i>Dicarinella asymetrica</i> (reworked)				X							
<i>D. indica</i> (reworked)				X					X		
<i>Marginotrunca angusticarinata</i> (reworked)				X	X				X		
<i>M. angusticarinata</i>	X				X						
<i>M. marginata</i> (reworked)									X	X	
<i>M. marginata</i>	X										
<i>M. pseudofinneiana</i> (reworked)			X	X	X						
<i>M. pseudifinneiana</i>	X										
<i>M. renzi</i> (reworked)				X							
<i>Globotruncanella homedelensis</i>											X

Figure 5: Faunal list for Alamo Quarry Formation at north wall of Alamo Quarry.

was deposited along a biostromal bank at innermost neritic depths less than 25f(7.6m). This conclusion is substantiated by the presence of bivalves such as rudistids and *Exogyra* together with larger foraminifera such as *Pseudorbitoides israelskyi* as well as abundant miliolids. Longoria identified *Abathomphalus mayaroensis* in the uppermost part of the Anacacho Formation (See Pessagno et al., 2023). This taxon is a primary marker taxon for the uppermost Maastrichtian.

Pilot Knob

Pilot Knob is one of a series of Late Cretaceous volcanoes occurring in Central Texas extending from Waco to Austin, San Antonio, and Del Rio. The Pilot Knob Volcanic Complex occurs in four small hills located in an area about 2mi(1.3km) in diameter (See Figures 9A-9B. The principal component of Pilot Knob is dark gray olivine basalt with a nepheline groundmass. Weathered volcanic ash which is similar in composition to the basalt underlies the basalt.

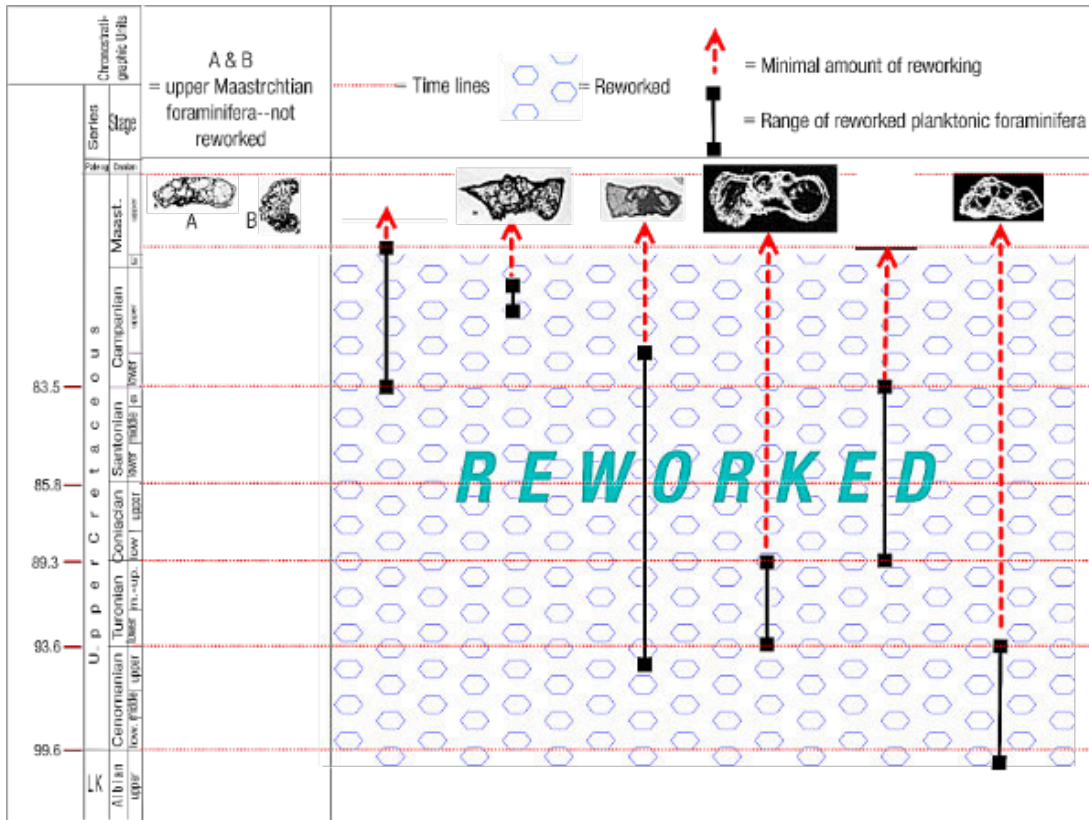


Figure 6: Reworking of Cretaceous planktonic foraminifera in Alamo Quarry Formation. A = *Abathomphalus mayaroensis*; B = *Globotruncana contusa*.

The volcanic ash, known as the “Pilot Knob Tuff” is a bedded dark-green bentonitic tuff occurring in the Dessau Member of the Austin Chalk. Locally the beds are cross-bedded and channeled (See Garner and Young, 1976). We assign the Dessau to the upper Santonian. At Austin, the Dessau Member contains planktonic foraminifera assignable to Composite Superzone UK3, Zone 3A, Subzone 3A₂.

Sabine Uplift East Texas and Western Louisiana

Figure 9D shows the ultramafic rocks in the Sabine Uplift of East Texas and Western Louisiana. Figure 9E shows oil and gas wells in Sabine Uplift. It is postulated herein that the Sabine Uplift may have been displaced southward

along a strike-slip fault zone. The reader should compare this data to that of the Jackson Uplift at Jackson, Mississippi. Both sites are associated with igneous intrusions.

Southwestern Arkansas

Figure 11 is an index map showing the position of the Kimberlite Diamond Mine in Southwestern Arkansas near Arkadelphia Arkansas. The size of the Diamond Mine is 0.05 square miles (37 acres). Figure 12 is a cross-section of the Kimberlite Diamond Mine. According to Howard and Hanson (2008), the igneous rocks in the diamond pipe consist of hypabyssal olivine lamproite and pyroxene (diopside) and have been more recently called madupitic lamproite. The rock is somewhat resistant to weathering

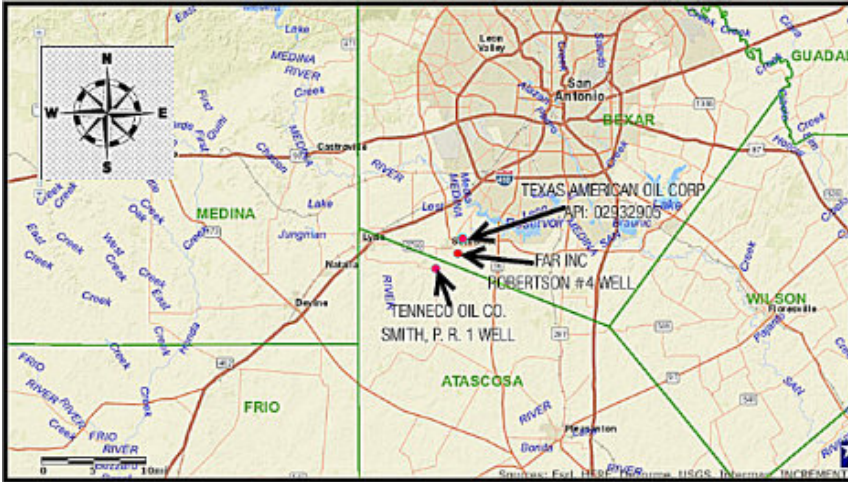


Figure 7A: Somerset Oil Field. Elite Rodriguez Well is a short distance to the west of Texas American well.

Figure 7B: Medio Creek and Protrancho Road. Arrow points to the outcrop that was sampled. Note that contains a planktonic foraminiferal assemblage comparable to those occurring the north face of Alamo Quarry in the chalky siltstone sample TEX-BEX 4 at 24.5f(7.6m) interval.

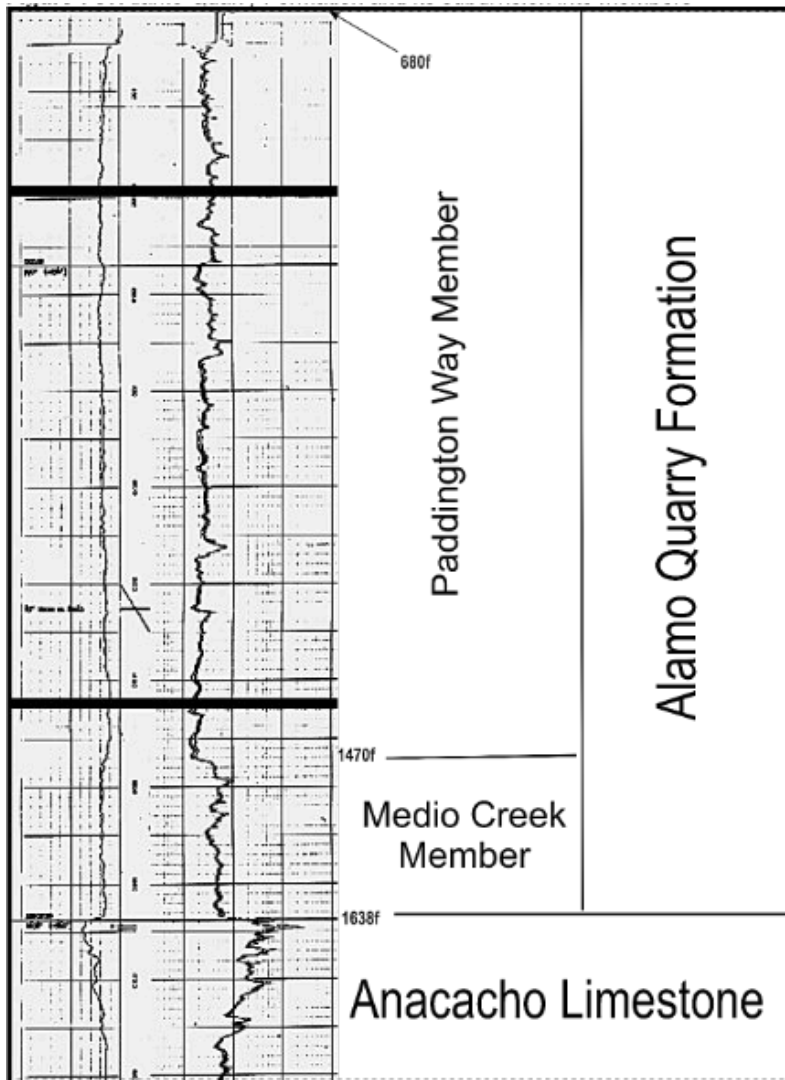


Figure 7C: The Alamo Quarry Formation is divided two members, a lower Medio Creek Member and an upper Paddington Way Member. The stratotype for the Medio Creek Members on the north face of the north wall of Alamo Quarry where it is 8f(2.4 m) to 10f(3m) thick. The Medio Creek Member consists of chalky buff weathering chalky siltstone whereas the Paddington Way Member consists of medium to dark gray mudstone and siltstone with light gray wispy slump structures. The well log used in figure is from Tenneco P. R. Smith Well. This well is situated a short distance south of Texas American Number 3 Adolf Hoffman Well and the Elite Number 1 Augustine Rodriguez Well in Bexar County.

and consists of crystals and crystal fragments of olivine, in various stages of alteration to serpentine, set in a fine matrix of poikilitic phlogopite, diopside, magnetite, and perovskite. Magmatic lamproite may contain xenoliths of rocks from the mantle and crust, brought along by its movement to the earth's surface. Good exposures of this rock may be seen immediately north and down slope from the old mine shack and along Prospectors Trail where it forms bouldery masses on the crest and north side of Middle Hill. Figure 13 shows oil production in Southwestern Arkansas.

NEW MADRID, TENNESEE

The New Madrid Seismic Zone is at the site of a triple junction between Texas and Southwestern Arkansas, the Midwestern, and Mississippi arms of the Mississippi Embayment Center (See Figure 2 herein). Oil production occurs along each of these arms. However, the northern arm appears to be the oldest.

JACKSON DOME MISSISSIPPI

According to (Saunders and Harrelson, 1991), the Jackson Dome is a volcanic complex consisting of phonolite and mafic alkalic rocks. Condom and Dyman (2003, p. 27, Figure 10) include five assessment areas within the western part of the Gulf Coastal province (See Figure 15 herein):

1. The Travis Volcanic Mounds Oil.
2. The Uvalde Volcanic Mounds Oil and Gas.
3. The Navarro-Taylor Up dip Oil and Gas.
4. The Navarro-Taylor DOWNDIP Oil and Gas.

5. Navarro-Taylor Slope-Basin Gas.

Travis Dome

The Travis Mound Assessment Area is a northwest-southeast oval area that is located just to the east of Austin, Texas that covers 1.5 million acres (See Figure 15). According to Condom and Dyman (2003, p. 29) production is mainly from the south-central part of the assessment area. These workers also indicate that drilling depths 400f(122m) to 4,400f(1341m) to the southeast. This apparently reflects the dip of the reservoirs. Most of the wells are oil wells. However, gas wells occur in the southern one third of the assessment area. The source of the oil is unknown although Condom and Dyman suggest that it was most likely derived from the Eagleford Group and the Austin Chalk. The maturity of the oil may have been enhanced locally by the intrusions. However, Condom and Dyman indicated that it is unknown whether the elevated geothermal gradients would have been sufficient to generate oil and gas because of the shallow depth of burial.

Uvalde Volcanic Mounds Assessment Area

This assessment area is located to the southwest of San Antonio and encompasses 1.3 million acres. Condom and Dyman stated that this assessment area is similar to the Travis Mounds Assessment Area in that it includes an area of Cretaceous volcanic mounds. Moreover, production occurs in small fields throughout the assessment area. The area is in a mature stage of development. Production occurs mainly in the southwestern and central areas. Drilling depths extend from 400f(122 m) to

**PRIMARY MARKER EVENTS AMONG CRETACEOUS TO LOWER PALEOGENE
PLANKTONIC FORAMINIFERA**

PME1: FO of single keeled Globigerinacea with infralaminar accessory and straight depressed sutures umbilically (e.g., <i>Thalmaninella evoluta</i>).
PME2: FO of single keeled Globigerinacea with true sutural supplementary apertures and fused lingula over umbilical opening (<i>Rotalipora montsalvensis</i> and <i>Rotalipora cushmani</i>).
PME3: FO of single keeled Globigerinacea with raised curved sutures umbilically (e.g., <i>Thalmaninella greenhornensis</i>).
PME4: FO and LO of <i>Anaticinella</i> with fused lingula and true sutural supplementary apertures. <i>Anaticinella multiloculata</i> .
PME5: FO of double keeled Globigerinacea (e.g., <i>Dicarinella deforms</i> (Gandolfi)).
PME6: FO of Marginotruncanids with curved raised sutures umbilically and with extraumbilical non-umbilical primary apertures and loose trochospiral coiling. (e.g., <i>Marginotruncana marginata</i>).
PME7: FO and LO of Marginotruncanids with extrambilical non umbilical primary apertures, sutural supplementary apertures both spirally and umbilically, and with tegilla (<i>Pessagnoites</i> AISHuaibi 2011).
PME8: FO of Globigerinacea with planispiral to low trochospiral coiling, equatorial to extraumbilical primary apertures and hollow spines.
PME9: FO of biserial Heterohelicids with flaps over sutural supplementary apertures (See Graham 1995). <i>Pseudoguembelina</i> spp.
PME10: FO of Globotruncanids with a single keel (<i>Globotruncanita</i>).
PME11: FO of Heterohelicids with biserial early stage followed by spherical multiserial chambers arranged in a plane. <i>Ventilabrella</i> and <i>Ultraventilabrella</i> .
PME12: FO of Globotruncanids with a Type 3 double keel (<i>sensu</i> Pessagno 1967; <i>Globotruncana linneiana</i> , <i>G. rossetta</i>).
PME13: LO of Globigerinacea with extraumbilical non-umbilical primary apertures and loose trochospiral coiling. (e.g., <i>Marginotruncana</i> and <i>Whiteinella</i>)
PME14: LO of Globigerinacea with low trochospiral coiling or planispiral coiling with extraumbilical or equatorial primary apertures and hollow spines. <i>Hastigerinoides</i> spp.
PME15: FO of Globigerinacea with umbilical umbilical primary apertures with costellae arranged in a meridional pattern.
PME16: LO of Globotruncanids with a Type 3 double keel (<i>sensu</i> Pessagno 1967; <i>Globotruncana linneiana</i> , <i>G. rossetta</i>).
PME17: FO of Heterohelicids with flat wide terminally scalloped flaps over sutural supplementary apertures (<i>Pseudoguembelina excolata</i>).
PME18: FO Racemiguembelinids with biserial stage comprising one half of test followed by multiserial stage consisting of two to three rows of large coarsely costate chambers surrounding a central cavity with ponticuli <i>Praeracemiguembelina powelli</i> .
PME19: FO of Racemiguembelinids with biserial stage comprising one fifth of test followed by multiserial stage with smaller more numerous chambers arranged in six rows. <i>Racemiguembelina fructicosa</i> .
PME20: FO of small Globigerinids with random left to right coiling and imperforate portici. <i>Hossiella</i> spp.
PME21: FO of small Globigerinids with random left to right coiling, extraumbilical to umbilical primary apertures and tegilla. <i>Parvularugoglobigerina</i> .
PME20: FO of small Globigerinids with random left to right coiling and imperforate portici. <i>Hossiella</i> spp.
PME23: FO of cancellate ornamentation and the development of a calcite crust. <i>Parasubbotina pseudobulloides</i> .

Figure 8A: Primary marker events for the Cretaceous and Lower Paleogene (lower Danian).

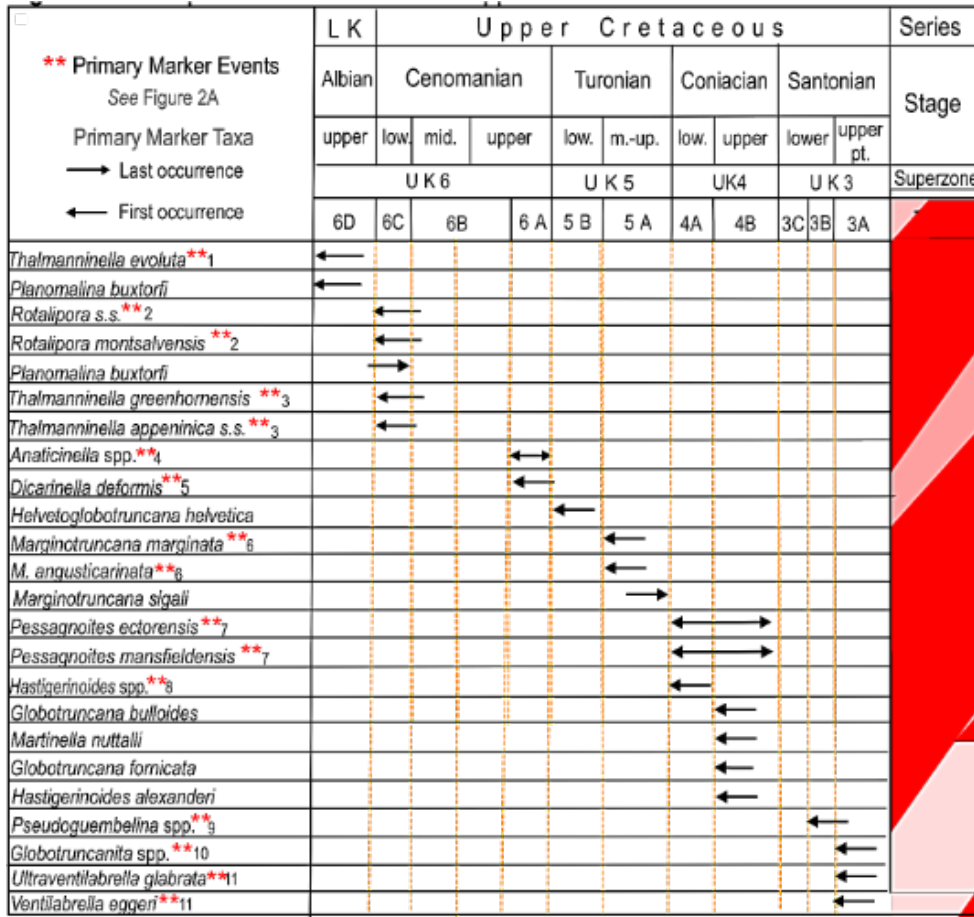


Figure 8B: Composite zones for the uppermost Albian (Vraconian) to upper Santonian.

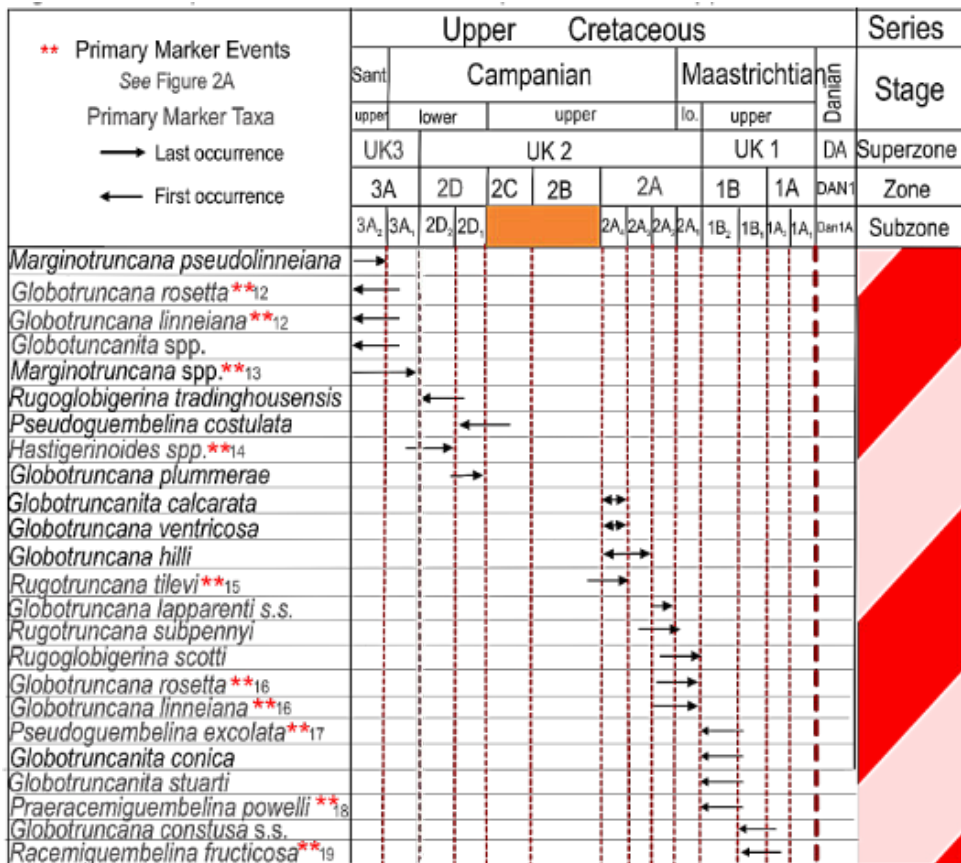


Figure 8C: Composite zones for the upper Santonian for the lower part of the upper Maastrichtian.

** Primary Marker Events See Figure 2A Primary Marker Taxa ← First occurrence → Last occurrence	Upper Cretaceous		Paleogene	Series
	Maastrichtian		Low. Danian	Stage
	Superzone Uk1		Superzone DAN	
	Zone 1A		Zone Dan1	
	Subzone 1A ₂	Subzone 1A ₁	Subzone Dan1A	
<i>Pseudotextularia intermedia</i>	←			
<i>Abathomphalus mayaroensis</i>	←			
<i>Rugoblobigerina hankinooides</i>		←→		
<i>Hossiella</i> spp. **20	←			
<i>Parvularugoglobigerina euebina</i> **21			←	
<i>Hossiella</i> spp. **22			→	
<i>Parasubbotina pseudobulloides</i> **23				←

Figure 8D: Composite zones for the uppermost Maastrichtian and Lower Paleogene (lower Danian).

6,000f(1829m). Condom and Dyman indicate that oil production occurs over all of the assessment area, but the greatest concentration is in the southern half of Zavalla County. The Smackover may have been the down dip source for the oil and gas. The Uvalde oil and gas assessment area is at the western edges of the Balcones and Luling fault zones. These faults may have caused the migration of oil and gas from the Eagleford and Austin into stratigraphically higher reservoirs.

Navarro-Taylor Up dip Oil and Gas Assessment Area

According to Condom and Dyman (2003, p. 32), the Navarro-Taylor Updip Oil and Gas Assessment Unit is an irregular area that extends from the Rio Grande Valley to the eastern part of Texas. On the updip side of this assessment unit, the boundary was drawn along the outcrop of Navarro and Taylor lithostratigraphic units. The exception is places where the Travis Volcanic Mounds and the Uvalde Volcanic Mounds assessment units occupy this position. However, the downdip boundary was drawn

along the Early Cretaceous shelf for most of its extent as well as along the border with the Navarro-Taylor Downdip Gas and Oil Assessment Unit from Live Oak County to the Rio Grande.

Production is largely from three clusters of fields (See Figure 15):

- 1 Southern Maverick and northern Dimmit County.
- 2 Over a broad area from southwest and southeast of San Antonio.

Drilling depths are cited by Condom and Dyman (2003, p. 32) as ranging from less than 1,000f(35m) in parts of Maverick County to around 12,000f(3657m) along the shelf edge. Apparently, the exception is Newton County. Here, the top of the Taylor is at about 15,000f(4572m).

Source

According to Condom and Dyman (2003, p. 32), Geochemical analyses of oil in the Austin Chalk indicate a probable Smackover source in Maverick County, an Eagle

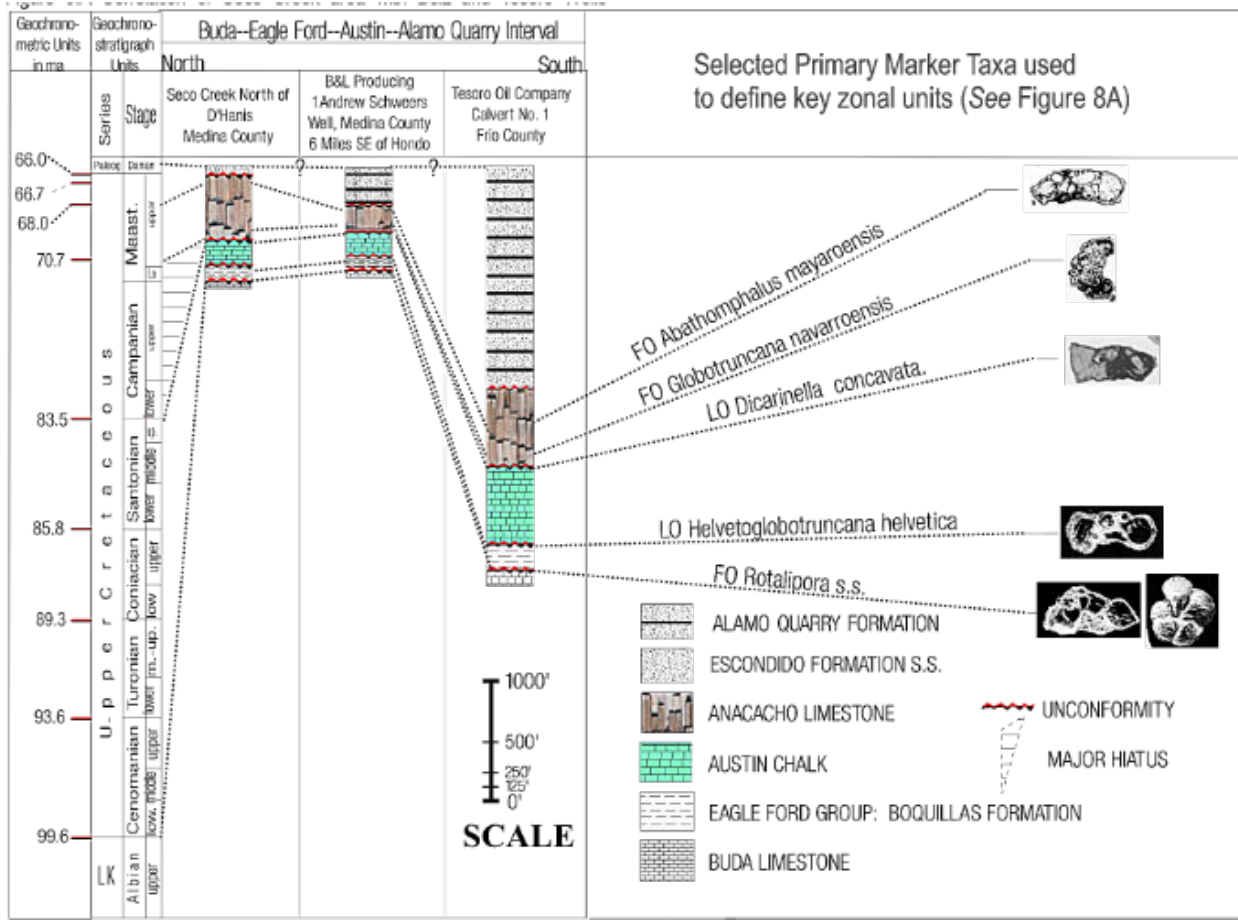


Figure 9A: Correlation of Seco Creek section with B&L and Tesoro Wells.

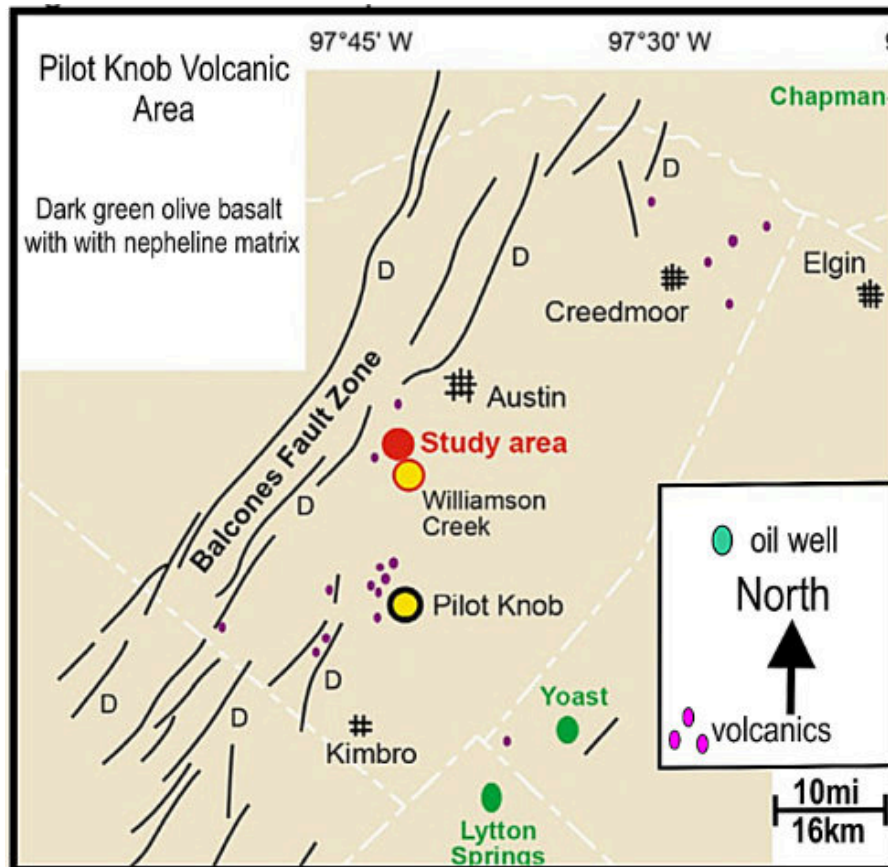


Figure 9B: Index map showing igneous intrusions in the Austin Area.

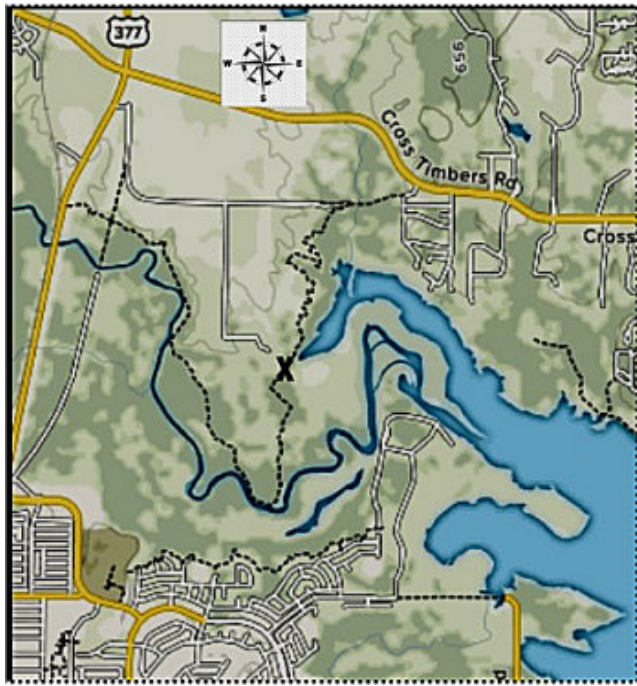


Figure 9C: Pilot Knob locality. Insert X marks the locality.

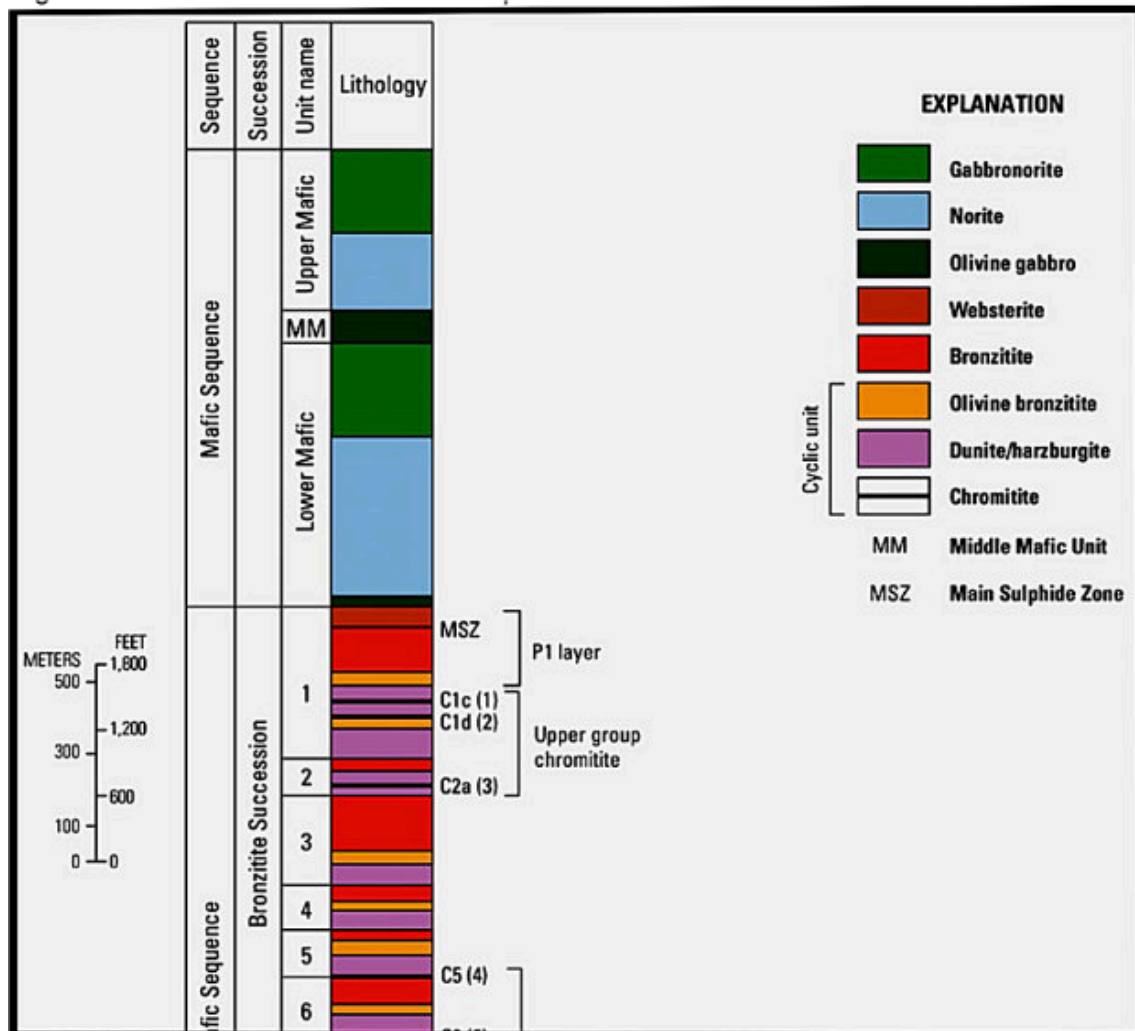


Figure 9D: Ultramafic rocks in Sabine Uplift.

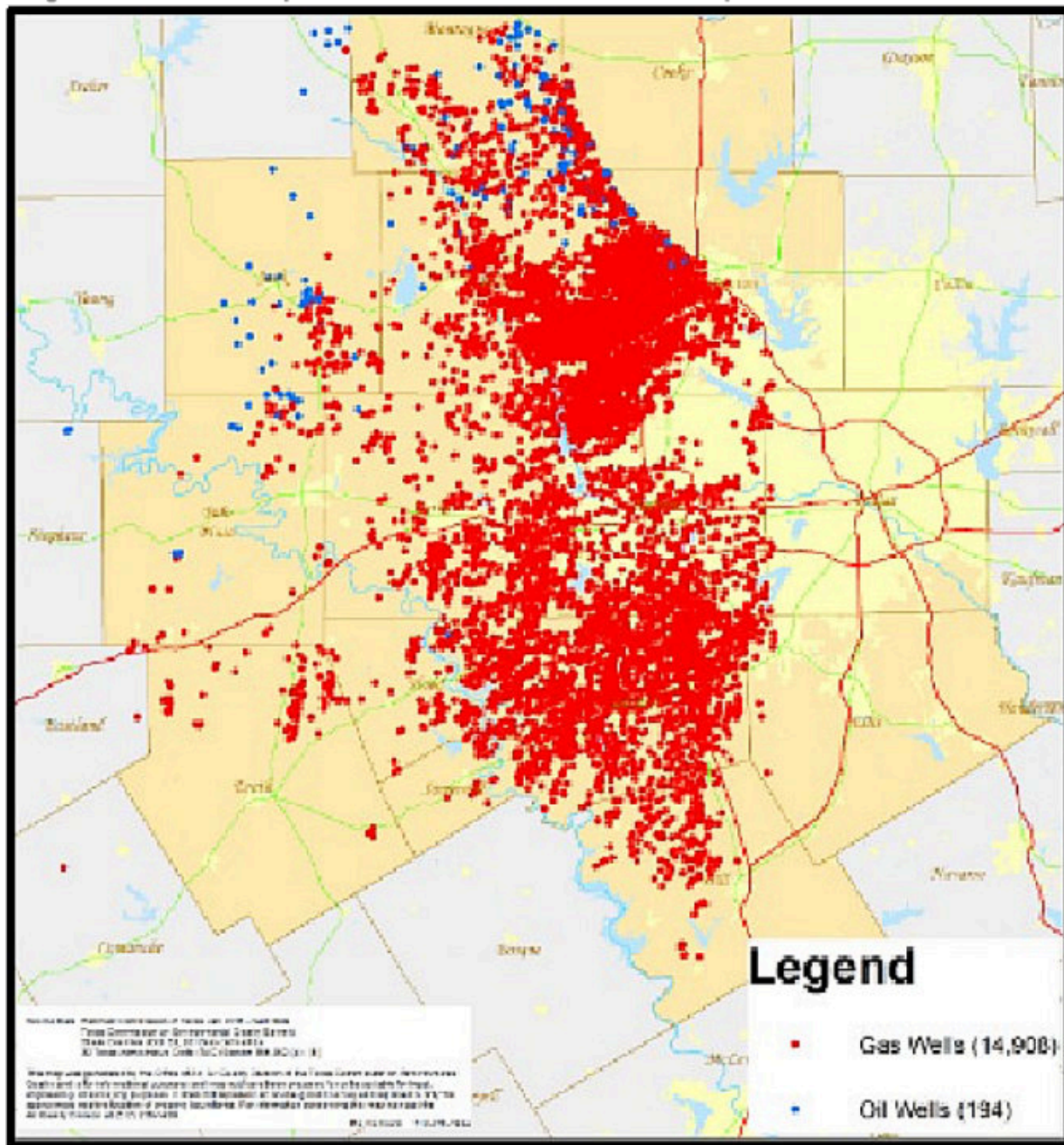


Figure 9E: Oil and gas production at Sabine Uplift.

Ford source and possibly an Austin source northeast of the San Marcos arch, and mixed Smackover, Eagle Ford, and Austin sources in the central and northern Maverick Basin. Migration.

Condom and Dyman (2003 p. 32) further indicate that updip migration from the Austin and Eagle Ford was

probably in the northwest-southeast-oriented fracture system in the Austin or along disconformities within and between the Austin and Eagle Ford. The Luling, Charlotte-Jourdanton, Karnes, and Mexia-Talco fault zones could also have served as migration pathways for Austin, Eagle Ford, or Smackover hydrocarbons.

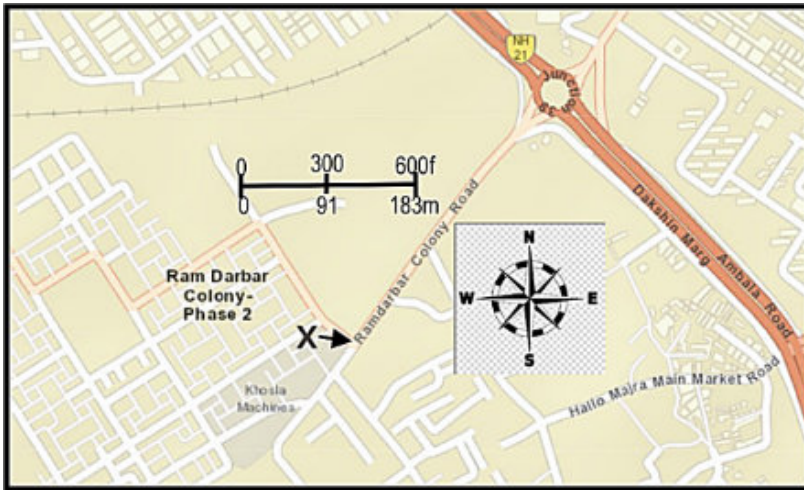


Figure 10: Location of EAP-F2.
X = location of Lucky Farms.



Figure 11: Index map showing position of the diamond mine in Southwestern Arkansas near Arkadelphia.

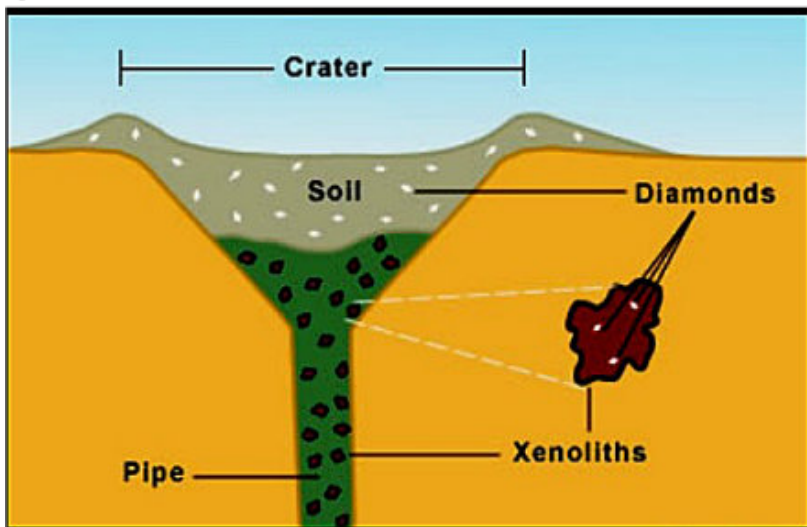


Figure 12: Cross-section of diamond mine. Prairie Creek Kimberlite Diamond Mine. The mineralization at this site occurred in the Upper Cretaceous.

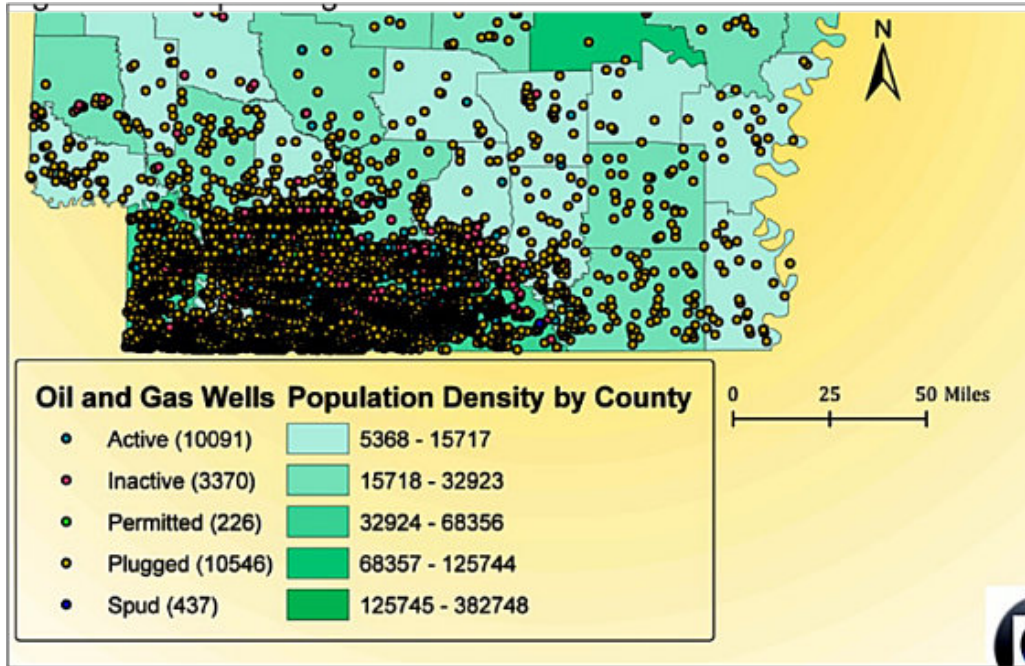


Figure 13: Oil production in Southwestern Arkansas.

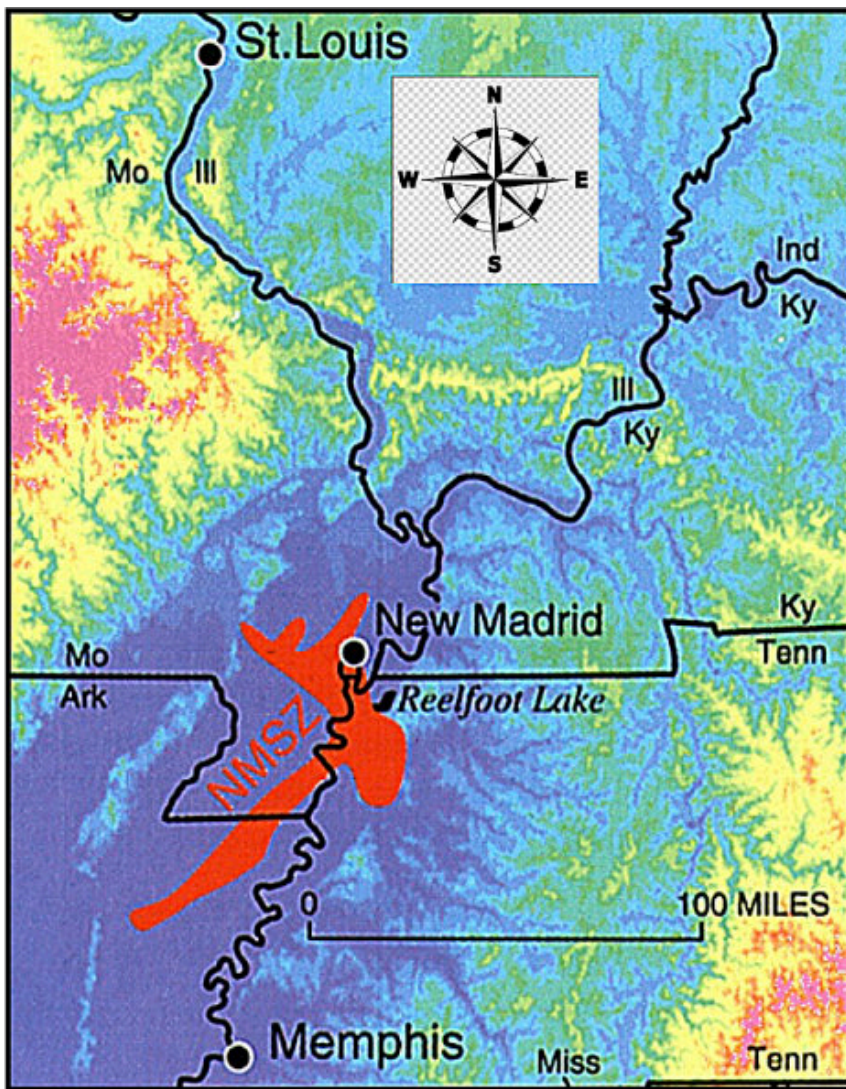


Figure 14: New Madrid Seismic Zone. New Madrid is at the site of a triple junction between the Texas and Southwestern Arkansas, the Midwestern, and Mississippi arms of the Mississippi Embayment Spreading Center (See Figure 2 herein).

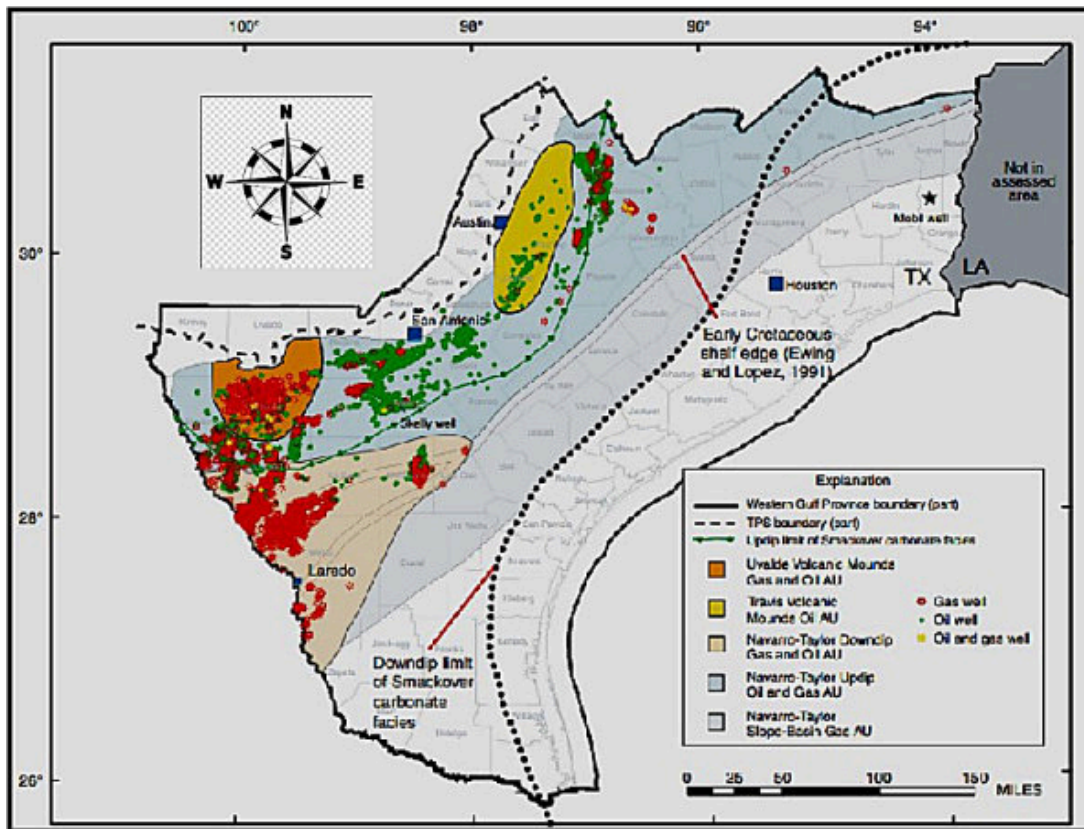


Figure 15: Map of western part of the Gulf Coastal Province. Red represents gas well and green represents oil well. Figure from Condom and Dyman (2003, Figure 10).

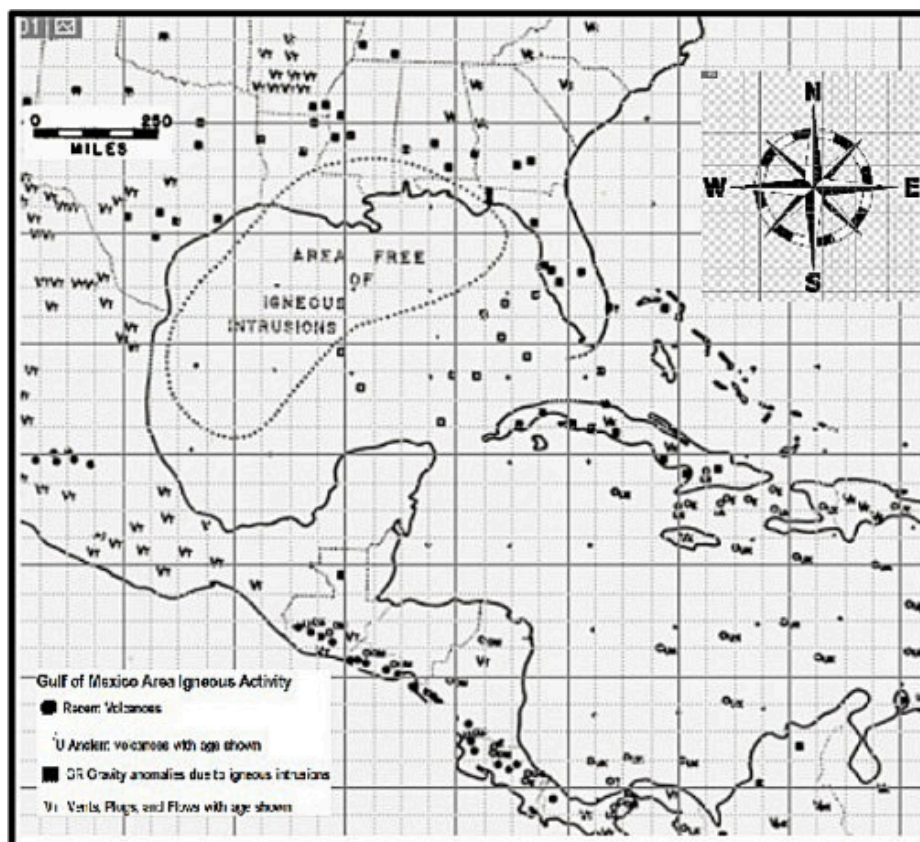


Figure 16: Igneous intrusions in Gulf Coast Area. Modified from Murray (1961).

Navarro-Taylor Downdip Gas and Oil Assessment Unit

Condom and Hayden (2003, p. 34) stated –"The Navarro-Taylor Downdip Gas and Oil Assessment Unit is a triangular area of approximately 4.6 million acres. It borders the Rio Grande River with one vertex in southern Maverick County, one in west-central Zapata County, and the third in northwestern Bee County (fig. 10). In southern Maverick and central Dimmit Counties, the boundary was drawn to include the "downdip deltaic and shelf tight gas area" of Tyler and Ambrose (1986). The small "bump" in the boundary at the Maverick-Dimmit County line was drawn to take in the entire Hugh Fitzsimmons field (HF in fig. 9). The southeastern boundary was drawn to encompass the known downdip gas accumulations in the Laredo area (fig. 10) and also wells known potential reservoir rocks. The assessment unit was extended northeastward to include the AWP field (fig. 9) because of similarities of that field with other fields to the west." (See Figure 3A).

Alabama

Figure 16 shows igneous intrusions from Texas to Florida and has been modified from Murray (1961). The black squares in the figures represent gravity anomalies. No definitive data seems to be present for southern Alabama.

FLORIDA

Figure 16 shows igneous intrusions from Texas to Florida and has been modified from Murray (1961). The black squares in the figures represent gravity anomalies. Gravity

anomalies due to the intrusion of igneous rocks occur in Central Florida and in the Florida Panhandle.

CONCLUSIONS

(1) The Gulf Coast Province of North America is one of the most important oil and gas producing regions in the world. Geologic studies for the discovery of oil in this area have been hampered by the misidentification of lithostratigraphic units and the improper chronostratigraphic of lithostratigraphic units by a number of oil company geologists leading to mistakes in geochronological dating of over thirty million years.

(2) The Eagleford Group has been misidentified in the subsurface. What we call herein the "Alamo Quarry Formation" has been mistakenly identified as the Eagleford Group. The Alamo Quarry Formation contains planktonic foraminifera which are assigned to the uppermost Maastrichtian and the Lower Paleogene (lower Danian) and to Composite Superzone 1, Zone 1A, Subzone 1A₁ and Composite Superzone DAN, Zone Dan₁, Subzone Dan.

(3) The Alamo Quarry Formation consists of over 2,000f(609m) of interbedded turbiditic, light to medium gray micrite, mudstone, siltstone with light gray wispy slump structures. It overlies the Nueces River Member of the Austin Chalk with a ten-degree angular unconformity.

(4) Much of Gulf Coast oil production is associated with the Mississippi Embayment Rift Zone.

(5) Oil production is frequently associated with the intrusion of ultramafic and volcanic rocks from Texas to Mississippi and perhaps to Florida.

REFERENCES CITED

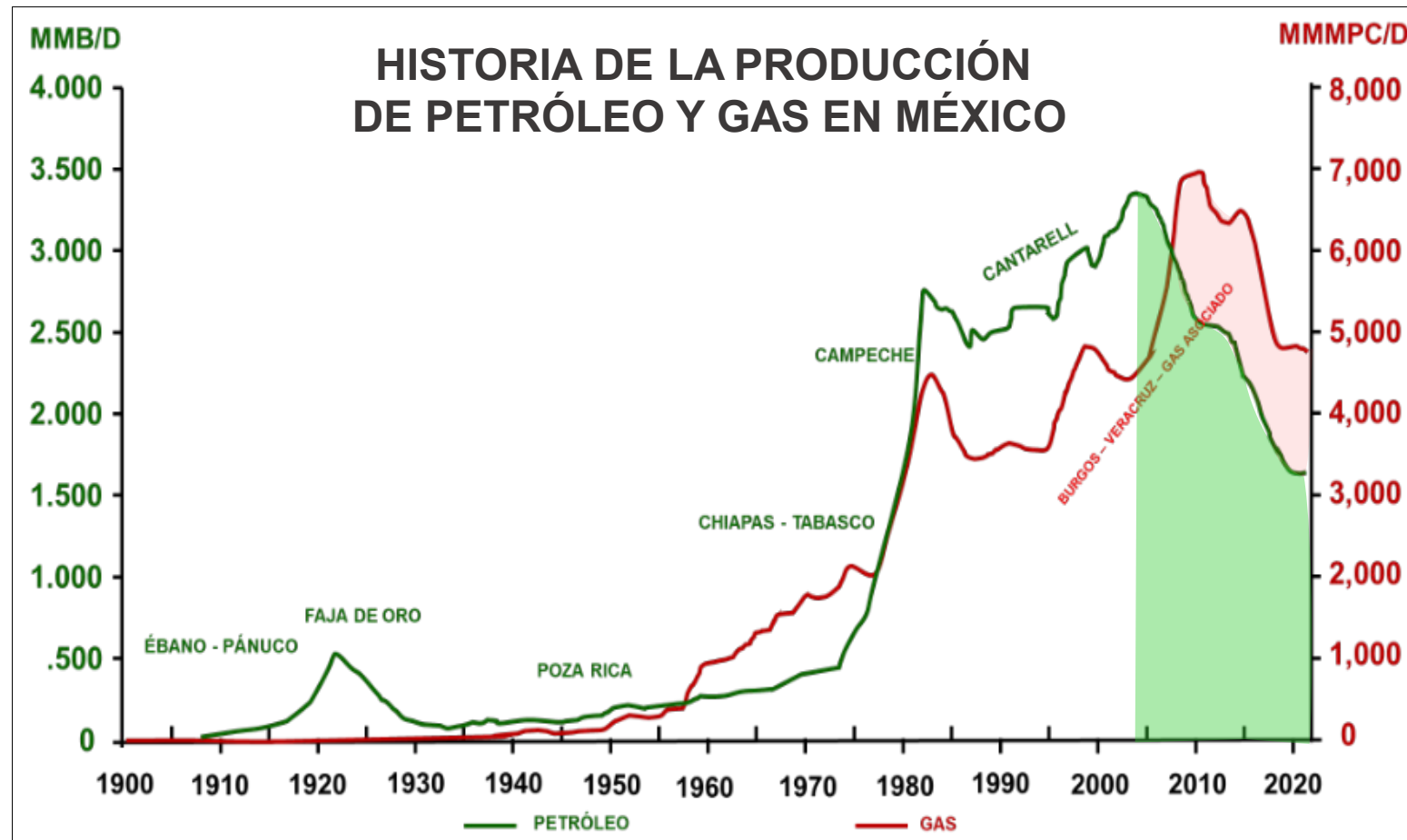
- Condom, S. M. and Dyman, T. S., 2003. Chapter 2: Geologic assessment of undiscovered conventional oil and gas resources in the Upper Cretaceous Navarro and Taylor Groups, Western Gulf Coast Province, Texas: 1-41.
- Donovan, A., Staerker, S., and Pradmudito, A., 2011. Sequence stratigraphy, facies, and depositional environments of the Eagle Ford Shale in West Texas, USA: An example of using integrated outcrop studies in characterizing “boring-looking” shales. GSA Annual Meeting in Minneapolis, MN.
- Garner, L. E. and Young, K. P., 1976. Environmental geology the Austin area; an aid to Urban Planning. University of Texas at Austin, Bureau of Economic Development Report of investigations: 86, 39 p.
- Harbor, R., 2011. Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic-Rich Mud rocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation, South Texas: Master's Thesis, University of Texas at Austin, 195 p.
- Holloway, J. W., 1999. Lithostratigraphy and Biostratigraphy of the Austin Chalk from San Antonio west to the Anacacho Mountains. Ph. D. Dissertation, Department of Geosciences, The University of Texas at Dallas: 1-266.
- Harbor, R., 2011, Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic- Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation, South Texas: Master's Thesis, University of Texas at Austin, 195 p.
- Miggins, D. P., Blome, C. D., and Smith, D. V., 2004. $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ geochronology of igneous intrusions in Uvalde County, Texas: Defining a more precise eruption history for localities along the Balcones Fault Zone. U. S. Geological Survey Open-File Report 2002-1031, 31 pages.
- Murdock's, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation, South Texas: Master's Thesis, University of Texas at Austin, 195 p.
- Holloway, J. W., 1999. Lithostratigraphy and Biostratigraphy of the Austin Chalk from San Antonio west to the Anacacho Mountains. Ph. D. Dissertation, Department of Geosciences, The University of Texas at Dallas: 1-266.
- Howard, J. M. and Hanson, W. D., 2008. Geology of the Crater of Diamonds State Park, Pike County, Arkansas. Arkansas Geological Survey, Little Rock Arkansas: 1-14, Figures 1-8. SPS-03.
- McGarrity, H., 2013. Facies and Stratigraphic Framework of the Eagle Ford Shale in South Texas. Master Thesis, University of Houston: 1-95.
- Pessagno, E. A., Jr., Longoria, J. F., and AlShuaibi, A. A., 2023. Definition, Emendation, and Microfacies Analyses of Upper Cretaceous and Lower Paleogene Lithostratigraphic Units in Texas. *Maya Revista de Geociencias*: 12-32.
- Rose, P. R., 2016. Late Cretaceous and Tertiary Burial History in Central Texas. *GCAGS Journal*, 5: 141-179.
- Saunders, J. A. and Harrelson, D. W., 1991. Age and Petrology of the Jackson Dome Igneous-Complex, Mississippi: Implications for the Tectonic History of the Mississippi Salt Dome Basin. AAPG Search and Discovery Article 91006, GCAS and GC SEPM Meeting, Houston, Texas.



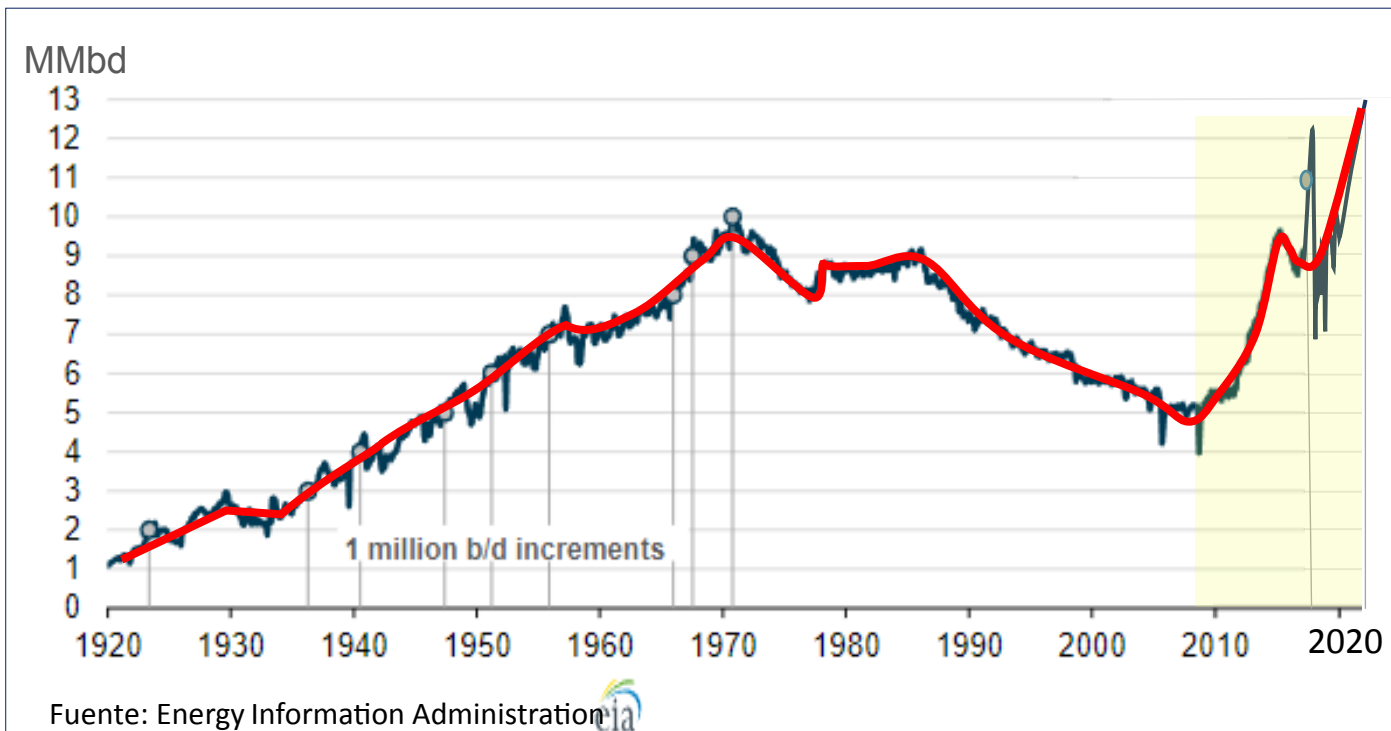
Solución a la necesidad de incrementar la producción petrolera de México

Alfredo E. Guzmán

En los años 70 el descubrimiento del Mesozoico en el Sureste permitió crecer la producción en forma espectacular, sin embargo a partir de 2004 el aceite (y en 2010 el gas) empezaron a declinar sin poderlo evitar o revertir. Sin embargo, México debería producir más de lo que alcanzó en 2004, (3.4 MMbd y 7,000 mil MMpcd) esta presentación explica cómo y porque.



El rejuvenecimiento de la producción de petróleo en EUA

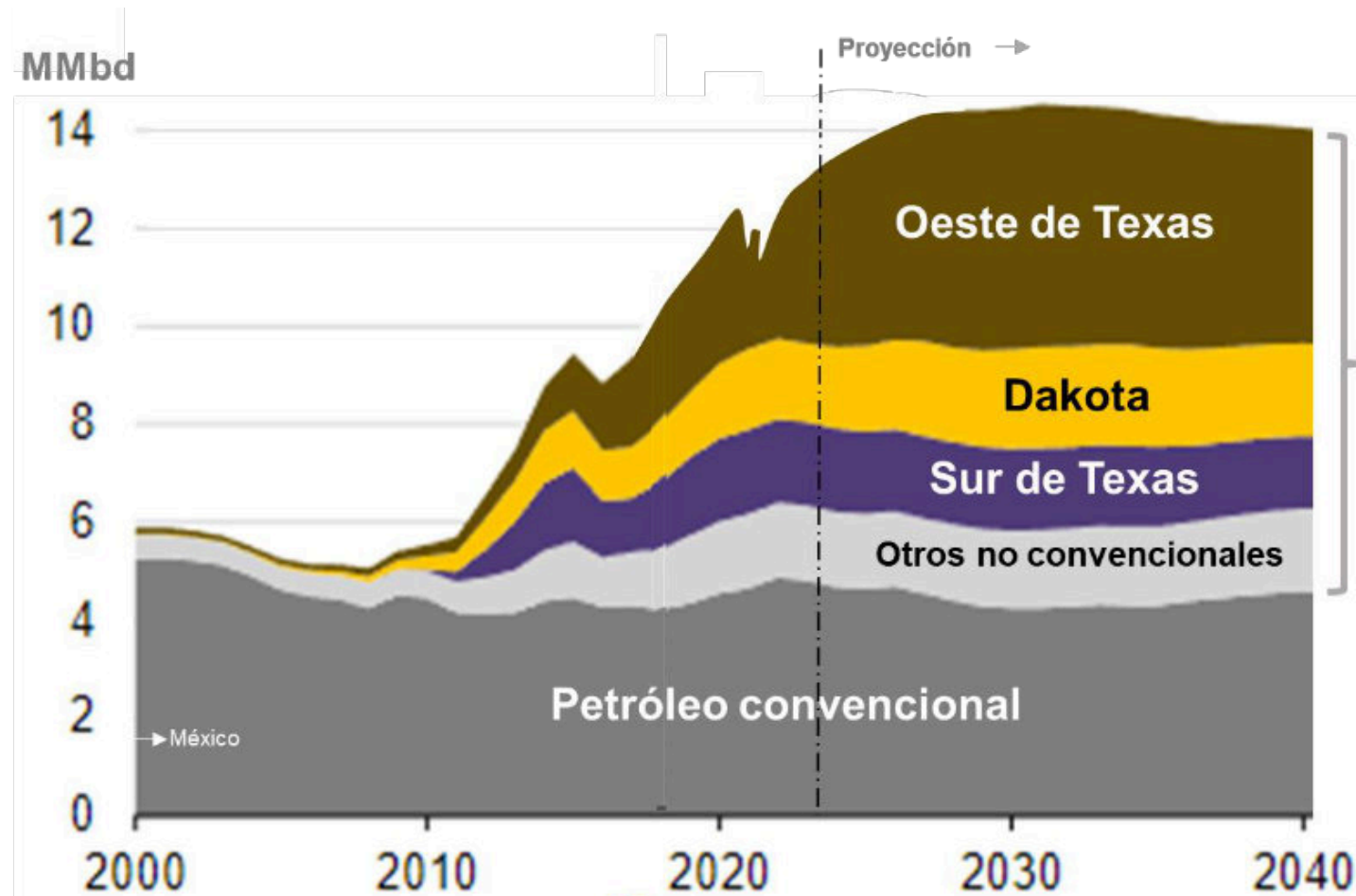


No solo rejuveneció, hoy produce 30% más de lo que alcanzó en 1970 !

EUA alcanzó 9 MMbd en los años 70 y para 2009 ya extraía tan solo 5 MMbd, pero a partir de 2010 se empezó a recuperar y hoy produce 13 MMbd y es el primer productor del mundo!

Cuando se tenían logros significativos en una provincia productora de aceite o gas se debía al descubrimiento de uno o varios nuevos plays, o a la extensión de los existentes, sin embargo en este caso ha sido gracias a la aplicación de nuevos paradigmas basados en nuevos conceptos geológicos y de ingeniería.

El incremento de la producción no se ha debido a nuevos descubrimientos, son varias las provincias geológicas donde se están aplicando los nuevos paradigmas de la producción de yacimientos no convencionales.

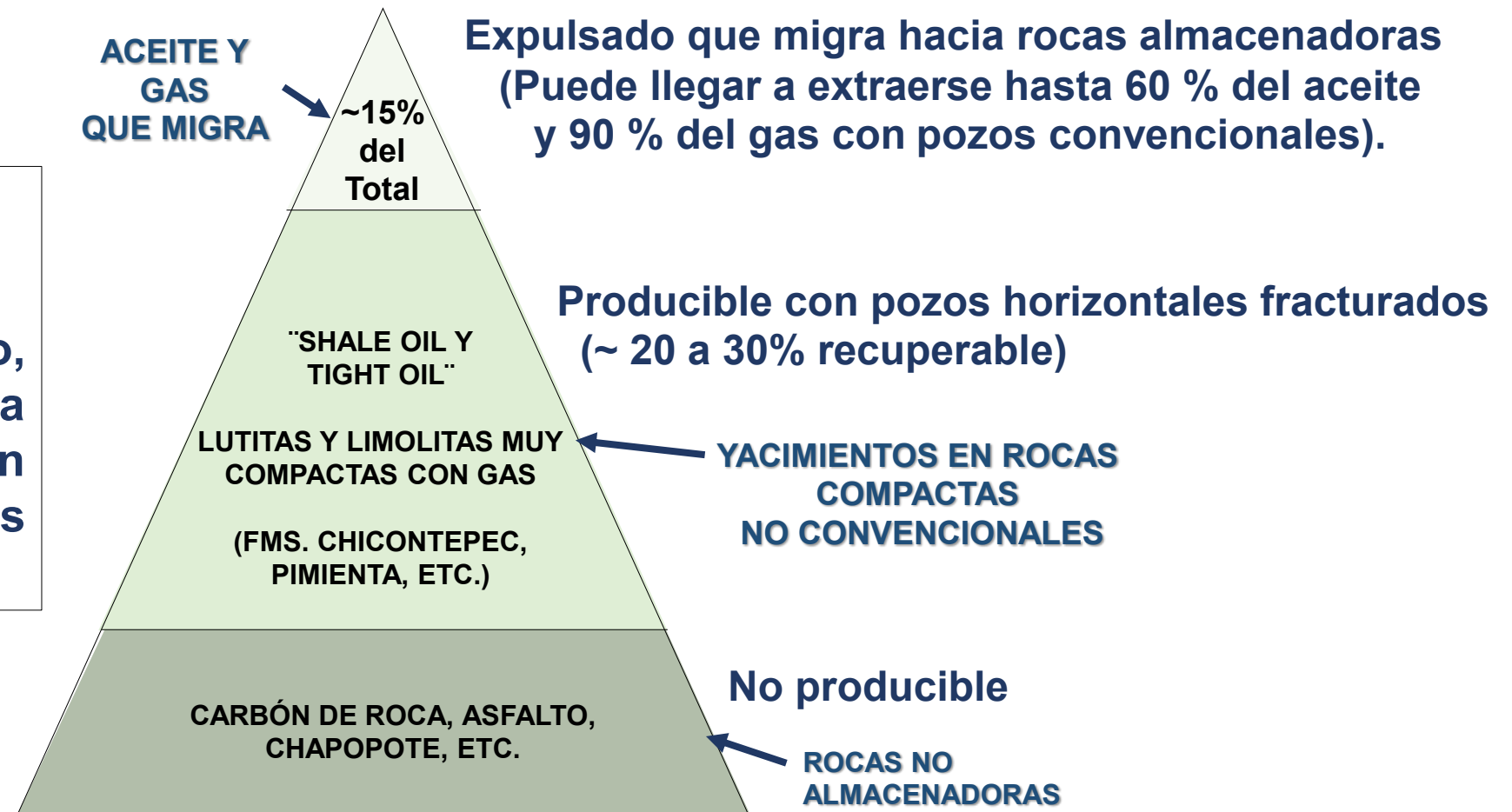


Sísmica 3D de alta resolución
Perforación horizontal
Petrofísica
Fracking en varias etapas
Nuevas barrenas y fluidos
Optimización de instalaciones
Perforación intensiva

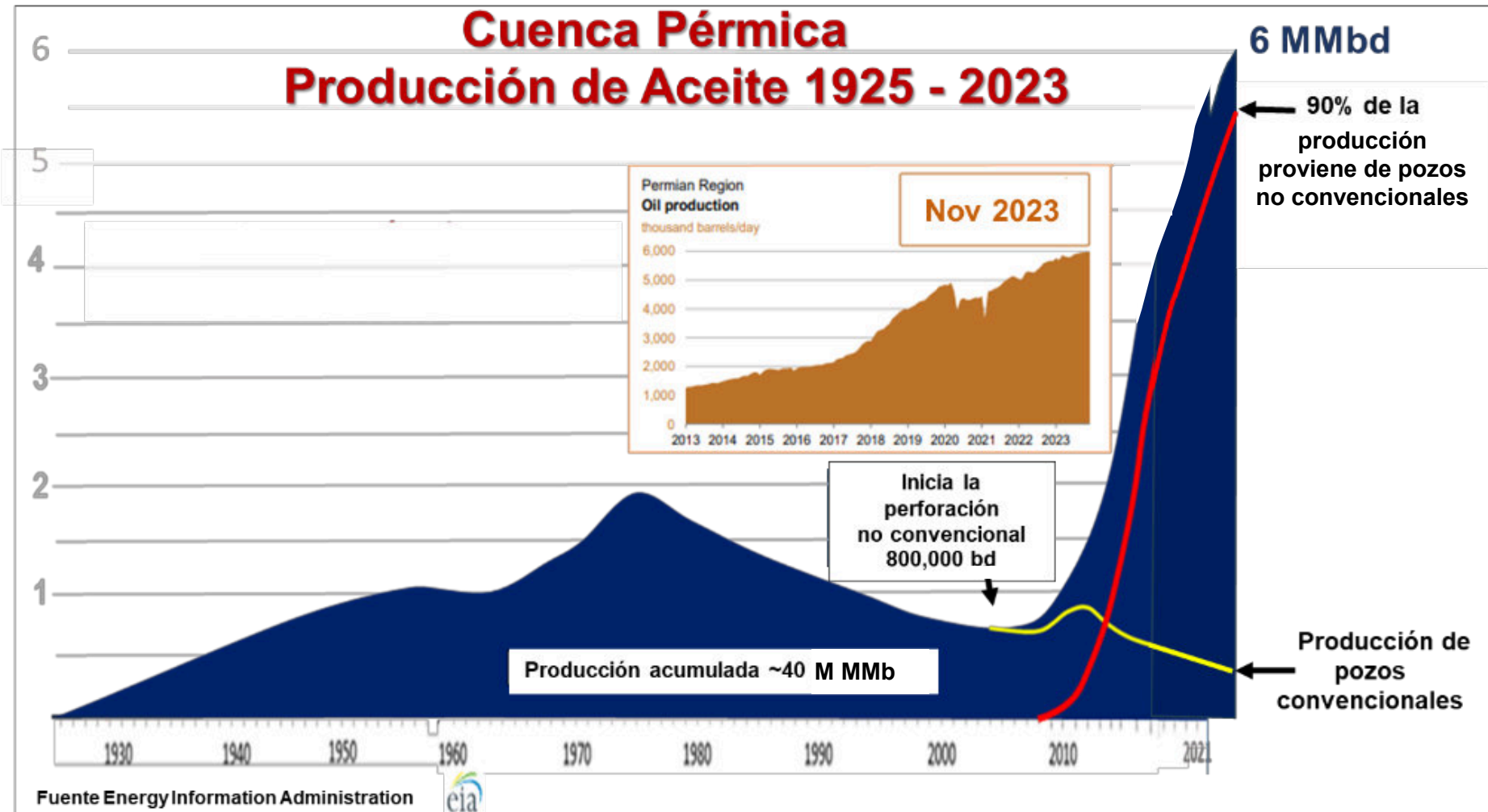


El incremento de producción puede durar hasta por los próximos 25 años (mientras se siga perforando), ya que se sustenta en una mayor base de recursos. Siempre se consideró que las rocas generadoras no podían ser productoras, solamente eran producibles los hidrocarburos expulsados y acumulados en rocas almacenadoras, i.e. las porosas y permeables.

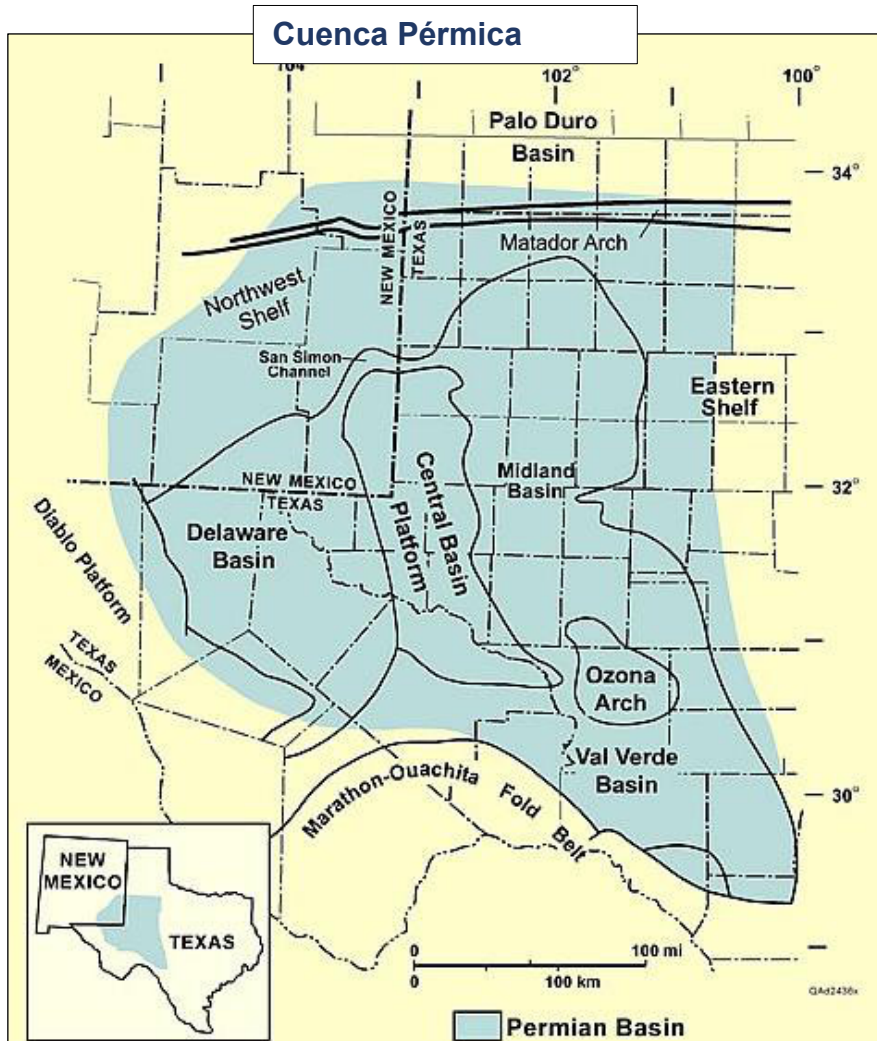
ROCAS GENERADORAS
Rocas de grano muy fino, ricas en materia orgánica "madura" transformada en aceite y gas por altas temperaturas y presión.



Es donde se han tenido los mejores resultados de la perforación no convencional en yacimientos compactos de aceite. En 2010, cuando se empezó a perforar, había declinado a 800 mil bd, de 2 MMbd alcanzados en los años 70. Hoy produce 6 MMbd y 25 mil MMpcd !



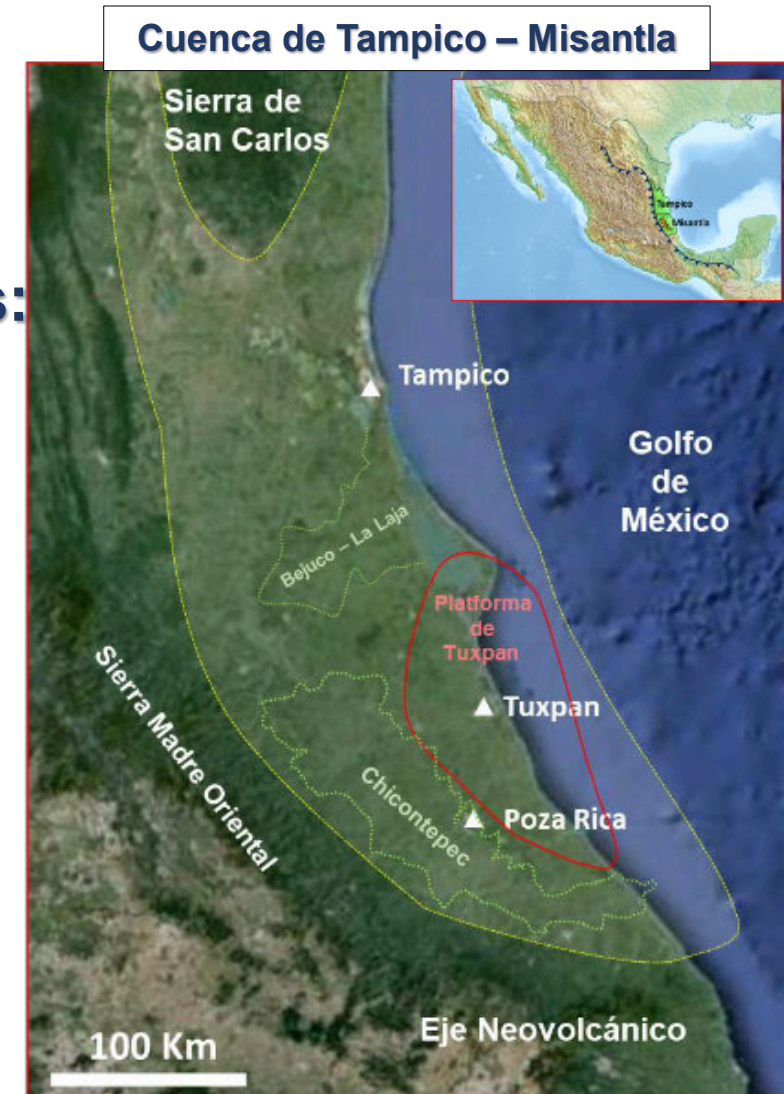
Las Cuencas Pérmica y Tampico – Misantla tienen similar tipo de yacimientos y similar cantidad original de recursos de aceite y gas

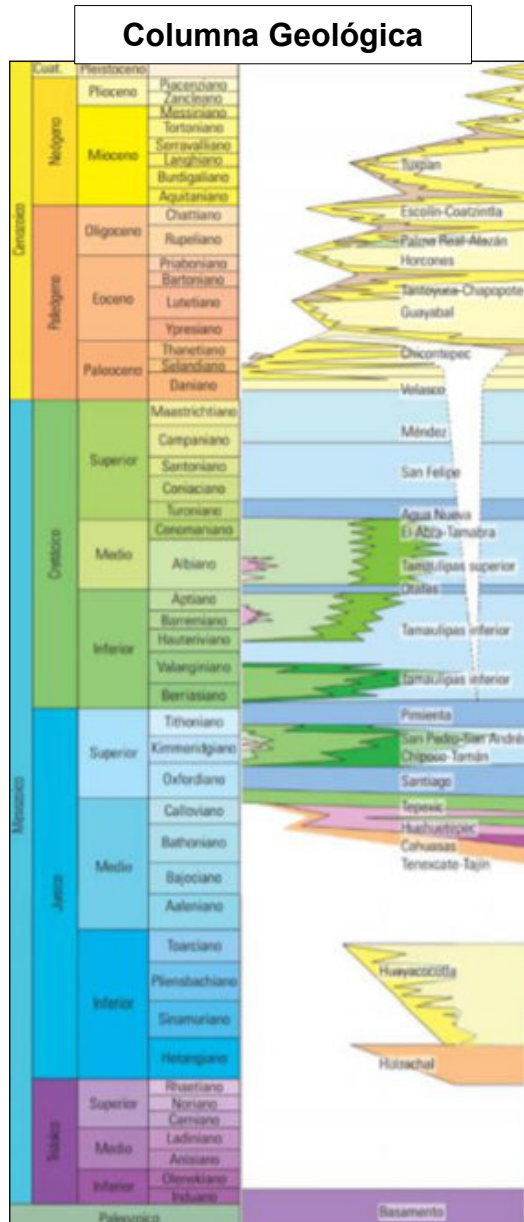


Wikipedia

Mismo tipo de yacimientos:

- Calizas productoras desde principios del siglo pasado
- Areniscas compactas "tight oil"
- Lutitas generadoras "shale oil"





CNH / Pemex

◆ Roca Generadora
● Roca Almacén

Sistema Petrolero Supercargado

■ Calizas - Convencionales
■ "Tight oil"
■ "Shale oil" } **No Convencionales**

Plays / Campos

- **Tantoyuca (Neógeno)**
- **Chicontepec (Paleoógeno)**
 - Agua Fría-Coapechaca-Tajín, otros
- **Agua Nueva (Cretácico Superior)**
 - Ébano-Pánuco, Altamira, others
- **El Abra (Cretácico Medio)**
 - Faja de Oro fields
- **Tamabra (Cretácico Medio)**
 - Poza Rica
 - Tres Hermanos
- **Tamaulipas Inferior (Cretácico Inferior)**
 - Barcodón
 - Arenque
 - Tamaulipas
- **San Andrés (Jurásico Superior)**
 - San Andrés - Hallazgo
 - Tamaulipas - Constituciones
 - Arenque
- **Pimienta (Jurásico Superior)**
 - Tamps-Const., Jurel, Paso de Oro,
- **Tepexic (Jurásico Medio - Superior)**
 - Tepexic, Huehuetepic

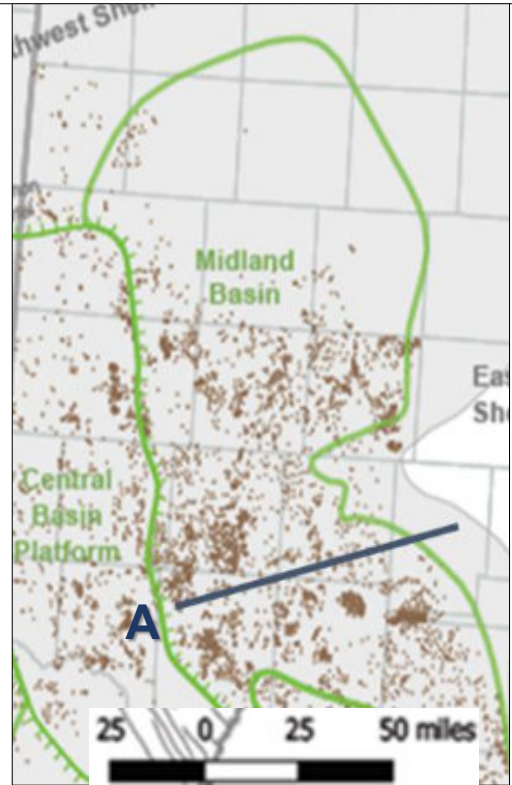
En 2002 Chris Cheatwood de Pioneer y yo comparamos las formaciones Spraberry y Chicontepec, encontrando similitudes en sus litologías, petrofísica, espesores, estructura interna, características y origen de los yacimientos, siendo la principal diferencia que el potencial de Chicontepec es más de 10 veces mayor



SPE 74407

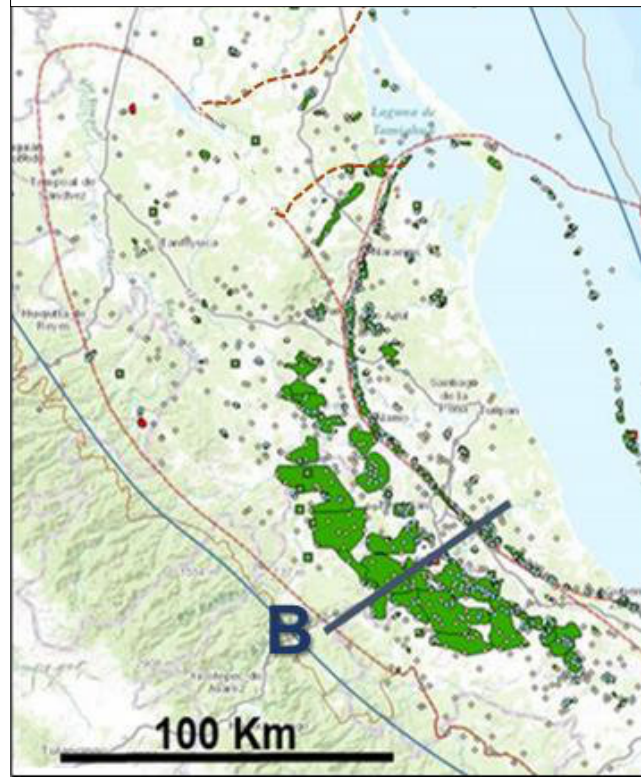
Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, Mexico
Chris J. Cheatwood, Pioneer Natural Resources Company and Alfredo E. Guzman, Pemex E&P

Sub cuenca de Midland



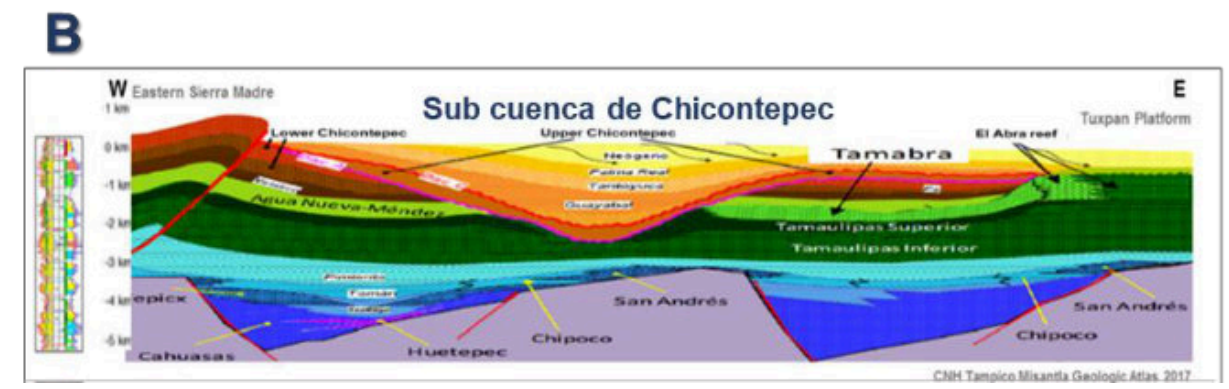
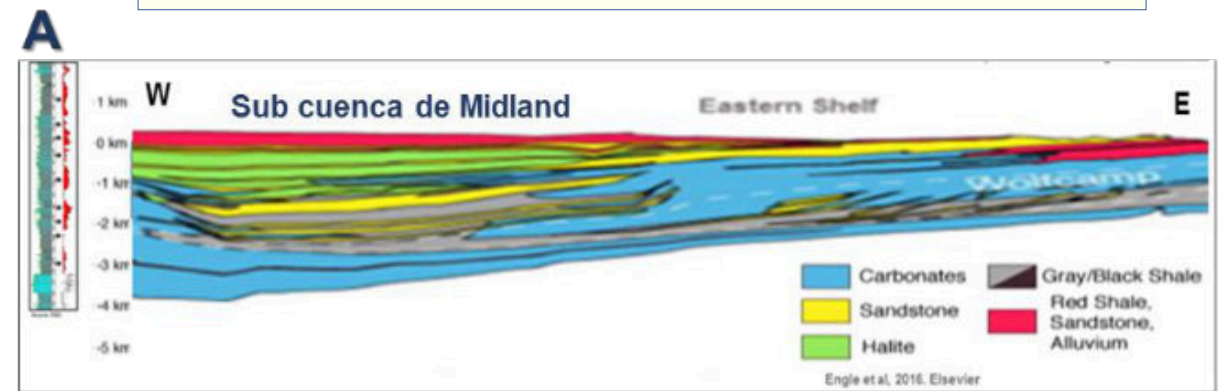
Fuente: EIA

Sub cuenca de Chicontepec



Fuente: IHS map

En ambas cuencas los yacimientos están en turbiditas



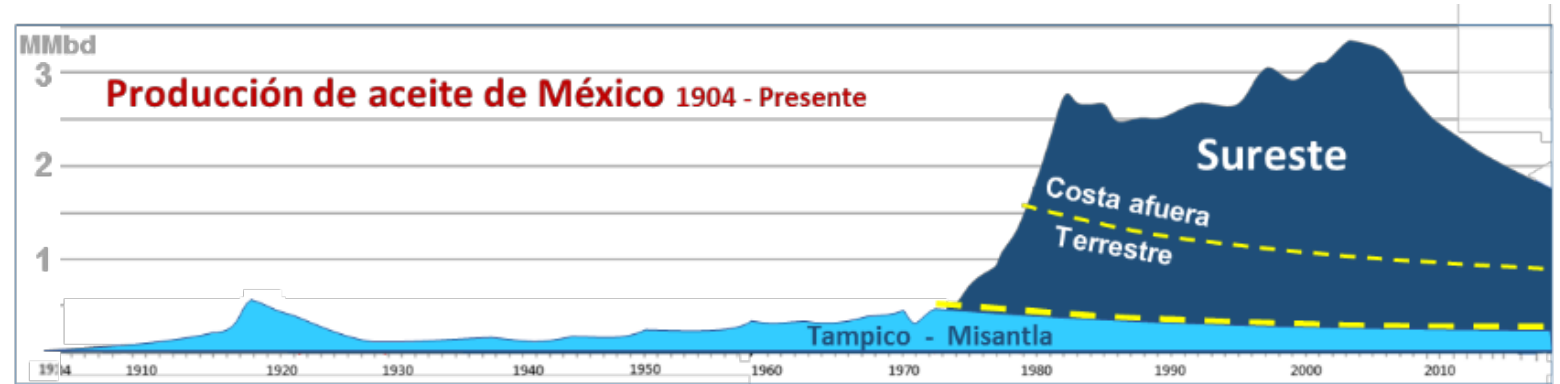
CNH Tamaulipas Mixtlan Geologic Atlas, 2017.

Ambas tienen cantidad similar de recursos (certificados)

Aunque muy diferentes niveles de extracción

	Cuenca Pérmica	Cuenca Tampico – Misantla
Aceite y Gas Original <i>in situ</i>	> 150 MMMbpce	> 140 MMMbpce * Chicontepec y el <i>shale oil</i> podrían ser mucho más
Producción Diaria	6 MMb (3.5 veces la de Mx) 25 MMMpc (~5 veces la de Mx)	.06 MMb (60 veces menos!!) .15 MMMpc (135 veces menos!!)
Producción Acum.	~40 MMMbpce	7.5 (5.3 veces menos) 5% MMMbpce del <i>in situ</i>
Recuperables	122 MMMbpce (USGS)	2.3* (Convencional según CNH) 12.8 (20% del <i>in situ</i> en Chicontepec) 38.9 (Lutitas según CNH) 54.0 MMMbpce

* Sin considerar lo que se encontraría reexplorando la cuenca y/o incrementando los FR de los campos tradicionales, que son muy inferiores a los estándares internacionales y que las reservas de Chicontepec deberían ser mucho más pues están mal calculadas.



CNH - Pemex

	Convencional Calizas y Areniscas	No Convencional Chicontepec Lutitas	Total
Descubierto (original <i>in situ</i>)			139 (MMMbpce)
Aceite (MMMb)	31.8	59.0 30.7	121.8
Gas (MMMMpc)	49.8	31.6 20.7	85.6
Producido			7.5 (MMMbpce)
Aceite (MMMb)	5.5	.3 0	5.8
Gas (MMMMpc)	7.7	.6 0	8.3
Factor de recuperación			6.6 (para el ce)
Aceite %	17	.4 0	4.7
Gas %	15	.2 0	9.6

crudo equivalente

Se ha extraído menos del 1% de los recursos no convencionales !

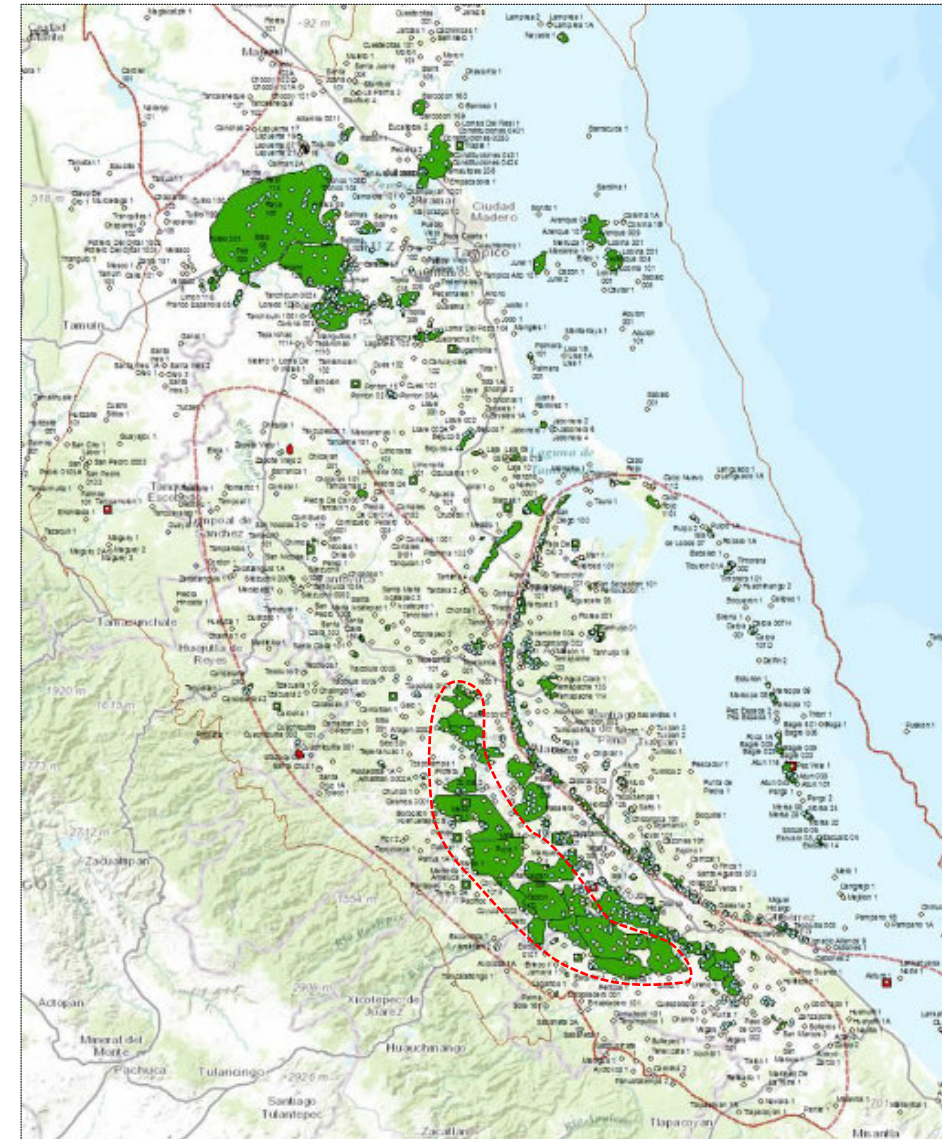
Principales campos productores

Más de 150 campos convencionales en rocas calcáreas.

Pocos han tenido inyección de agua, ninguno recuperación mejorada.

A raíz de los descubrimientos del Sureste en los años 80's se abandonó la cuenca.

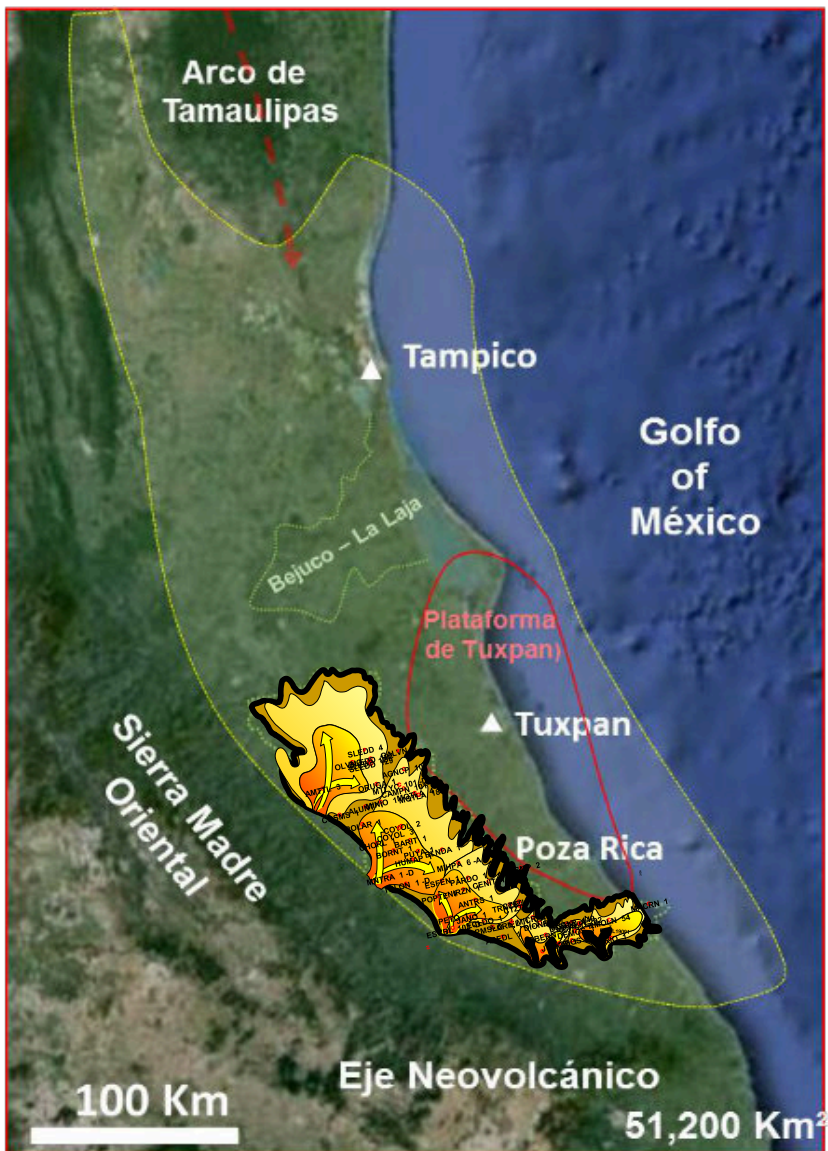
No se han encontrado nuevos campos de aceite desde entonces.



ACUATEMPA	MANUEL AVILA CAMACHO
AGUA FRIA	MARSOPA
AGUA NACIDA	MECATEPEC
AGUACATE	MESA CERRADA
ALAMO	MIGUEL HIDALGO
ALAZÁN	MIQUETLA
ALTAMIRA	MIRANDA
ANTARES	MORALILLO
ARAGÓN	MOZUTLA
ARENQUE	MURO
BAGRE	NIRZÁN
BARCODÓN	NUEVO PROGRESO
CACAHUATENGO	OBERÓN
CACALILAO	PÁNUCO
CARISTAY	PASO REAL
CARPA	PETRONAC
CASTILLO DE TEAYO	POTRERO HORCONES
CERRO VIEJO	POZA RICA
CHICHIMANTLA	PRESIDENTE ALEMÁN
CHOTE	RANCHO NUEVO
COAPECHACA	SALINAS
COATZINTLA	SAN ANDRÉS
CONSTITUCIONES	SANTA AGUEDA
COPAL	SOLEDAD
CORCOVADO	SOLEDAD NORTE
CORRALILLO	SOLÍS
COYOTES	SUR DE AMATLÁN
COYULA	TAJÍN
DEIMOS	TALAXCA
EBANO	TAMAULIPAS
ESCOBAL	TAMIAHUA
ESCOLÍN	TECOLUTLA
EZEQUIEL ORDÓÑEZ	TEJADA
FOBOS	TEMAPACHE
FURBERO	TEPETATE NORTE CHINAMPA
GASPAR	TIERRA AMARILLA
HORCÓN	TIERRA BLANCA CHAPOPOTE NÚÑEZ
HORCONES	TOPILA
JAPETO	TOTECO CERRO AZUL
JARDÍN	TRES HERMANOS
JILIAPA	YATE
JUAN FELIPE	ZACAMIXTLE
JUNIOR	ZAPOTALILLO
LIMÓN	

	Tampico – Misantla (Sin Chicotepec)
Descubierto (original <i>in situ</i>)	
Aceite (MMMb)	31.8
Gas (MMMMpc)	49.8
Producido	
Aceite (MMMb)	5.5
Gas (MMMMpc)	7.7
FR	
Aceite %	17
Gas %	15

Chicontepec: Aceite y gas en rocas compactas ("tight oil")



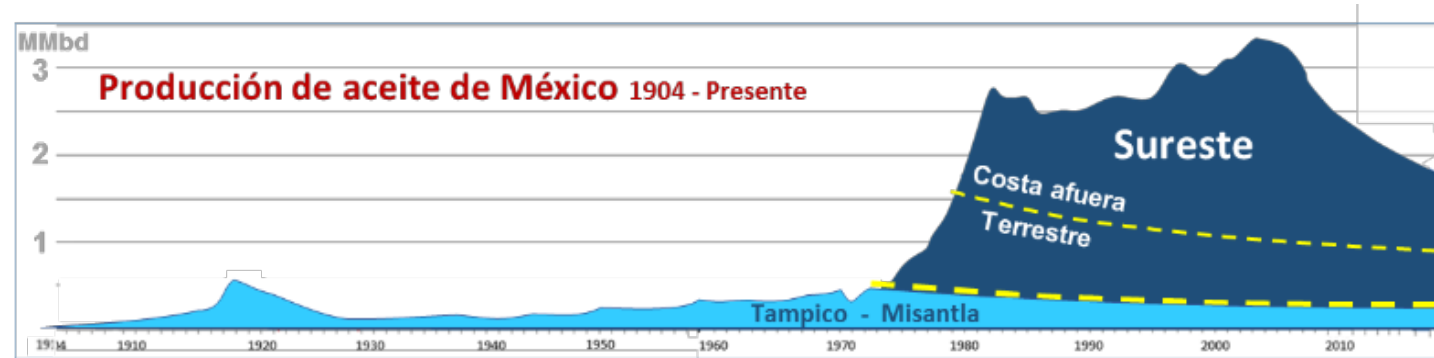
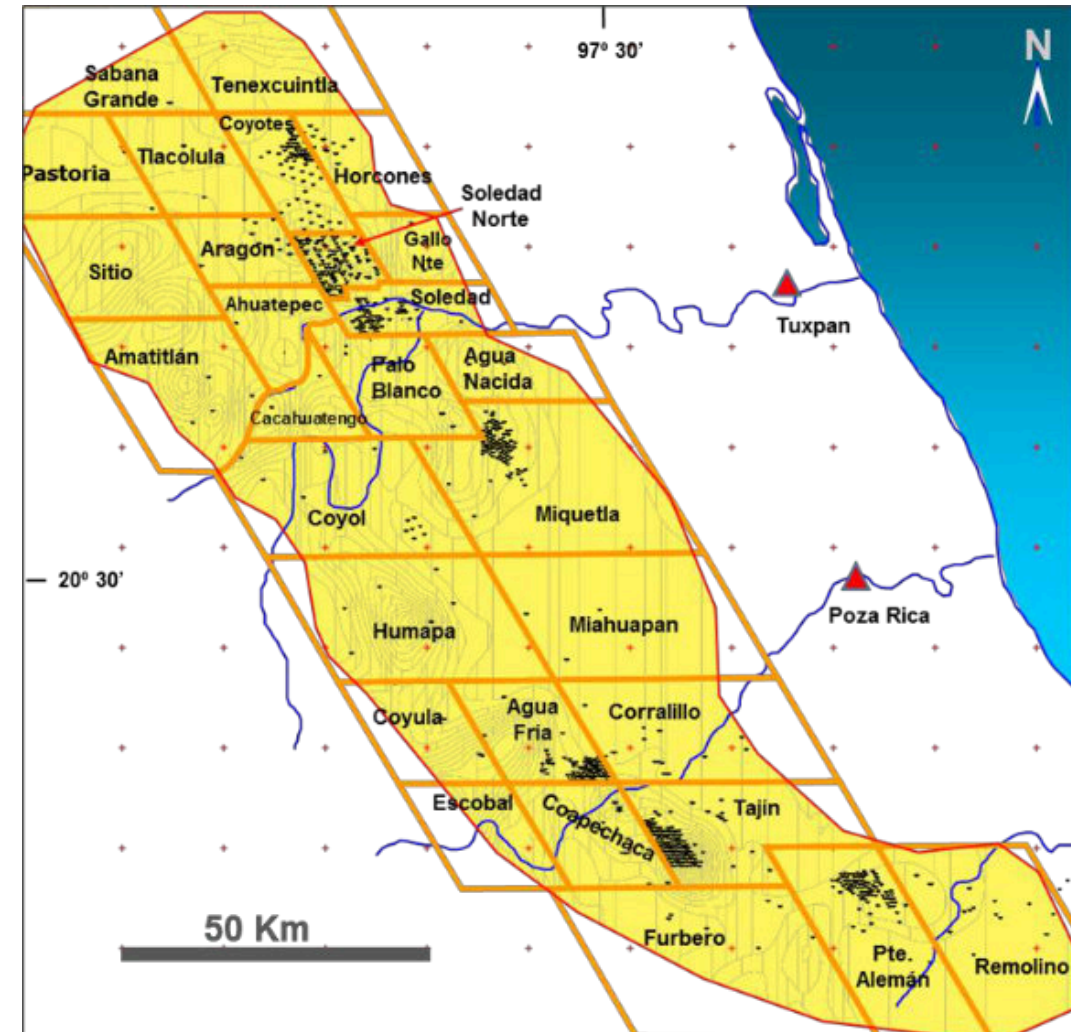
	Original Volume (2009)	3P Reserves (2009)	Original Volume (2016)	3P Reserves (2020)	Oil Cum. Prodn. (2020)	Gas Cum. Prodn. (2020)
Field	(B BOE)	(MM BOE)	(B BOE)	(MM BOE)	(MM bbl)	(BCF)
Agua Fria	5.68	403.6		200.1	50.9	130.1
Agua Nacida	3.05	316.0		86.5	1.5	2.1
Ahuatepec	4.48	370.5		102.2	0.02	0.1
Amatitlán	5.95	746.2		251.6	92.7	
Aragón	3.57	350.1		114.9	0.7	0.5
Cacahuatengo	2.68	330.1		74.9	0.1	0.2
Coapechaca	3.84	404.6	N	162.3	24.3	2.6
Corralillo	5.36	711.9	O	462.6	133.9	207.3
Coyol	6.74	1,161.3	T	310.1	2.9	6.2
Coyotes	2.16	256.7		196.1	10.6	
Coyula	2.75	319.9	A	82.3	3.9	8.6
Escobal	2.01	148.6	V	88.7	8.8	20.9
Furbero	6.86	1,097.2	A	157.2	8.5	19.0
Gallo	1.99	238.9	I	128.9	0.2	0.5
Horcones	2.24	264.6	L	158.4	2.9	
Humapa	11.88	1,285.6	A	331.8	8.8	18.3
Miahuapán	8.62	1,199.2	B	111.5	0.2	0.2
Miquetla	7.88	1,365.8	L	122.8	13.3	27.4
Palo Blanco	5.12	660.6	E	163.9	0.5	1.0
Pastoría	5.07	550.3		138.7	0.01	0.01
Presidente Alemán	7.35	843.3		0.1	31.0	71.0
Remolino	12.38	1,036.9		434.1	7.8	12.2
Sábana Grande	3.26	372.5		90.7	-	-
Sitio	5.91	724.9		68.1	-	-
Soledad	3.62	356.1		106.1	16.5	31.1
Soledad Norte	1.08	31.3		12.6	25.7	39.9
Tajín	7.75	561.7		297.6	45.1	90.5
Tenexcuila	3.84	508.1		54.5	64.0	129.0
Tlacolula	4.06	480.2		128.8	0.01	0.01
Total	147.18	17,096.8	65.35	4,638.1	275.1	505.9

Pemex / CNH

Volumen original y reservas 3P de los campos de Chicontepec (antes y despues de ser degradados) y su producción acumulada a 2021.

Historia del desarrollo de Chicontepec

En los años 70's DeGolyer y MacNaughton certificó 106 MMbpce en una acumulación continua de más de 3000 km². La producción nacional era en ese tiempo menos de 500 mil bd, ya insuficientes para las necesidades del país, por lo que en Chicontepec se encontró una solución.



Se subdividió el paleocañón en 29 "campos" y se inició un proyecto que contemplaba 16,000 pozos para extraer 11 mil MMbpce y se iniciaron algunos desarrollos.

Pero empezó a producir el Sureste y Chicontepec dejó de ser una prioridad, además de que sus pozos eran menos productivos que los de los nuevos descubrimientos y su costo por barril mucho más alto.

En 2002 un nuevo esfuerzo con técnicas que mejoraban las producciones, como: fluir varios intervalos a la vez (commingle), fracturas hidráulicas más grandes, mejores barrenas, sísmica 3D, mejores instalaciones, etc., demostró que se podía mejorar la productividad de los pozos.

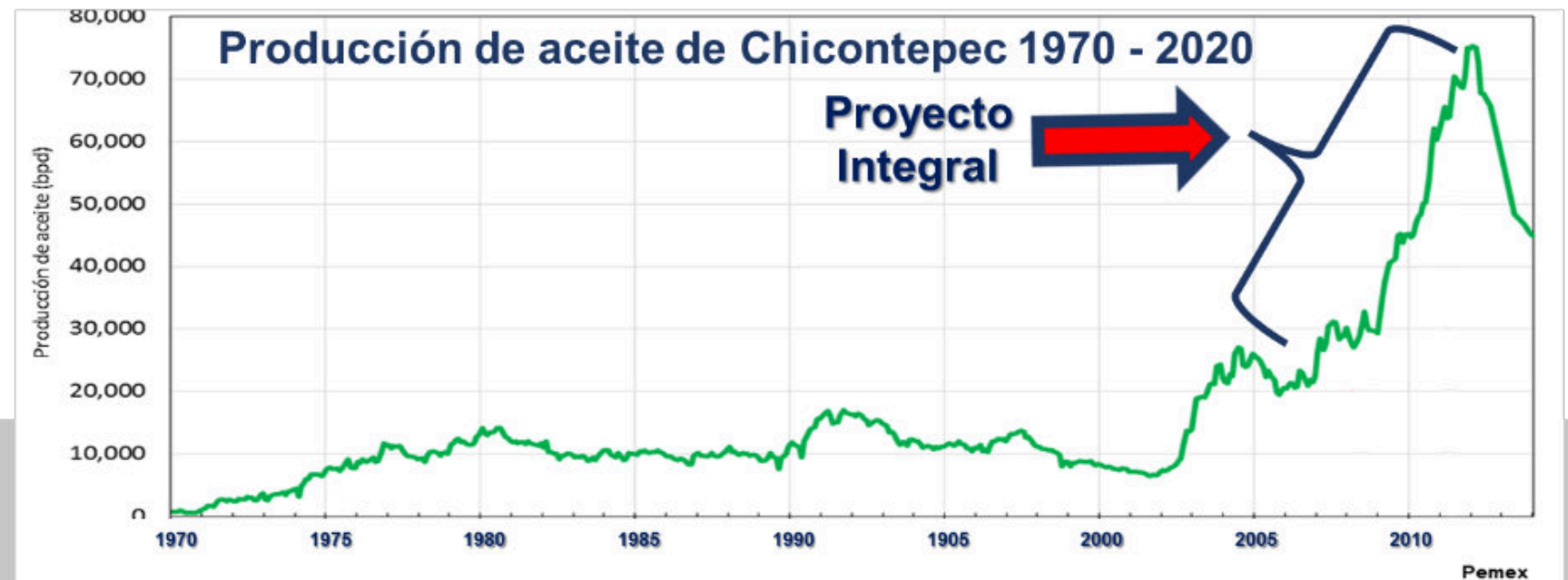
Esto se hizo con presupuesto limitado para mantener la producción y antes de que hubiera perforación horizontal para aceite, y apoyado en una nueva certificación que dio 137.3 mil MMb y 63 MM MMpc y reservas 3P por 17.1 mil MMbpce.

El resultado fue que la producción creció hasta 70 mil bd en tan solo dos años.



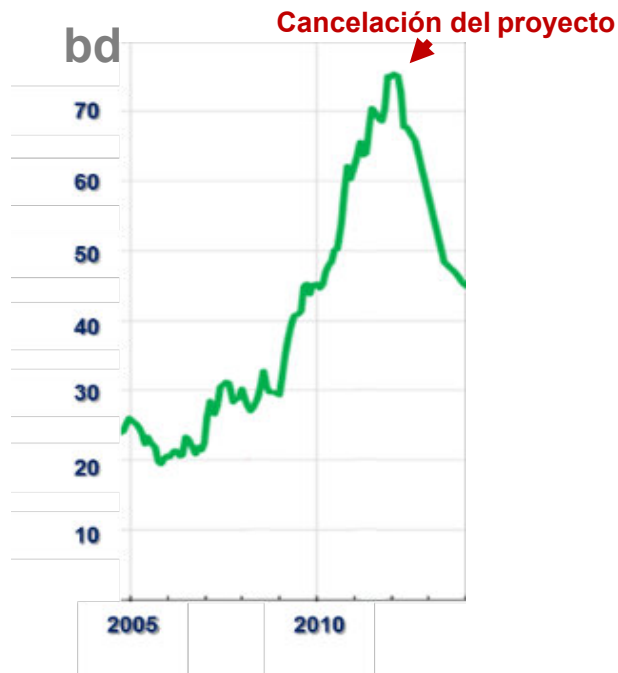
Lo logrado de 2002 a 2006 sirvió para documentar y aprobar un plan de 10 años para perforar intensamente e iba levantar la producción a más de 600 mil bd.

El Proyecto Integral Chicontepec, como se llamó, era particularmente importante pues la producción de Cantarell empezó a declinar en 2004 y las únicas reservas importantes, no desarrolladas, que tenía el país para hacer frente a la pérdida de producción eran las de KMZ en Campeche y las de Chicontepec.



La producción creció a 73 mil bd, pero el precio del petróleo colapsó en 2009 y se decidió suspenderlo y licitarlo en las rondas de la Reforma Energética, cosa que nunca se hizo, sólo se licitaron campos y áreas costa afuera y convencionales a pesar de que el precio se recuperó a \$100.00 / barril.

Hay la percepción de que encontrar y/o desarrollar yacimientos no convencionales es más caro que los convencionales sin embargo hoy, esto ya no es válido, pues es más fácil, más barato, más rápido y con menos riesgo geológico pues éstos ya se encontraron.



En tres ocasiones se certificaron las reservas de Chicontepec (DeGolyer y MacNaughton (2) y Netherland y Sewell), la primera vez en los años 1970's y las tres coincidieron en aproximadamente en sus valores:

Pemex Exploración y Producción, Región Norte			
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2011			
	Volumen original		Reservas
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
Totales (3P)	166,663.0	146,030.6	18,883.6
Aceite Terciario del Golfo	137,289.4	63,045.8	17,098.2

147.8 mil MMbpce Pemex

Chicontepec	Antes de 2011	Actual
Descubierto (original <i>in situ</i>)		
Aceite (MMMb)	137.3	59.0
Gas (MMMMpc)	63.0	31.6

De Chicontepec se ha extraído tan solo:
~ 300 MMb (0.4 %)
~ 600 MMpc (0.2 %) !

México es el único país que ha degradado sus recursos no convencionales.

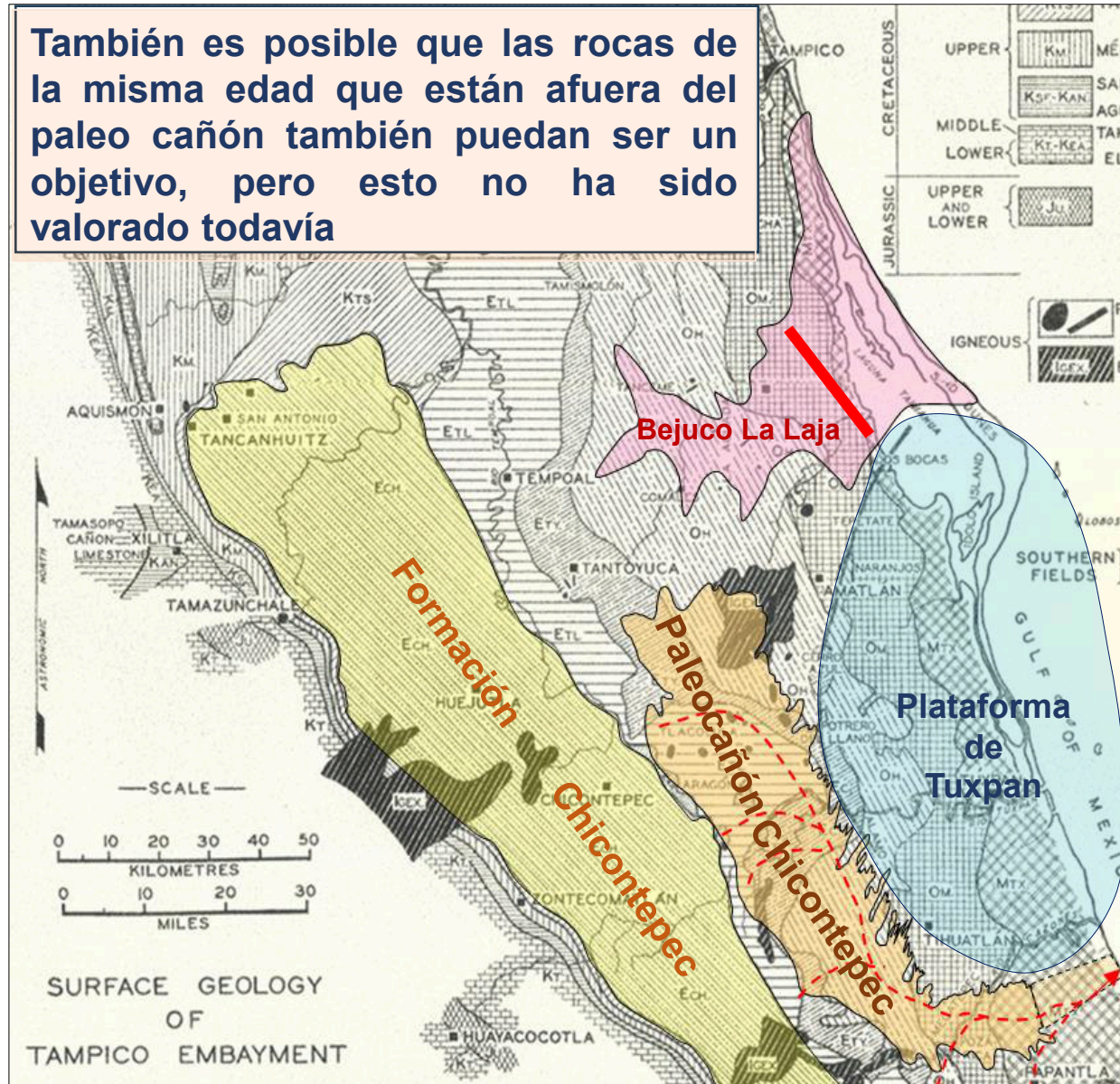
Pero en 2016 se publicaron, por última vez, cifras desglosadas, esta vez determinadas por otra compañía certificadora que obviamente no entiende los recursos no convencionales:

Comisión Nacional de Hidrocarburos					
Volumen original, reservas y producción acumulada de hidrocarburos al 1ro. de enero de 2016					
Región /Activo	Volumen original 3P*		Reservas		
	Aceite	Gas	Petróleo crudo equivalente		
	mmb	mmmpc	1P	2P	3P
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmbpce	mmbpce
Norte	92,393.2	115,819.1	1,293.0	4,580.7	7,831.7
Aceite Terciario del Golfo	59,043.8	31,554.1	687.0	3,658.6	6,257.4

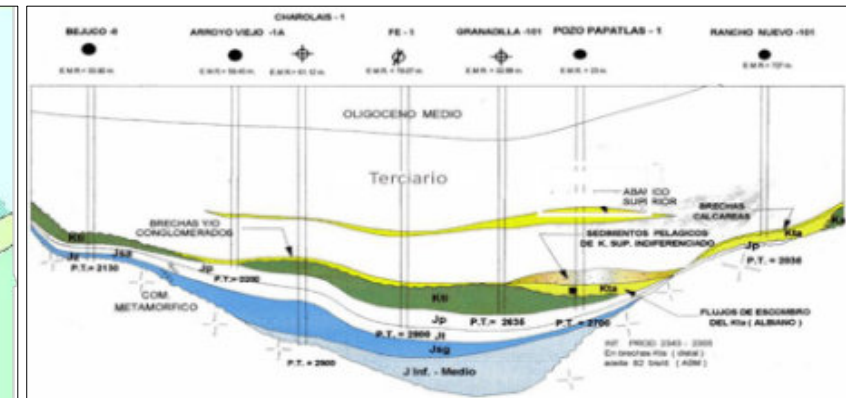
64.2 mil MMbpce CNH

Degradaron 83.6 mil MMbpce los volúmenes originales de aceite y gas y 10.8 mil MMbpce las reservas 3P !

También es posible que las rocas de la misma edad que están afuera del paleo cañón también puedan ser un objetivo, pero esto no ha sido valorado todavía



Los volúmenes certificados y reportados para Chicontepec corresponden tan solo al paleocañón que bordea la plataforma de Tuxpan en su lado poniente pero que bordeando a la plataforma en su lado norte existe otro paleocañón denominado Bejuco-La Laja donde varios pozos tuvieron excelentes manifestaciones de aceite, pero en ese tiempo no se intentaba producir las rocas compactas.



ExxonMobil

Acaba de comprar a la cía. Pioneer y esperan tener ganancias **aunque el precio del barril caiga a \$35/b**. Esperan producir 700,000 b/d en 2025. En 2021 produjeron 460,000 bpce/d.



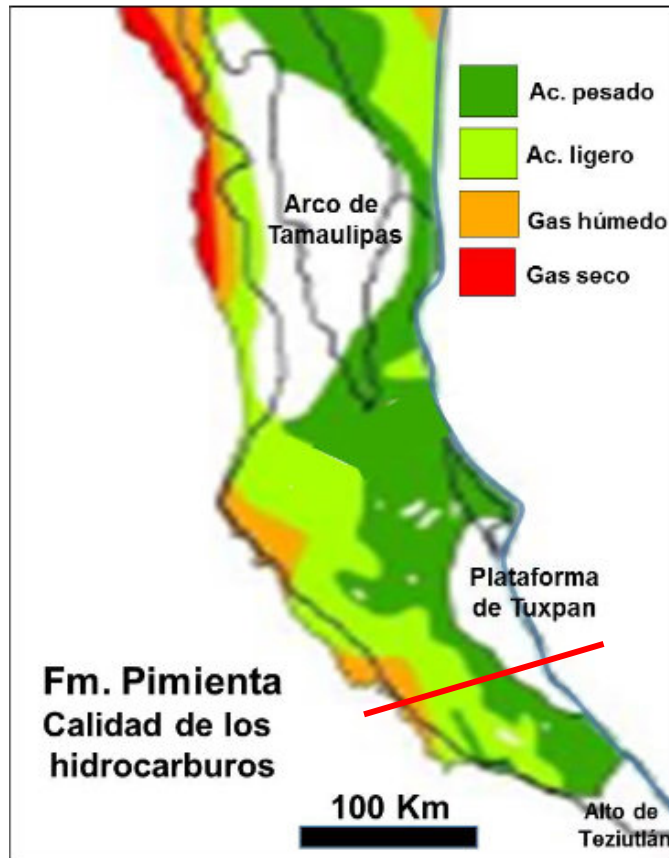
Acaba de comprar a la Cía Hess

Acaba de adquirir en \$8.6 mil millones todas las propiedades de Shell en la Cuenca Pérmica y en 2022 van producir alrededor de 200,000 b/d.



Principales Compañías Operadoras	Producción anual (Bbl)	Producción diaria (Bbl)
Exxon	105,167,616	288,130
Pioneer	88,400,474	242,193
Continental	63,731,885	174,608
Diamondback	53,007,815	145,227
XTO	41,530,685	113,783
Burlington	40,875,423	111,987
Chesapeake	38,248,224	104,790
Marathon	32,879,564	90,081
Occidental	32,410,759	88,797
Encana	32,110,434	87,974
Apache	31,486,474	86,264
Anadarko	25,822,808	70,747
Chevron	24,794,174	67,929
Parsley	24,181,967	66,252
Devon	23,507,327	64,404
Shell	21,869,175	59,916
Kinder Morgan	19,964,634	54,698
SM Energy	19,762,905	54,145
Endeavor	18,807,348	51,527

El aceite no convencional: Lutitas bituminosas ("shale oil")

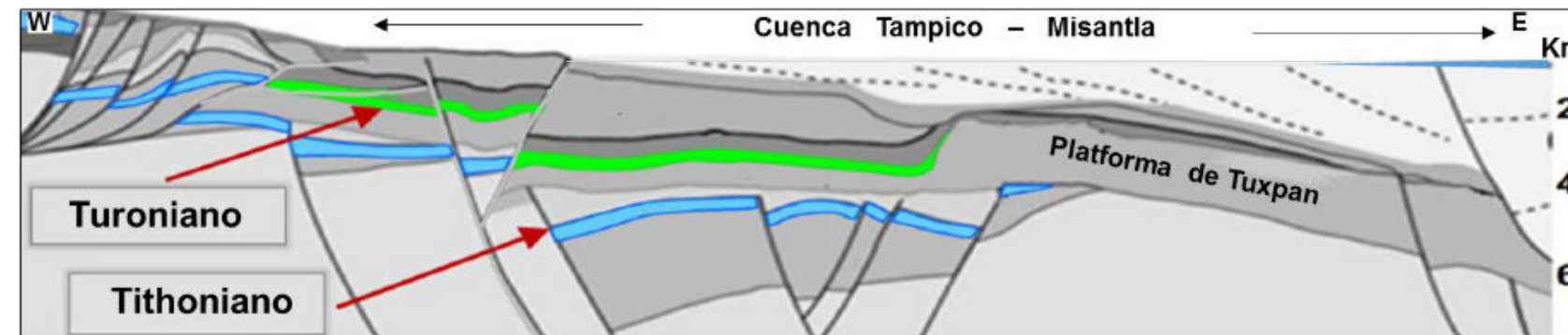


Pemex ha comprobado que estas lutitas pueden producir. Los recursos estimados son del orden de:

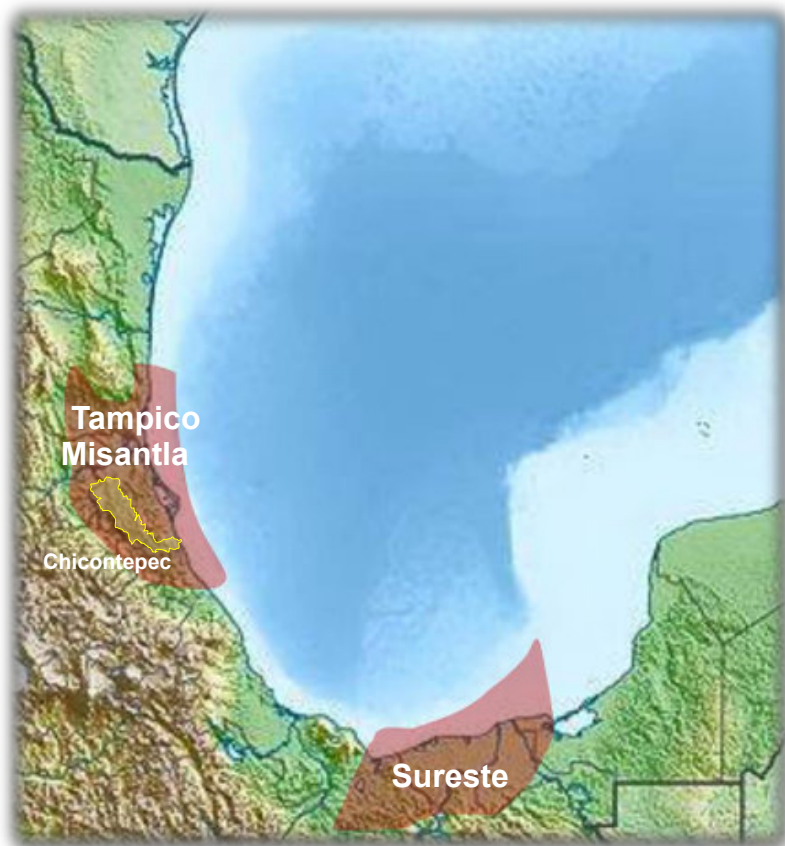
Original <i>in situ</i>	Aceite (MMMb)	Gas húmedo (MMMMpc)
Turonian Agua Nueva	13	7.6
Tithonian Pimienta	17.8	13.1
* Oxfordian Santiago	4	
Total	34.8	20.7

* No contabilizado oficialmente

Pemex / CNH



De éstos recursos no se ha extraído **NADA**



Ambas tienen una cantidad similar de recursos !

(Sin considerar lo producido y es lo que se encuentra en el subsuelo, no lo que se podría extraer)

MMMbpc	Sureste	Tampico - Misantla
Reservas	18	7
Remanente		
Convencional	108	34
No convencional	-	64 (Chicontepec) 39 (Lutitas)
Por descubrir	15	2
Total	141	146
Producido	48	7

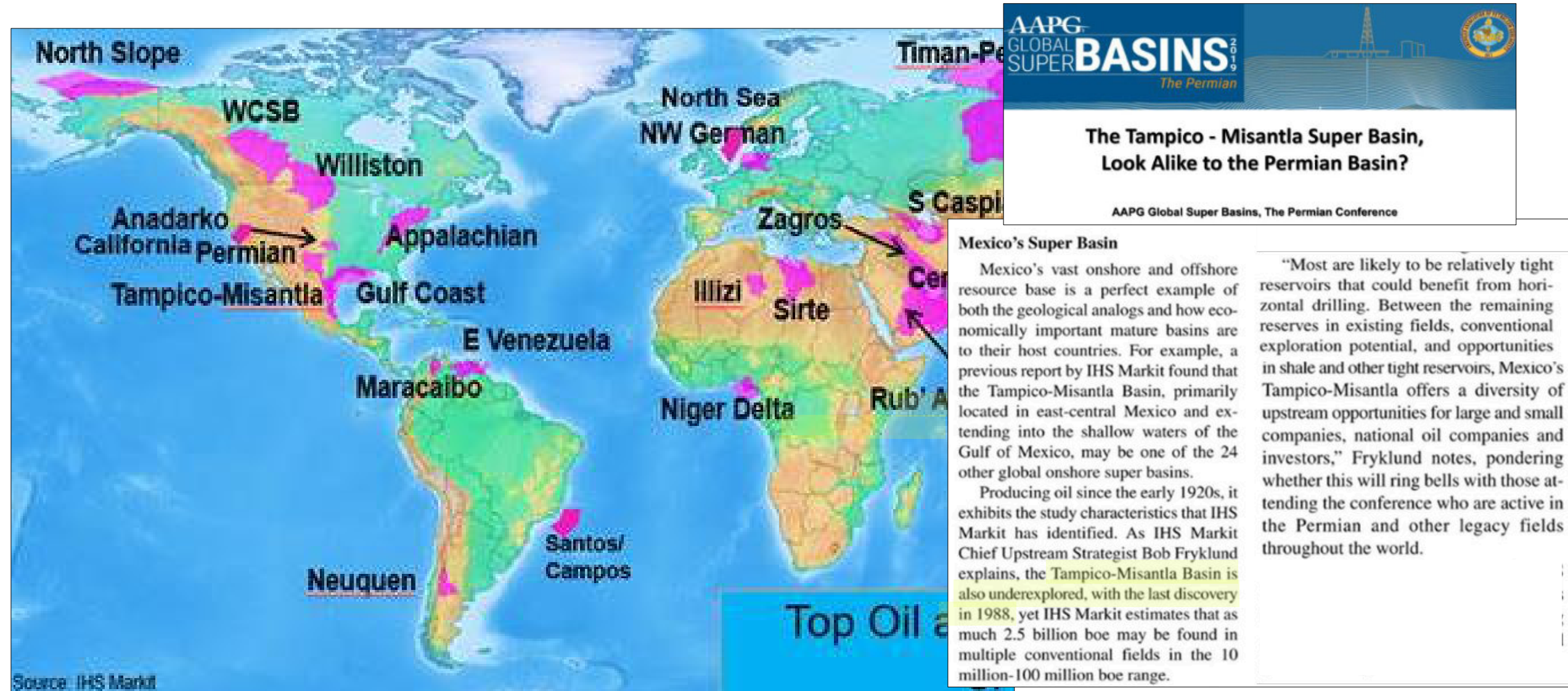
CNH / Pemex

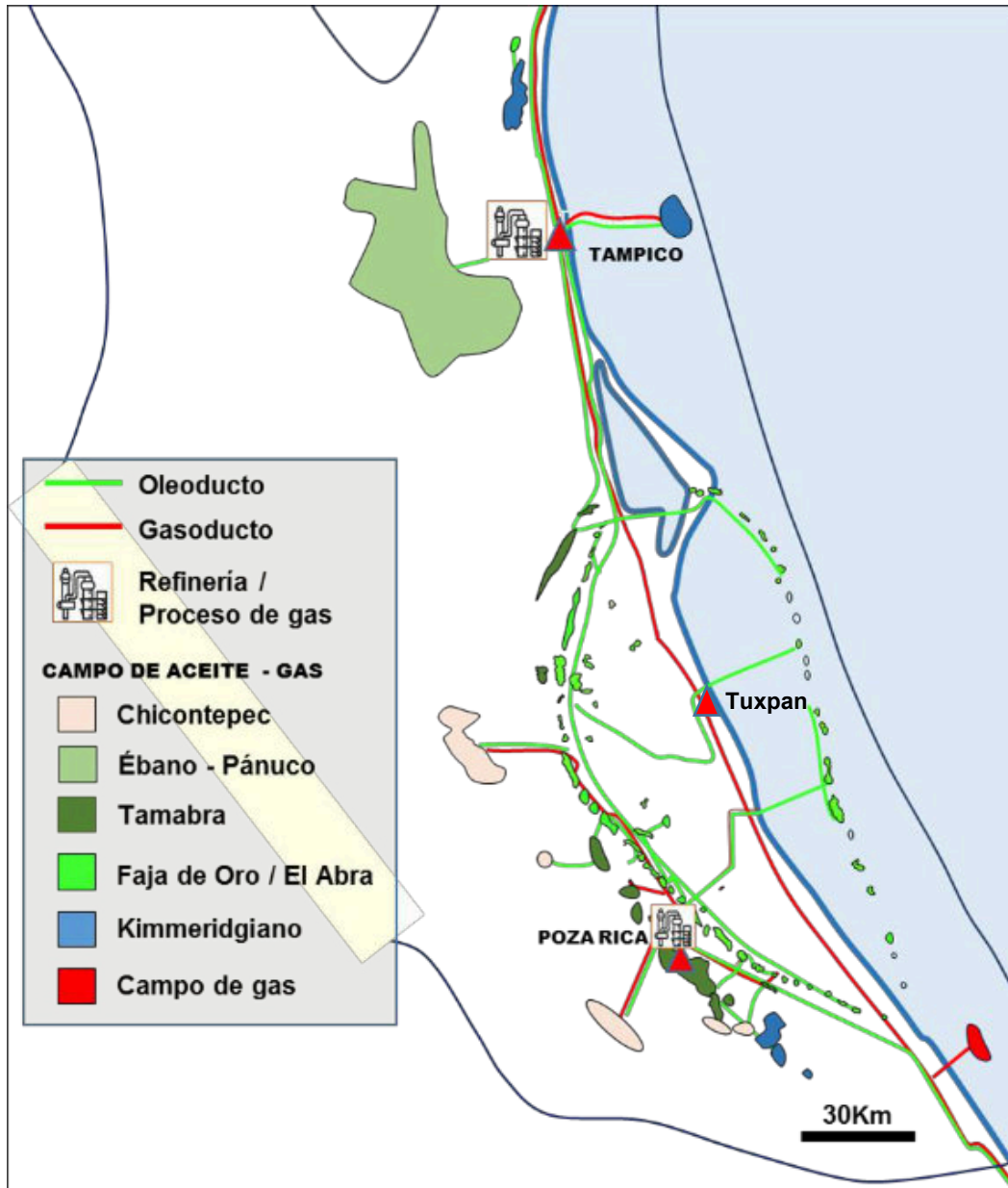
Pero tienen algunas diferencias:

Sureste: En etapa madura, yacimientos profundos, difíciles de encontrar, pocas instalaciones costa-fuera, las nuevas son caras y requieren largos tiempos de construcción e instalación.

Tampico – Misantla: Los no convencionales ya están descubiertos y probados. Desarrollar es más fácil, más rápido, más barato y no tiene riesgo geológico (encontrar o no encontrar).

IHS Markit (desarrolladores del concepto) y la AAPG la consideran la supercuenca con mejores características para ser rejuvenecida a nivel mundial





Se tiene infraestructura para explotar estos recursos :

- una refinería,
- un centro procesador de gas,
- industria petroquímica (Poza Rica y Altamira),
- cientos de km de ductos para aceite y gas,
- tanques de almacenamiento,
- compresoras,
- bombas para aceite y gas,
- excelentes vías de acceso,
- prestadores de servicios desde hace más de 50 años,
- ductos de transporte hacia los centros de consumo,
- puertos para exportación (Tampico y Tuxpan).

Esta infraestructura esta subutilizada

Los recursos de petróleo y gas no - convencionales oficialmente cuantificados son: 90 mil MMb de aceite y 40 MM de MM de gas, considerando tan solo diez años, y extrayendo únicamente 5% del petróleo (~4,500 MMb) y 20% del gas (~8 MM de MMpc), mucho menos de lo que se puede producir, generaría ingresos por:

$$\begin{aligned} 4,500 \text{ MMb @ } \$ 70.00 \text{ USD/b} &= \$ 315,000 \text{ MM USD} \\ 8 \text{ MM de MMpc @ } \$ 3.00 \text{ USD/mpc} &= \$ 24,000 \text{ MM USD} \\ &= \$ 339,000 \text{ MM USD} \end{aligned}$$

~ \$ 7,000 MM MM de pesos

A \$ 20.5 pesos / USD

Precios del petróleo y gas que estiman los expertos para los próximos años. Actualmente esta a 80.61 /b y 2.96 /Mpc

Lo que viene siendo:

$$\begin{aligned} 1.23 \text{ MMbd @ } \$ 70.00 \text{ USD/b} &= \$ 86.3 \text{ MM USD/día} \\ 2,200 \text{ MMpcd @ } \$ 3.00 \text{ USD/mpc} &= \$ 6.6 \text{ MM USD/día} \\ &= \$ 92.9 \text{ MM USD/día} \end{aligned}$$

~ \$ 1,900 MM de pesos/día

Alrededor del valor del PIB anual de México

Desarrollar 5% del petróleo y 20% del gas no - convencionales

1. Generaría ingresos por \$ 339 mil MM USD (273 veces el PIB de México de 2021 de \$ 1,240 MMUSD).
2. Requeriría la tercera parte de esa cantidad como inversión.
3. Se puede hacer con recursos privados, el gobierno recibiría miles de millones por derechos e impuestos.
4. Generaría decenas de miles de empleos directos e indirectos.
5. Aportaría 1.2 MMbd de aceite y 2,200 MMpcd de gas adicionales
6. Sería suficiente para cubrir todas las necesidades de México y habría excedentes para exportación.
7. Y se podría empezar a producir en cuestión de semanas, pues se tiene la infraestructura necesaria!
8. Proyectos de este tipo están en ejecución en EUA, Canadá, Argentina, etc.

El barril esta ahora a \$ 70 US

Precios del petróleo		17 Nov 2023
Brent Crude Oil	80.61 / BBL	
Light Crude Oil	75.89 / BBL	
Natural Gas	2.96 / MMBtu	

- ✓ México tiene suficientes recursos no convencionales para satisfacer todos los requerimientos de hidrocarburos del país y además exportar.
- ✓ Hay **> 90 mil MMb de aceite** y **40 MM MMpc** de gas en Chicontepec y el "shale oil" Jurásico más de lo que se estima para el Golfo de México y el Sureste.
- ✓ Al igual que en otras cuencas análogas se podría empezar a extraer más fácil, a menor costo, en menos tiempo y sin riesgo geológico, que cualquier otro recurso de México.
- ✓ Estos recursos se pueden extraer sin que el gobierno gaste un solo centavo, solo se necesita reestablecer las rondas de licitación y autorizar asociaciones estratégicas para Pemex.
- ✓ Urge desarrollar estos recursos, si nos seguimos tardando se van a quedar en el subsuelo para siempre y jamás nadie se beneficiará de su valor...

ALFREDO EDUARDO GUZMÁN

De CdMx, licenciatura (1971) y maestría (1973) en Geología de Texas Tech University.

Laboró en Instituto Mexicano del Petróleo (1972 -1973), Pemex Exploración y Producción (1974-2007), Comisión Nacional de Hidrocarburos (2009 – 2010) y en diversas empresas internacionales de exploración y producción (2008 – 2023), actualmente colabora con Mexico Petroleum Co.

Miembro: AAPG, desde 1967, (Vicepresidente Internacional y candidato a la presidencia); AMGP (Presidente Delegación Poza Rica y Presidente Nacional); AIPM (Presidente Delegación Poza Rica) y Academia Mexicana de Ingeniería.

Múltiples premios y reconocimientos y catedrático en Texas Tech U. (1971-1972), U de Sonora (1979-1980), U. Autónoma de Chihuahua 1982-1984) y U. Autónoma de San Luis Potosí (1986-1989),

Autor, coautor y conferencista de cientos de publicaciones y presentaciones.

Bibliografía

Ávalos, Hugo, J.D. Lopez - Garcia and M.M. Guerrero, 2018, Análisis mineralógico y características petrofísicas en yacimientos no convencionales en México. Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. 60, No.1, p.7 - 28.

Busch, D.A., and S.A. Govela, 1978, Stratigraphy and structure of Chicontepec turbidites, southeastern Tampico - Mislanta Basin, AAPG Bulletin, vol. 62, no. 2, p.235-246.

Cheatwood Chris J. and A.E. Guzmán, 2002, Comparison of reservoir properties and development history: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, México, SPE 74407, Society of Petroleum Engineers International publication

CNH, ca. 2014, Atlas Geológico de la Cuenca Tampico - Misantla. Comisión Nacional de Hidrocarburos publication.

CNH, ca. 2017, Atlas geológico recursos no convencionales. Comisión Nacional de Hidrocarburos publication.

CNH, 2017, Reserves report. Table: Volumen original, reservas y producción acumulada de hidrocarburos al 1º de enero de 2016

CNH, 2021, Reserves report and statistics. www.hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/

EIA, 2021, Energy Information Administration website, www.eia.gov

Escalera, A., 2013, Potencial en México y estrategia exploratoria de los plays no convencionales *in* Conferencia tecnológica temática para la exploración y explotación de aceite y gas de lutitas, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Abril 4, 2013.

Fryklund, Robert and P. Stark, 2020, Super basins-new paradigm for oil and gas supply. AAPG Bulletin, v. 104, no. 12, pp.2507–2519.

Galicia, José G., M. Coronado, H. Torres, 2006, Geological and engineering conditions of the Ebano-Pánuco Fields *in*; East Central México: A hundred Years of Experience in Exploitation of Heavy Oil. AAPG, Hedberg Conference presentation.

Granados, J.C., R. Muñoz, L.R. Caraveo, M.M. Guerrero, M.A. Garcia-Ortega, R. Padilla, 2018, El play emergente de aceite no convencional del Jurásico Superior en México. Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. LX, No.1 p. 7 - 28.

Granado, J.C., 2018, Controles de la productividad de los yacimientos de Chicontepec. Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. LX, No. 2. p. 29 - 58.

Gray, Gary G., R.J. Pottorf, D.A. Yurewicz, K.J. Mahon, A.R. Pevear, and R.J. Chuchla, 2001, Thermal and chronological record of syn- to post-Laramide burial and exhumation, Sierra Madre Oriental, Mexico, *in* C. Bartolini, R.T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: AAPG Memoir 75, p.159-181.

Guzmán-Vega, M. A., L. Castro Ortiz, J. R. Roman Ramos, L. Medrano Morales, L.C. Valdez, E. Vázquez-Covarrubias, and G. Ziga Rodriguez, 2001, Classification and origin of petroleum in the Mexican Gulf Coast Basin: An overview, *in* C. Bartolini, R.T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: AAPG Memoir 75, p. 127-142.

- HIS Markit, 2017, As Mexico's deepwater beckons E&P companies, new 'Super Basin' analysis from IHS Markit says onshore Tampico-Misantla Basin has large, untapped potential. In <http://www.businesswire.com/news/home/20170303005842/en/>
- Jarvie, D., and A. Maende, 2016, Mexico's Tithonian Pimienta Shale: potential for unconventional production, in Proceedings 4th URTEC. <http://www.doi.org/10.15530/URTEC-2016-2433439>.
- López Ramos, E., 1982, Geología de México, impreso por Tesis Reséndiz, México.
- Muir, John, 1936. Geology of the Tampico Region. American Association of Petroleum Geologists publication, Thomas Murphy and Co. 1, Fleet Lane, E.C., 4, London.
- Magoon, L.B., T.L. Hudson, and H.E. Cook, 2001, Pimienta-Tamabra (!) - A giant supercharged petroleum system in the southern Gulf of México, onshore and offshore México, in C. Bartolini, R.T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: AAPG Memoir 75, p. 83-125.
- Pemex, 2011, Reserves report.
- Pindell, James L. and Lorcan Kennan, 2009, Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America in the mantle reference frame: an update, Geological Society, London, Special Publications 2009; v. 328; p.1-55
- Pioneer Energy Resources, 2018, Investors Report.
- Sheffield, Scott, 2018, The power of the Permian, Keynote presentation, AAPG Global Super Basins Conference, Houston, Tx., March 2018.
- Soldevila, Emma, 2018, Evaluación de recursos en el play no convencional del Jurásico Superior Pimienta - La Casita, en México. Conferencia dada en Ciudad de México patrocinada por Cía. Haliburton.
- Stabler, Colin, 2016, How changing exploration concepts led to the discovery and extension of the giant Golden Lane, Mexico. Presentation at AAPG/SEG 2016 ICE, Cancún, México.
- Sternbach, Charles, 2020, Super basin thinking: Methods to explore and revitalize the world's greatest petroleum basins. AAPG Bulletin, v. 104, no. 12, pp. 2463-2506.
- Stevens, S.H. and K.D. Moodhe, 2015, Evaluation of México's shale oil and gas potential. Society of Petroleum Engineers, SPE-177139-MS
- Vega Carlos, B. Richards, J.D. McLennan, R. Levey, N. Martinez, 2020, Análisis de mineralogía y porosidad en mudstone carbonáceo de la formación Pimienta, en el margen centro-oeste de la Cuenca Tampico - Misantla, México. Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. LXII, No. 1.

Foro de discusión

Discussion Forum



A sugerencia de uno de nuestros lectores, a partir de la revista de agosto de 2022, estaremos incluyendo las opiniones y discusiones de nuestros lectores en relación a las Notas Geológicas publicadas, lo que permitirá la participación activa de los interesados. En definitiva, este foro de discusión será de gran valor para mantener el interés en una gran variedad de temas geológicos, y creará un ambiente de colaboración cordial entre nuestras comunidades de Geociencias.

Por favor envíen sus observaciones, comentarios y sugerencias a cualquiera de los Editores de la Revista Maya de Geociencias.

At the suggestion of one of our readers, beginning with this August issue we will be including opinions and discussions from our readers relating to the published geological notes. This will permit active participation by interested parties. This discussion forum will certainly have great value for maintaining interest in a wide variety of geological themes, and will create a cordial, collaborative atmosphere among our geoscience community.

Please send your observations, comments and suggestions to any of the Editors of the Revista Maya de Geosciencias.

COMO PARTE DE LAS ACTIVIDADES DE DIFUSIÓN DE NUESTRA REVISTA DE GEOCIENCIAS, TENEMOS UNA RELACIÓN DE BUENA FE Y AMISTAD CON LAS ESCUELAS, SOCIEDADES Y ASOCIACIONES GEOLÓGICAS EN OTROS PAÍSES DEL MUNDO.

Universidad Tecnológica de la Habana, CUJAE - <https://cujae.edu.cu/>

Escuela de Geofísica: <https://t.me/ConoceGeofisicaCujae.edu.cu/>

Instituto Nacional de Geoquímica
(México). <https://www.inageq.com/>



Asociación de Geólogos y Geofísicos
Españoles del Petróleo

<https://aggep.org/>



Geología Médica

<http://www.medgeomx.com/>



Sociedad Geológica de España

<https://sociedadgeologica.org/>



Sociedad Cubana de Geología

<http://www.scg.cu/>



GeoLatinas

<https://geolatinas.org/>



Sociedad Dominicana de Geología

<http://sodogeo.org/>



Universidad Tecnológica
del Cibao Oriental,
República Dominicana

<https://uteco.edu.do/>



<http://cbth.uh.edu/>



Pieza de Mayapán, Yucatán. INAH. MUSEO REGIONAL DE ANTROPOLOGÍA