

**SUPLEMENTO  
ABRIL  
2022**



# **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 divulgación  
Geocientífica**

**Portada de la revista: Shiprock, New Mexico.** Ship Rock in Navajo language is Tsé Bit'a'í, which means "rock with wings". This volcanic plume was formed around 30 million years ago, developing as a plug within the vent of an active volcano. Photograph processed in high dynamic range (HDR). Photo by Claudio Bartolini.

# 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](mailto: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](mailto: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](mailto: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](mailto:bartolini.claudio@gmail.com)

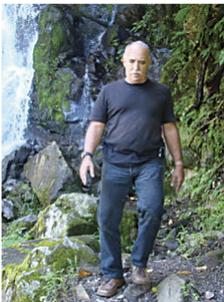
# COLABORADORES



**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](mailto:soaortuno@gmail.com)



El ingeniero cubano **Humberto Álvarez Sánchez** culmina 54 años como geólogo. Realizó estudios en la Cordillera de Guaniguanico y en su premontaña y en los macizos metamórficos, volcánicos y ofiolíticos de Cuba central. Autor de 18 formaciones y litodemas de la estratigrafía cubana. Descubridor del único depósito industrial de fosforitas marinas de Cuba. Miembro de la subcomisión Jurásico del primer Léxico Estratigráfico de Cuba. Como Country Manager y Senior Geologist de compañías canadienses, panameñas y de Estados Unidos, dirigió exploraciones en complejos del Paleozoico-Mesozoico en tres Estados de

Brasil, en los greenstone belts de Uruguay; Andes de Perú y complejos volcánicos de Honduras y Panamá y otros países. Miembro de la Comisión Ministerial “Ad Honorem” del Plan Maestro de Minería de Panamá, fue Consultor Senior del Banco Interamericano de Desarrollo para el proyecto geocientífico del país. Formely Miembro del Consejo Científico de Geology Without Limits. Formerly Representante para América Central del Servicio Geológico de la Gran Bretaña. Retirado en Panamá, se ocupa de redactar estudios sobre la geología de Cuba.

[geodoxo@gmail.com](mailto: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](mailto:r.lopez.jimenez00@aberdeen.ac.uk)



**Marisol Polet Pinzón Sotelo** es Ingeniera Geóloga egresada de la Universidad Autónoma de Guerrero y Maestra en Ciencias Geológicas de la Universidad Autónoma de Nuevo León; ha colaborado en proyectos de investigación en el noroeste de México, siendo autora y coautora de publicaciones científicas; cuenta con 8 años

de experiencia en exploración de hidrocarburos en PEMEX Exploración y Producción. Se ha desarrollado en el modelado de sistemas petroleros en Proyectos de aguas profundas y someras en el norte del Golfo de México.

[poletpinzon@gmail.com](mailto:poletpinzon@gmail.com)



**José Antonio Rodríguez Arteaga** es un ingeniero geólogo con 31 años de experiencia en investigación de geología de terremotos y riesgo geológico, asociado o no a la sismicidad. Es especialista en sismología histórica e historia de los sismos en Venezuela, recibiendo entrenamiento profesional en Geomática Aplicada a la Zonificación de Riesgos, Bogotá, Colombia. En sus inicios profesionales y por 5 años consecutivos, fue geólogo de campo, trabajando en prospección de yacimientos minerales no- metálicos en la región centro

occidental de Venezuela. Tiene en su haber como autor, coautor o coordinador, tres libros dedicados a la catalogación sismológica del siglo XX, al pensamiento sismológico venezolano y un Atlas geológico de la región central del país, preparado de manera conjunta con la Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Universidad Central de Venezuela. 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.

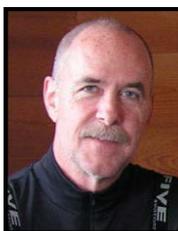
[rodriguez.arteaga@gmail.com](mailto:rodriguez.arteaga@gmail.com)



**Rafael Guardado** es graduado en la Universidad de Oriente en 1970 como Ingeniero Geólogo. Cursó estudios de especialización en la Universidad Minera de St Petersburgo en Rusia, antigua U.R.S.S., 1972-1974. Defendió el doctorado en Geología en 1983. Es Académico Titular de la Academia de Ciencias de Cuba, Profesor Titular, Profesor Consultante y Profesor Emerito de la Universidad De Moa. Orden

Carlos J. Finlay. Ha publicado más de 70 artículos, y es Tutor de tesis de Doctorado y maestrías. Ha recibido múltiples premios y distinciones, y es un profesor reconocido en Cuba y el extranjero en la Ingeniería Geológica, la Reducción de los Riesgos Geológicos y el enfrentamiento al Cambio Climático.

[rafaelguardado2008@gmail.com](mailto:rafaelguardado2008@gmail.com)



**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](http://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](mailto:jonblickwede@gmail.com)



**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](mailto: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](mailto:diegogabriel807@gmail.com)



**Uriel Franco Jaramillo**, es estudiante de noveno semestre en la carrera de Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, sus principales áreas de interés son la simulación matemática de yacimientos y la conducción, el manejo y el transporte de

hidrocarburos. Actualmente está prestando su servicio social como colaborador en la Revista Maya de Geociencias.

[urielfranco.unam@gmail.com](mailto:urielfranco.unam@gmail.com)

*Nuestro agradecimiento a **Manuel Arribas**, un gran fotógrafo y excelente diseñador gráfico Español, por la creación del nuevo logotipo de la Revista Maya de Geociencias y sus indicaciones para la compaginación de la misma. <https://manuelarribas.es/>*

## Instrucciones básicas para los autores

**Apreciables autores, al someter su material para la publicación en la Revista Maya de Geociencias, por favor mantener los siguientes lineamientos editoriales de su manuscrito al momento de enviarlo al equipo editorial y colaboradores:**

**Semblanzas: 3 páginas máximo.**

**Notas sobre pioneros de las geociencias: 4 páginas máximo.**

**Los "temas de interés para la comunidad": 4 páginas máximo.**

**Notas geológicas: 10 páginas máximo.**

# EDICIÓN ESPECIAL



El **Dr. Salvador Ortuño Arzate** es geólogo especialista en geodinámica de cuencas sedimentarias y su aplicación en la exploración petrolera. El Dr. Ortuño tiene más de treinta años de experiencia en la geología petrolera en las cuencas sedimentarias de México, particularmente en la prolífica Cuenca del Golfo de México.

Ha participado en equipos multidisciplinarios de investigación y desarrollo de software para modelado de sistemas petroleros en el Instituto Francés del Petróleo. Especialmente, en el estudio de metodologías de integración de geodinámica de cuencas sedimentarias, yacimientos naturalmente fracturados, diagénesis físico-química, modelado estructural y geoquímico, en el *Consortio Sub-Thrust Reservoir Appraisal*, con la participación de diversas universidades, como la Universidad Pierre y Marie Curie, Universiteit Leuven, Universidad de Cergy-Pontoise y diversas compañías petroleras internacionales participantes (BP, AGIP, Elf-Aquitaine, etc.).

En México ha realizado estudios de prospección petrolera en el norte de México (Chihuahua y Coahuila), en la región de la Sierra Madre Oriental, cuenca de Veracruz, Istmo de Tehuantepec, cuencas del Sureste y Región Marina de Campeche, integrando metodologías como la teledetección aeroespacial, geología estructural, sedimentología, estratigrafía y modelado de sistemas petroleros. Todo ello, en diversos proyectos para el Instituto Mexicano del Petróleo, Petróleos Mexicanos y el Instituto Francés del Petróleo.

# El Sistema Petrolero: Su Caracterización y Modelado, como Metodología Teórica y Dinámica Conceptual, en los Procesos Geológicos de Generación y Preservación de Hidrocarburos

Salvador Ortuño Arzate

Colaborador de la Revista

*Los conceptos físicos  
son creaciones libres de la mente humana,  
y no están, aunque lo parezcan,  
determinados únicamente por el mundo exterior.*

Albert Einstein

*In Nature's infinite book of secrecy  
a little I can read.*

Anthony and Cleopatra; Shakespeare

*Acuse not Nature, she hath done her part;  
do thou but thine,*

Paradise Lost; John Milton

*De ahora en adelante,  
el espacio en sí mismo y el tiempo en sí mismo,  
están condenados a convertirse en meras sombras,  
y sólo una especie de unión entre ambos,  
preservará una realidad independiente: el espacio-tiempo.*

Hermann Minkowsky

## RESUMEN

A partir de los importantes avances científicos y tecnológicos en la exploración de hidrocarburos, durante las últimas décadas, ha sido posible el surgimiento de los nuevos conceptos de la geodinámica o análisis de cuencas, así como el sólido concepto de los sistemas petroleros. Estos dos vectores conceptuales se encuentran estrecha y genéticamente relacionados, e inciden en la evolución geológica de las cuencas sedimentarias y en la génesis del petróleo y gas natural. Por ello, su entendimiento integral constituye un factor fundamental para la comprensión, de manera coherente y tangible, de la geodinámica de la cuenca sedimentaria y, en cuyo seno, tiene lugar la dinámica genética que conduce a la existencia de las acumulaciones de hidrocarburos en los yacimientos. Asimismo, las características de tales acumulaciones de hidrocarburos, dependen del entorno sedimentario y tectónico que les han dado origen.

En tal contexto geodinámico, el sistema petrolero es una unidad natural que comprende elementos (entidades tangibles) y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de las acumulaciones de hidrocarburos de interés económico. Los elementos se identifican como las rocas generadoras, las rocas almacén, el sistema trampa – sello y el conjunto sedimentario subsidente. Y los procesos geológicos interrelacionados son los fenómenos de generación, expulsión, migración y la formación de trampas de hidrocarburos. La incidencia de elementos y procesos define la viabilidad de los yacimientos de hidrocarburos.

Así, el entendimiento integral de la dinámica de los sistemas petroleros implica la necesidad de realizar su caracterización físico-química y geológica, así como el modelado de sus parámetros y variables naturales que tiene lugar en la cuenca sedimentaria. Por otra parte, el modelado constituye, actualmente, una necesidad esencial, ya que hace posible la integración y el entendimiento de la interacción de las variables geológicas, geoquímicas y geofísicas que condicionan la génesis, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos. Además, hace posible, la visualización, la cuantificación de productos y la visión prospectiva de las actividades exploratorias necesarias. Tales enfoques metodológicos constituyen, en sí mismos, procedimientos concretos que aseguran una mejor comprensión de la dinámica implicada y, por ende, permiten estimar el riesgo exploratorio y la toma de decisiones propicia en la exploración y la evaluación del potencial petrolero de una cuenca sedimentaria prospectiva. La integración de la teoría de la geodinámica de cuencas sedimentarias y del sistema petrolero, constituye un hito en la comprensión dinámica de los fenómenos geológicos.

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Antecedentes y Propuesta Metodológica

Se plantea como objetivo general del presente ensayo técnico describir la caracterización metodológica del sistema petrolero. Y como objetivos particulares, presentar las bases teóricas de los sistemas petroleros, así como la estrategia procedimental para su caracterización; seguidamente, estructurar el procedimiento de modelado numérico de sistemas petroleros, con base en los datos de la caracterización de sus elementos y procesos. Finalmente, se presentan varios casos de estudio en áreas petroleras de México, donde se modelan diversos parámetros geoquímico-geológicos, con el fin de evaluar los resultados y beneficios del modelado en la valoración integral del potencial petrolero y sus proyecciones hacia la toma de decisiones técnico-económicas.

Durante el desarrollo de la Geología sedimentaria, el estudio y la exploración geológica integral de las cuencas sedimentarias se conoce como Análisis de cuencas. Estas investigaciones integran el conocimiento estratigráfico, sedimentológico, estructural y tectónico de los materiales que conforman una cuenca sedimentaria, implicando el marco de su evolución en el espacio y en el tiempo. El análisis de cuencas sedimentarias investiga, por diferentes vías, la formación, contenido y evolución de esta cuenca o depresión, para llegar a una concepción estratigráfica, estructural, geodinámica y petrolera de la misma. Ésta es una visión integradora y conceptual y de carácter dinámico y probabilístico.

Además de los conceptos aludidos precedentemente referentes al estudio y conocimiento de la geodinámica de cuencas sedimentarias, se ha desarrollado, paralelamente, la Geoquímica del petróleo durante la segunda mitad del siglo XX. Y así, se ha conceptualizado el sistema fenomenológico que tiene relación con la génesis y localización de yacimientos de hidrocarburos. Esta *sui generis* evolución de conceptos ha hecho posible visualizar las cuencas sedimentarias como entidades dinámicas donde evolucionan los sistemas de generación de hidrocarburos. Los parámetros fisicoquímicos involucrados, en esta generación, están ligados a los factores de evolución geodinámica de la cuenca sedimentaria; éstos son la presión litostática, los flujos de calor interno de la Tierra, los gradientes geotérmicos, las presiones dirigidas de carácter tectónico y los procesos de transformación de los sedimentos en rocas, así como los de carácter diagenético y metamórfico. De esta forma, la identificación y caracterización de los elementos y procesos de un sistema petrolero, permiten realizar una amplia integración de análisis en el contexto de la historia geodinámica de la cuenca donde se desarrollan estos fenómenos. La caracterización de los sistemas petroleros (todos sus parámetros geodinámicos y geopetroleros), es preparativa para la investigación, y para realizar y materializar, una visión prospectiva que permita la acción

y la toma de decisiones en materia exploratoria, y de detalle, del potencial petrolero, reduciendo significativamente el riesgo exploratorio y los costos.

Desde hace ya varias décadas, diferentes centros de investigación petrolera en el mundo han desarrollado herramientas informáticas para modelar los parámetros geodinámicos y fisicoquímicos, con la finalidad de simular las condiciones de evolución de la transformación y madurez de la materia orgánica, que antecede la generación de hidrocarburos en las rocas generadoras. Estos softwares se basan en las ecuaciones de transformación orgánica de la materia, particularmente las de Lopatin<sup>1</sup> y Arrhenius (*in* Hunt, 1979<sup>2</sup>), entre otras. Los modelos matemáticos para cuantificar la generación de hidrocarburos, en condiciones del tiempo geológico, fueron introducidos primeramente por Tissot (1969)<sup>3</sup> y ampliamente discutidos por Tissot y Espitalié (1975)<sup>4</sup>, *in* Tissot y Welte, 1978<sup>5</sup>. Es así como, realmente, y con base en los planteamientos matemáticos, el modelado y simulación numérica, estas herramientas informáticas hacen posible la visualización de las múltiples variables que interactúan en la evolución cinética química y dinámica de los elementos y procesos de un sistema petrolero, a través del tiempo geológico. El entendimiento de esta dinámica fisicoquímica, en el marco geodinámico de la cuenca sedimentaria, permite integrar interpretaciones y modelos globales sobre la fenomenología geológica de la evolución de los hidrocarburos. En síntesis, su conocimiento riguroso coadyuvará a la reducción del riesgo geológico en exploración, beneficiando las actividades y la utilización de recursos, en general.

Por tanto, en este ensayo, se expone el sustento teórico del estudio integral de los sistemas petroleros, como herramienta de evaluación del potencial petrolero. Asimismo, se plantea la caracterización del sistema petrolero, complementándose por la conformación del procedimiento de modelado numérico de los parámetros geológicos y petroleros. El enfoque metodológico de este ensayo se fundamenta en la descripción del modelado de sistemas petroleros de Ortuño, 2022.<sup>6</sup>

## 2. GEODINÁMICA SEDIMENTARIA Y GÉNESIS DE LOS HIDROCARBUROS

Desde el final del siglo XIX, el descubrimiento y consumo extensivo de los hidrocarburos, revolucionó la faz del mundo; el petróleo determinó e impulsó el crecimiento económico del final del siglo XIX y protagonizó toda la historia del siglo XX. Y ya en el presente siglo XXI, el mundo seguirá teniendo una estrecha relación con los hidrocarburos (petróleo y gas), por lo menos durante los próximos cincuenta años; a menos que una catástrofe ambiental o humana, una verdadera revolución científica y tecnológica o algún evento mundial, pongan fin a tales proyecciones<sup>7</sup>. Las revoluciones industriales y del conocimiento, de los dos últimos siglos, han conformado y protagonizado, de manera determinante, la historia moderna y la postmodernidad cultural.

Desde el punto de vista etimológico, el término petróleo (*petro-oleo*) procede de las raíces griega y latina, respectivamente: *petro* (πέτρα ας ή) que significa roca, piedra y *oleo* (ὀλῆμ, i) o aceite; es decir, literalmente un “aceite de roca”. Además, existen otros términos sinónimos o semejantes que han sido utilizados a lo largo de la historia; como, por ejemplo, el vocablo chapopote utilizado en México, el cual proviene de *Tzaue* que significa pegamento o engrudo y *popochtli*, perfume. Otra acepción indicaría que procede de *chíahuatl*, o grasa y *poctli*, humo, por lo que sería, literalmente, aceite perfumado. También, otros vocablos utilizados son asfalto, bitumen, nafteno, etc. El término asfalto procede del vocablo griego *asphaltos* (ἄσφαλτος ου ή), el cual significa aceite resinoso. También, la palabra betún o su

<sup>1</sup> Lopatin, N. V., 1971.- *Temperature and geologic time as factor in coalification*: Izvestiya Akademiyi Nauk SSSR, Ser. Geol., v. 3, p.95-106.

<sup>2</sup> Hunt, J. M., 1979.- *Petroleum Geochemistry and Geology*. W. H. Freeman and Company, San Francisco., pp. 127, 131-134.

<sup>3</sup> Tissot, B., 1969.- *Premières données sur les mécanismes et la cinétique de la formation du pétrole dans les sédiments. Simulation d'un schéma réactionnel sur ordinateur*. Rev. Inst. Fr. Pét. 24-4, pp. 470-501.

<sup>4</sup> Tissot, B., Espitalié, J., 1975.- *L'évolution thermique de la matière organique des sédiments: Applications d'une simulation mathématique*. Rev. Inst. Fr. Pét. 30, pp. 743-777.

<sup>5</sup> Tissot, B. P. and Welte, D. H., 1978.- *Petroleum Formation and Occurrence, A New Approach to Oil and Gas Exploration*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, pp. 501-504.

<sup>6</sup> Ortuño, A., S., 2022.- *Modelado y Caracterización de Sistemas Petroleros: Herramienta Fundamental en la Exploración Geológica Petrolera*. Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería, México. 54 p.

<sup>7</sup> Ortuño, A. S., 2009.- *El Mundo del petróleo; origen, usos y escenarios*. FCE, SEP, CONACYT. Colección: La Ciencia para Todos, no. 224. México; p.17.

equivalente bitumen son ampliamente utilizadas y proceden de la voz latina *bŭtumen*, *ŭis*, que alude a la noción de una madera resinosa. Finalmente, la palabra nafteno provendría de una voz babilonia, *napata*, que significa inflamable<sup>8</sup>. Estas acepciones etimológicas son prueba de la existencia y conocimiento de los hidrocarburos, desde la más remota antigüedad de la prehistoria humana.

## 2.1. La Geodinámica de Cuencas Sedimentarias; Sus Factores

En el ámbito geológico y de la historia de la Tierra, los hidrocarburos se encuentran solo en ciertas regiones específicas del planeta llamadas cuencas sedimentarias ya que, como se anotó anteriormente, solo en estas entidades geológicas se deposita la materia orgánica que originará, posteriormente, los hidrocarburos. De manera general, las cuencas sedimentarias se conceptúan como las depresiones ovals, circulares o irregulares, de fondo plano o cóncavo, con flancos en pendiente suave, de dimensión muy variable (algunos kilómetros o miles de kilómetros), que son o han sido lugares de depósito de materiales sedimentarios. Una cuenca sedimentaria se puede formar como resultado de los procesos geodinámicos internos y externos, y donde los fenómenos tectónicos constituyen la dinámica, fundamental, que estructura la corteza terrestre. Esta serie sedimentaria se acumula sobre un substrato o basamento preexistente (cf. Figura 1).

Formal y específicamente, el Análisis de cuencas sedimentarias actual, como disciplina de investigación geológica, procede de la concepción integral en la disciplina llamada Geodinámica de cuencas sedimentarias. En esta integración conceptual participan ciencias geológicas como la geotectónica (el estudio de los mecanismos litosféricos, o geodinámica cortical), los procesos dinámicos de la tectónica-sedimentación, la sedimentología, diagénesis mineral, estratigrafía (secuencial y genética), análisis geohistórico (procesos de la subsidencia-elevación tectónica), la evolución geotérmica y geoquímica del petróleo, entre otras ciencias fundamentales<sup>9</sup>.

Para documentar la caracterización de la historia sedimentaria de una cuenca, es esencial conocer su historia sedimentaria, los procesos de deformación tectónica acaecidos, los espesores de la serie estratigráfica total, su asignación cronoestratigráfica, la subsidencia, los efectos de la paleobatimetría, el eustatismo y la dinámica de la evolución geodinámica, entre otros parámetros y factores esenciales. Esta integración del conocimiento detallado de la cuenca sedimentaria es el preámbulo para abordar el estudio de la génesis sincrónica de los hidrocarburos evolucionados en ella.

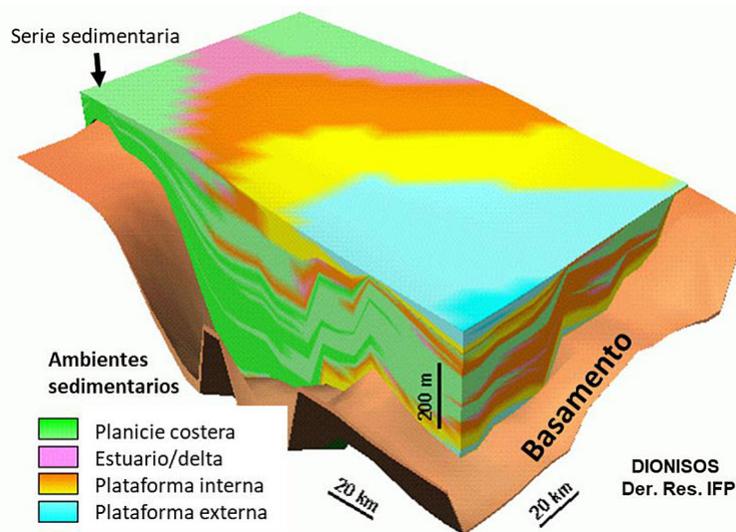


Figura 1.- Modelo conceptual de una cuenca sedimentaria, constituida por un contenedor o basamento y una serie sedimentaria acumulada, representando diversos ambientes sedimentarios. Fuente: Software Dionisos, del Institut Français du Pétrole, BEICIP-FranLab.

<sup>8</sup> Ortuño, *op. cit.*, p. 17.

<sup>9</sup> Allen, P. A. and Allen, J. R., 1990.- *Basin Analysis, Principles and Applications*. Blackwell Scientific Publications, London, England.

## 2.2. De la Materia Orgánica a la Formación de Hidrocarburos

El petróleo líquido es esa sustancia oleosa y oscura que procede de las profundidades de la Tierra (en el dominio del subsuelo); principalmente, entre dos y ocho kilómetros de profundidad, y que se ha formado a partir de los restos de los organismos que vivieron hace millones de años en las cuencas marinas del planeta<sup>10</sup>. La materia orgánica fósil, que se encuentra en las rocas, es la precursora del petróleo (o de los hidrocarburos en general). Esa materia orgánica fue depositada con los sedimentos y que luego fue transformada en el interior de las rocas sedimentarias. Los hidrocarburos (líquidos y gaseosos) se originan a partir de la materia orgánica que ha sido transformada térmicamente durante millones de años, como resultado de la evolución geodinámica de las cuencas sedimentarias. Las condiciones geológicas más favorables para el depósito de sedimentos ricos en materia orgánica, se encuentran en las plataformas continentales y en su periferia cercana. Estos ambientes sedimentarios restringidos en oxígeno, son llamados reductores o anóxicos. El ambiente sedimentario y sus condiciones físicas y geoquímicas son determinantes para la acumulación y preservación de la materia orgánica.

La ruta geoquímica de evolución de la materia orgánica y sus componentes derivados (lignina, carbohidratos, proteínas y lípidos), a través de sus productos de transformación como el kerógeno, los hidrocarburos y el gas y, finalmente, los residuos de carbón, es la mostrada en la Figura 2. Estas etapas sucesivas de transformación de la materia orgánica son: la diagénesis, la catagénesis y la metagénesis. Estas etapas de transformación se detallan en los siguientes párrafos (Ortuño, 2009<sup>11</sup>):

a.- Primeramente, la diagénesis se inicia en los sedimentos recién depositados, como resultado de la actividad microbiana, y los reajustes químicos como la policondensación y la insolubilización. Al final de esta etapa, la materia orgánica es transformada en un compuesto orgánico complejo llamado kerógeno; éste es el precursor de los hidrocarburos;

b.- Enseguida, la catagénesis es la fase que tiene lugar como resultado del aumento progresivo de la temperatura durante el soterramiento de las series sedimentarias por sedimentos más jóvenes. La degradación térmica del kerógeno, en esta etapa, es responsable de la generación de la mayor parte de los hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos;

c.- Finalmente, la metagénesis es la fase de transformación orgánica y mineral que se alcanza cuando los materiales orgánicos y sedimentarios son sepultados a gran profundidad. Etapa que se inicia cuando la reflectancia de la vitrinita<sup>12</sup> es cercana al 2%. Seguidamente, comienza la fase del metamorfismo de las rocas (transformación mineral). En esta fase de metamorfismo mineral<sup>13</sup>, las rocas metamórficas resultantes, obviamente, ya no son consideradas como rocas sedimentarias<sup>14</sup>. En esta fase de evolución térmica, la materia orgánica y sus productos preliminarmente generados, desaparecen por completo.

Durante la ruta de evolución térmica de la materia orgánica, el incremento de la temperatura, durante el transcurso del soterramiento de los sedimentos, origina un reajuste progresivo de las moléculas del kerógeno; Figura 2. Después, durante la última fase de la diagénesis, se desprende bióxido de carbono, agua, y algunos compuestos pesados de nitrógeno, azufre y oxígeno. Ya durante la catagénesis, se forman los petróleos crudos o aceites, y luego, sucesivamente, el gas. Esta etapa corresponde a la fase principal de la formación de aceite o hidrocarburos líquidos. Y, en la etapa de la

<sup>10</sup> Ortuño, A. S., 2009.- *El Mundo del petróleo; origen, usos y escenarios*. FCE, SEP, CONACYT. Colección: La Ciencia para Todos, no. 224. México; p. 24.

<sup>11</sup> Ortuño, 2009. *Ibidem*, pág. 28.

<sup>12</sup> La vitrinita es un compuesto orgánico producto de la transformación de la materia orgánica, el cual está constituido por materiales procedentes de las plantas terrestres. La medición de la reflectancia (expresada en porcentajes de evolución que van de 0.2 a 3 ó 4%) permite conocer el grado de evolución térmica, es decir, de la evolución de los materiales orgánicos.

<sup>13</sup> El metamorfismo es el proceso geológico mediante el cual las rocas sedimentarias, ígneas o volcánicas son transformadas, por efecto del calor y de la presión, en rocas metamórficas, con texturas y litologías más complejas.

<sup>14</sup> Ortuño, 2009. *Ibidem*, pág. 27-29.

metagénesis, solamente se genera gas seco<sup>15</sup>. Y los componentes minerales de los sedimentos se transforman finalmente en rocas metamórficas, después se sobrepasa la etapa de la metagénesis y entrar en la fase del metamorfismo.

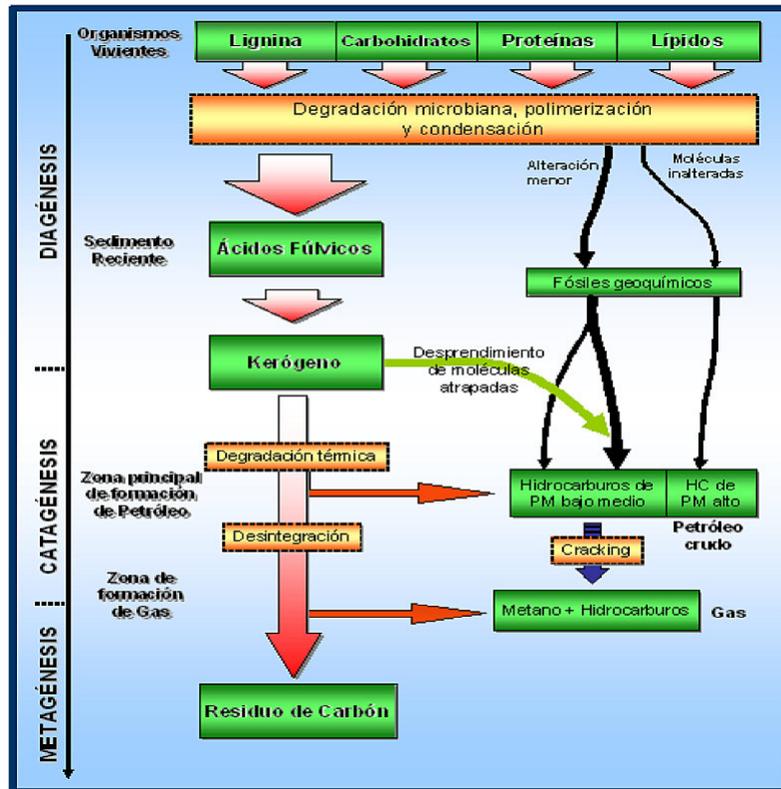


Figura 2. Ruta de evolución diagenética y térmica de la materia orgánica. El kerógeno es el insumo intermedio que origina los hidrocarburos. Los componentes iniciales de los seres vivos son: lignina, carbohidratos, proteínas y lípidos. Los ácidos fúlvicos son los primeros compuestos originados por la descomposición de la materia orgánica durante la diagénesis. HC son hidrocarburos; PM es peso molecular. Diagrama de evolución de la materia orgánica según Tissot y Welte, (1978).

También, en el diagrama de la figura anterior, destacan los fósiles geoquímicos (o compuestos perdurables a través del tiempo y de las transformaciones térmicas), los cuales representan una primera fuente de hidrocarburos (flechas negras), así como la transformación del kerógeno y sus productos para la generación de hidrocarburos (flechas en color en la parte izquierda del diagrama mencionado). Esta es, *grosso modo*, la ruta de transformación de la materia orgánica y los hidrocarburos.

### 2.3. La Formación del Kerógeno: Precursor de los Hidrocarburos

Por tanto, en la evolución térmica, el kerógeno<sup>16</sup> es el producto de la primera transformación de la materia orgánica, situada al final de la etapa de diagénesis. El kerógeno es la fracción de la materia orgánica que se encuentra en las rocas sedimentarias, el cual es insoluble en solventes orgánicos, mientras que el betumen, que también se encuentra en las rocas, constituye la parte soluble. El kerógeno está formado por macromoléculas de núcleos cíclicos condensados y encadenados por enlaces heteroatómicos o cadenas alifáticas. Es posible distinguir diversos tipos de kerógeno, a partir de técnicas especializadas de laboratorio geoquímico-petrolero. Los análisis de laboratorio son determinantes para caracterizar la materia orgánica y sus productos. Las variedades de kerógeno, *grosso modo*, son las siguientes<sup>17</sup>:

<sup>15</sup> Ortuño, 2009. *Ibidem*, pág. 29-30.

<sup>16</sup> El término kerógeno fue ampliamente tratado en el trabajo de Durand (1980). A partir de esta publicación el término y sus conceptos quedaron formalizados debidamente.

<sup>17</sup> Ortuño, 2009. *Ibidem*, pág. 29-30.

**El kerógeno tipo I.** Éste contiene muchas cadenas alifáticas y pocos núcleos aromáticos. La relación H/C es originalmente alta; el potencial para la generación de aceite y gas es también alto;

**El kerógeno tipo II.** Posee más núcleos aromáticos y nafténicos. La relación H/C y el potencial de aceite y gas son menores que lo observado para el kerógeno de tipo I. El kerógeno tipo II normalmente está relacionado con la materia orgánica marina depositada en un ambiente reductor, es decir, en carencia de oxígeno;

**El kerógeno tipo III.** Este contiene principalmente poliaromáticos condensados y grupos funcionales oxigenados, con una proporción mínima de cadenas alifáticas. La relación H/C es baja, y el potencial de aceite solo moderado.

Al final, según los tipos de kerógeno (I a III), podrán ser generados diferentes productos: como aceites variados en composición y pesos moleculares, así como gases (secos o húmedos). La Figura 2 anterior, muestra la cadena evolutiva de la materia orgánica hacia los diferentes tipos de kerógeno y, según éstos, las variedades de los hidrocarburos resultantes, tanto líquidos, como gaseosos y sólidos. Las características de los ambientes sedimentarios, los procesos diagenéticos y la transformación térmica, determinarán las variedades y composiciones finales de los hidrocarburos.

### 3. EVOLUCIÓN CONCEPTUAL DEL SISTEMA PETROLERO

#### 3.1. Evolución Histórica de las Ideas y conceptos

La evolución de las ideas y conocimientos en geología del petróleo, así como en las ciencias de la Tierra, a través de los años y de la experiencia adquirida, ha hecho posible pasar de los conceptos específicos de cada disciplina geológica utilizada en la exploración, hacia la noción de cuenca sedimentaria geodinámica como entidad geodinámica básica; es decir, una unidad evolutiva y cambiante. Así, fueron discernidos los conceptos de “*cuenca sedimentaria*”, como unidad fundamental de la corteza terrestre; y de “*geodinámica de cuencas sedimentarias*”<sup>18</sup>. Desde la década de los años ochenta del siglo pasado, la geología del petróleo europea conceptualiza el término de “*geodinámica de cuencas sedimentarias*”, con el objetivo de concebir la totalidad, e integralidad, de los fenómenos geológicos de una cuenca sedimentaria, y que llevan a la génesis y existencia de hidrocarburos<sup>19</sup>. Un yacimiento es, entonces, el producto de la “*lógica profunda del mecanismo y de los eventos geológicos*” que ha precedido su génesis<sup>20</sup>. Por tanto, un yacimiento de hidrocarburos es un producto final, de esencia probabilística (y estocástica), que es resultado de una serie de procesos geológicos de carácter, también estocásticos, ocurridos en una lógica, por tanto, no determinista. Y, en términos generales, se puede afirmar que los fenómenos o procesos geológicos son no determinísticos, en cualquiera de sus niveles escalares y fenomenológicos. Las ciencias de la Tierra llegan, así, a poseer las características de ciencias complejas.

Asimismo, en la literatura geológica anglosajona se concibe y se extiende el término “*basin analysis*” o Análisis de cuencas, el cual es utilizado para identificar el estudio integral de las cuencas sedimentarias como entidades geodinámicas;<sup>21</sup> dándose, además, un sentido de aplicación práctica a la Geología del petróleo, es decir, una lógica de interacción de los fenómenos geológicos y geoquímicos y su consecución generativa en la existencia de yacimientos conteniendo hidrocarburos. Es decir, las leyes geológicas poseen una lógica coherente, inteligible y explicativa.

Es de esta manera como, el desarrollo de las ideas y conceptos en Geología del petróleo, y geodinámica de cuencas sedimentarias o “*basin analysis*”, se puede inscribir en cuatro niveles de investigación<sup>22</sup>: 1.- *Análisis de cuencas*, para la investigación de la cuenca sedimentaria; 2.- *Sistema petrolero*, para el estudio de los elementos y procesos que conllevan la existencia de hidrocarburos en los yacimientos; 3.- *Play* para el estudio de una serie de prospectos relacionados, y; 4.-

<sup>18</sup> Perrodon, A., 1966.- *Géologie du pétrole*. Presses Univ. France, Paris, 440 p.

<sup>19</sup> Perrodon, A., 1980.- *Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition de gisements d'hydrocarbures*. Masson-Elf Aquitaine, Paris., p. 381.

<sup>20</sup> Perrodon, 1980, *Ibidem.*, p. 99-100.

<sup>21</sup> Allen P. A. and J. R. Allen, 1990.- *Basin analysis. Principles and applications*. Blackwell Scientific Publications.

<sup>22</sup> Magoon L. B. and W. G. Dow, 1994.- *The petroleum system. The Petroleum System – from Source to Trap*, AAPG Memoir 60., p. 3 – 24.

*Prospecto*, que es el estudio de la geometría estratigráfica y estructural actuales de los yacimientos que podrían ser cartografiados o sujetos de perforación prospectiva.

Análogamente, el concepto “*oil system*” o sistema petrolero, preliminarmente, fue introducido por Dow (1974)<sup>23</sup>, y se basa en el concepto de correlación aceite – roca generadora. Sin embargo, en sí, el concepto de “*sistema petrolero*” fue usado primeramente por Perrodon en 1980<sup>24</sup>. Después Demaison, -en 1984<sup>25</sup>-, conceptúa el término “*cuenca generadora*”. Y Meissner *et al.*, (1984)<sup>26</sup> describen su “*máquina de hidrocarburos*”; y Ulmishek (1986)<sup>27</sup> identifica un “*sistema petrolero independiente*”. *Grosso modo*, estas nociones o conceptualizaciones representan la evolución de las ideas para la conformación clara de los elementos y procesos que intervienen en los fenómenos que conducen a la existencia de un yacimiento de hidrocarburos en algún lugar de la Tierra; es decir, en una cuenca sedimentaria. Por otra parte, la noción de *play* implica uno o varios prospectos; adicionalmente, un *prospecto* es una trampa potencial. De esta forma se completa la noción integral del sistema petrolero.

Por tanto, es gracias a esta evolución de conceptos e ideas que la noción de “*sistema petrolero*” propuesta por Perrodon<sup>28</sup>, se destaca como la más importante teoría fundacional en la ciencia de la prospección de los hidrocarburos. Este autor establece que el criterio geológico gobernante de la distribución de acumulaciones de hidrocarburos, y en particular, la presencia combinada de rocas generadoras, almacén y sellos, generalmente exhibe una cierta extensión geográfica, la cual es reflejada por la formación de una familia de acumulaciones, o mejor, un sistema petrolero; es decir, un conjunto estructurado de elementos naturales de la misma especie o que tienen la misma función. Desde el punto de vista geográfico, y de acuerdo a sus dimensiones y complejidad, estos conjuntos están caracterizados por la existencia de una región geológica donde existen acumulaciones de hidrocarburos: ésta es denominada provincia petrolera<sup>29</sup>; la cual es la entidad básica mayor para la existencia de hidrocarburos de interés económico.

Posteriormente a los desarrollos teóricos mencionados, Perrodon y Masse<sup>30</sup> establecieron concretamente que “en una cuenca sedimentaria no son únicamente las rocas generadoras, almacén y sello, sino la totalidad de la columna sedimentaria la que juega un papel activo, y decisivo, en la génesis, expulsión, migración, entrapamiento y preservación de hidrocarburos. La formación de un sistema petrolero es el resultado de una sucesión de transformaciones geológicas, físicas y químicas (diagénesis, deformaciones tectónicas, compactación, etc.), las cuales afectan estos sedimentos, y a la materia orgánica en ellos contenida, y definen y determinan, de manera estricta, la génesis, concentración y dispersión de los hidrocarburos a través de la serie sedimentaria – estratigráfica de la cuenca sedimentaria.

En términos generales, fue a partir de las ideas conceptuales de Perrodon y Masse, que se pudieron generar las nociones, ya de cierta integración, por Magoon<sup>31</sup>, quien usó el término de “*elementos*” y el concepto de “*procesos*”; y lo cual fue introducido por Meissner *et al.*, en 1984 y por Ulmishek en 1986<sup>32</sup>. La noción de certidumbre del sistema petrolero

<sup>23</sup> Dow W. G., 1974.- *Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin*: AAPG Bulletin, v. 58, n.7, p. 1253 – 1262.

<sup>24</sup> Perrodon A., 1980.- *Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition de gisements d'hydrocarbures*. Masson-Elf Aquitaine, Paris., p. 201-202.

<sup>25</sup> Demaison G., 1984.- *The generative basin concept*, in G. Demaison and R. J. Murriss, eds., *Petroleum geochemistry and basin evaluation*: AAPG Memoir 35, p. 1 – 14.

<sup>26</sup> Meissner F. F., J. Woodward, and J. L. Clayton, 1984.- *Stratigraphic relationships and distribution of source rocks in the Greater Rocky Mountain region*, in J. Woodward, F. F. Meissner and J. L. Clayton, ed., *Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region*: Denver, CO, Rocky Mountain Association of Geologists, p. 1 – 34.

<sup>27</sup> Ulmishek G., 1986.- *Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment*, in D. D. Rice, ed., *Oil and gas assessment-methods and applications*: AAPG Studies in Geology 21, p. 59 – 68.

<sup>28</sup> Perrodon A., 1980, 1983 a, b.- A. Perrodon, 1980.- *Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition de gisements d'hydrocarbures*. Masson, Paris. 1983 a, *Dynamics of oil and gas accumulations*: Pau, Elf-Aquitaine, p. 187 – 210. 1983b, *Géodynamique des bassins sédimentaires et systèmes pétroliers*: Bulletin des Centres de recherches Exploration – Production Elf-Aquitaine, v. 7, p 645 – 676.

<sup>29</sup> Perrodon A., 1980.- *Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition de gisements d'hydrocarbures*. Masson-Elf Aquitaine, Paris. 381 p.

<sup>30</sup> Perrodon A. and P. Masse, 1984.- *Subsidence, sedimentation and petroleum systems*: Journal of Petroleum Geology, v. 7, n. 1, p. 5 – 26.

<sup>31</sup> Magoon L. B., 1987.- *The petroleum system-a classification scheme for research, resource assessment, and exploration* (abs.) AAPG Bulletin, v. 71, n. 5, p. 587. and 1988.- *The petroleum system-a classification scheme for research, resource assessment, and exploration*, in L. B. Magoon, ed., *Petroleum systems of the United States*: USGS Bulletin, 1870, pp. 2 – 15.

<sup>32</sup> Ulmishek, G., 1986, “*Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment*”, in D. D. Rice, ed., *Oil and gas assessment-methods and applications*: AAPG Studies in Geology 21, pp. 59–68.

se define fundamentalmente en los trabajos de Magoon<sup>33</sup>. Estas concepciones de certidumbre *versus* incertidumbre proveen el carácter estocástico, y no determinista, de los sistemas petroleros; es decir, la probabilidad de la existencia de un sistema petrolero integrado por sus elementos y procesos, los cuales le habrían dado viabilidad geológico – económica a la existencia de acumulaciones de hidrocarburos.

Entonces, un sistema petrolero puede ser definido formalmente como un sistema geológico natural que comprende un foco o roca generadora activa, relacionada al aceite o gas y la cual incluye todos los elementos geológicos y procesos que son esenciales para la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Por ende, los elementos del sistema petrolero son la roca generadora, la roca almacén, la roca de trampa – sello y el conjunto sepultado o soterrado de estratos. Y los procesos son la generación de hidrocarburos, la migración, la formación de trampas petroleras, la acumulación o entrapamiento<sup>34</sup> de hidrocarburos. La preservación de éstos siendo la etapa que corona todo el proceso.

En fin, es evidente que la evolución de los conceptos geológicos y de los métodos de exploración de los hidrocarburos, así como los de todos los recursos naturales no renovables del planeta, ha cambiado substancialmente en las últimas dos décadas. Actualmente, existe un conocimiento integrado y dinámico sobre la historia del planeta, y de la evolución inherente de los recursos petroleros que contiene. Ésta ha sido la piedra angular que ha dado una lógica científica, así como certidumbre teórica a la prospección de hidrocarburos en el marco de la evolución geológica.

### 3.2. La Caracterización del Sistema Petrolero

A partir de las definiciones conceptuales, la etapa de identificación y caracterización de los elementos y procesos de un sistema petrolero, como se ha mencionado anteriormente, permite realizar una amplia integración de datos e información valiosa para tener un adecuado y preciso conocimiento de cada elemento y proceso. Esa integración prepara el camino para llevar a cabo una visión prospectiva y de conjunto por medio del modelado y simulación numérica, que incide positivamente sobre la evaluación del potencial petrolero y las estrategias exploratorias a seguir. La caracterización de los sistemas petroleros corresponde, por tanto, a la obtención del conocimiento de las características físicas, químicas y geológicas de todos los elementos y procesos que intervienen en la formación y existencia de yacimientos de hidrocarburos. Asimismo, se debe identificar la extensión geográfica y el alcance crono-estratigráfico del sistema petrolero. La dimensión geográfica indica la distribución y alcance de la migración y de las acumulaciones logradas por la evolución del sistema petrolero; mientras que el alcance crono-estratigráfico manifiesta la extensión vertical, es decir, en el tiempo geológico preciso de la cuenca sedimentaria.

#### *La Caracterización de los elementos*

**Las rocas generadoras.** Poseer un conocimiento detallado, y adecuado, de las rocas generadoras de hidrocarburos de una cuenca petrolera prospectiva, implica contar con datos e información de base que aseguren la caracterización mínima necesaria de esas rocas. Las características de la materia orgánica son el resultado del contexto térmico en el subsuelo, el gradiente geotérmico y el flujo de calor. En este sentido, es muy importante considerar los gradientes geotérmicos de la región en estudio, así como del marco que la circunscribe, ya que los diversos contextos geotectónicos, *v. gr.* de margen pasivo, cuencas de arco, cadenas montañosas en condición de convergencia de placas tectónicas, cuencas en contexto transpresivo, etcétera, poseen características disímiles en sus gradientes geotérmicos. Y, por ende, la evolución térmica de la materia orgánica será diferente en cada contexto en que se encuentre emplazada la cuenca sedimentaria petrolera; amén de las características internas propias de la dinámica sedimentaria física, geoquímica y bioquímica, y de los ambientes de depósito resultantes.

<sup>33</sup> Magoon L. B., 1987, 1988 and 1989 a y b.- *The petroleum system-status of research and methods*, 1990: USGS Bulletin 1912, 88 p. And 1989 b.- Identified petroleum systems within the United States -1990, in L. B. Magoon, ed., *The petroleum system-status of research and methods*, 1990: USGS Bulletin 1912, p. 2 – 9.

<sup>34</sup> Magoon L. B. and W. G. Dow, 1994.- *The petroleum system. The Petroleum System – from Source to Trap*, AAPG Memoir 60., p. 3 – 24.

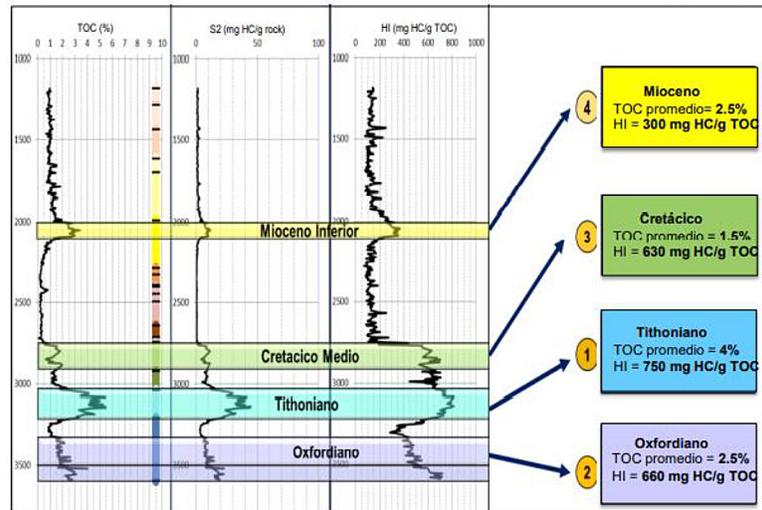


Figura 3 Ejemplo de caracterización general de una roca generadora en cuanto a su tipo y riqueza orgánica. Es posible definir: paleoambientes anóxicos, lutitas y calizas conteniendo materia orgánica, edad Tithoniense, espesor total de la formación, espesor generador del 80%, riqueza orgánica inicial 4 a 7% COT, kerógeno tipo II, S2 de 50 mg HC/g roca, HI de 712 mg Hc/g COT, SPI de 4 T/m<sup>2</sup>. Fuente: Síntesis Geológico Petrolera, Cuencas del Sureste Aguas someras, CNH: www.cnh.gob.mx.

Entre las características que se deben conocer de las rocas generadoras se encuentran las siguientes: 1.- Magnitudes de Carbono Orgánico Total (COT) contenidas en las facies orgánicas; 2.- Magnitudes de temperatura máxima de pirólisis ( $T_{m\acute{a}x}$ ); 3.- Identificación de los tipos de kerógeno presente (índices de hidrógeno y oxígeno) y evaluación del potencial de generación (parámetros  $S_2$  y  $S_3$ ); 4.- Parámetros cinéticos; 5.- Magnitudes de madurez térmica de la materia orgánica (Reflectancia de vitrinita,  $R_o$ ); 6.- Distribución de las facies orgánicas en las rocas generadoras; 7.- Datos de biomarcadores; 8.- Extensión regional de las rocas generadoras identificadas (Oxfordiano, Tithoniano, Turoniano, Paleoceno, etcétera); 9.- Cartografía de isopacas de las rocas generadoras; 10.- Cartas de isovalores de distribución de COT,  $T_{m\acute{a}x}$ , de madurez térmica (vitrinita,  $R_o$ ), densidad y tipos de hidrocarburos. Toda esta información y datos materializan un conocimiento preciso de las rocas generadoras (cf. Peters y Cassa, 1994)<sup>35</sup>; cf. las Figuras 3 y 4.

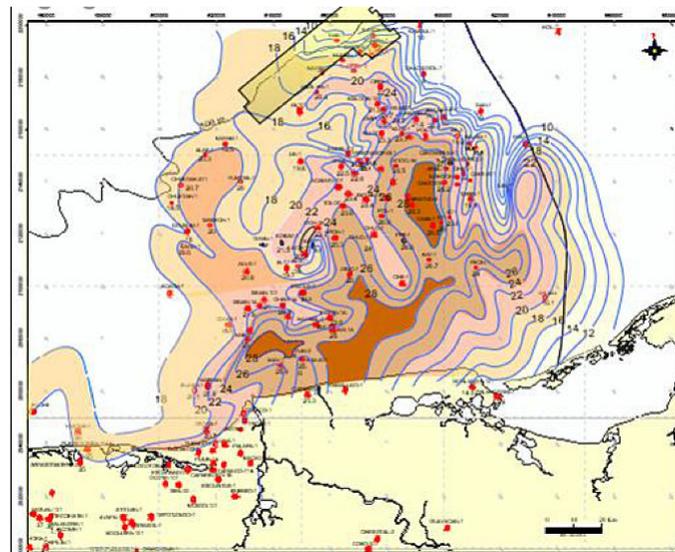


Figura 4.- Distribución de magnitudes del gradiente geotérmico en la Región Marina de Campeche. Ortuño *et al.*, 2004. Proyecto Kayab.

<sup>35</sup> Peters, K. E. & Cassa, M. R., 1994.- *Applied Source Rock Geochemistry*. p. 93-120. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, *The petroleum system- from source to trap*; AAPG Memoir 60.

Las rocas almacén. Por otra parte, entre las características precisas que deben ser reconocidas y consignadas de las potenciales rocas almacén, se pueden mencionar las siguientes: 1.- Descripción petrográfica y petrofísica de litofacies<sup>36</sup>; 2.- Fotomicrográficas de litofacies; 3.- Cartas de distribución de litofacies y de propiedades petrológicas; 4.- Cartas de distribución de ambientes sedimentarios; 5.- Modelos de sistemas de depósito; 6.- Inventario de estructuras diagenéticas; 7.- Cartas de distribución de los atributos diagenéticos; 8.- Diagramas de procesos y paragénesis diagenéticas; 9.- Cartas de distribución, densidad y geometría de los sistemas de fracturación y fallamiento en las rocas; 10.- Posición cronoestratigráfica de las rocas almacén; 11.- Secciones estratigráficas generales y regionales; 12.- Cartas y secciones de atributos sísmicos; 14.- Cartas de distribución de atributos petrofísicos (porosidad y permeabilidad); 15.- Tablas de datos de producción de campos; 16.- Cartografía de la distribución de la roca almacén; etcétera. Esta cantidad de datos e información es aplicable para la caracterización de las rocas silíceoclasticas, así como para las rocas carbonatadas y las de química similar; cf. Morse, (1994)<sup>37</sup> y Jordan y Wilson, (1994)<sup>38</sup>. En la Figura 5 se muestra la relación entre los procesos geológicos de diagénesis, epigénesis y deformación tectónica *vis-à-vis* de las estructuras generadas en las rocas. Estas son las relaciones causa – efecto. Similarmente, en la Figura 6 aparece una representación petrofísica (modelo conceptual) de la porosidad y permeabilidad; las cuales pueden ser cotejadas y precisadas con estudios y evaluaciones petrográficas de las rocas almacén.

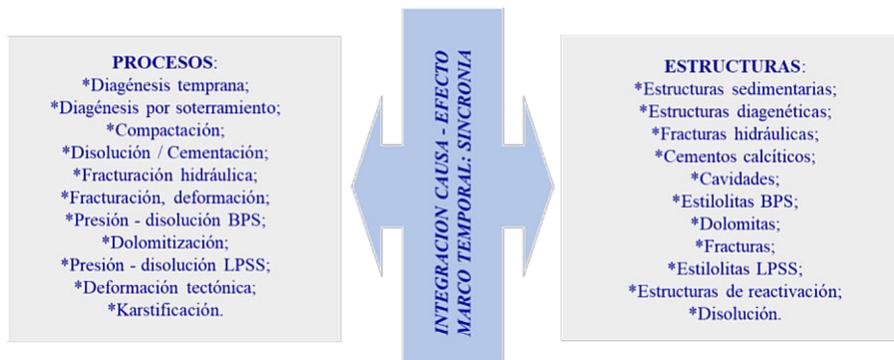


Figura 5.- Los procesos diagenéticos, epigenéticos y de deformación tectónica como causas de la formación de estructuras (los efectos), diagenéticas, epigenéticas estructurales y tectónicas en las rocas. Ambos, procesos y estructuras, ocurren en el contexto espacio temporal de la cuenca sedimentaria, su geodinámica e historia térmica. La presión -disolución BPS, (*Bed Parallel Stylolites*); y LPSS (*Layer Perpendicular Stylolites Shortening*), se presentan durante la etapa de colmatación-diagénesis-subsidencia de los sedimentos y durante la deformación tectónica por esfuerzos dirigidos, respectivamente.

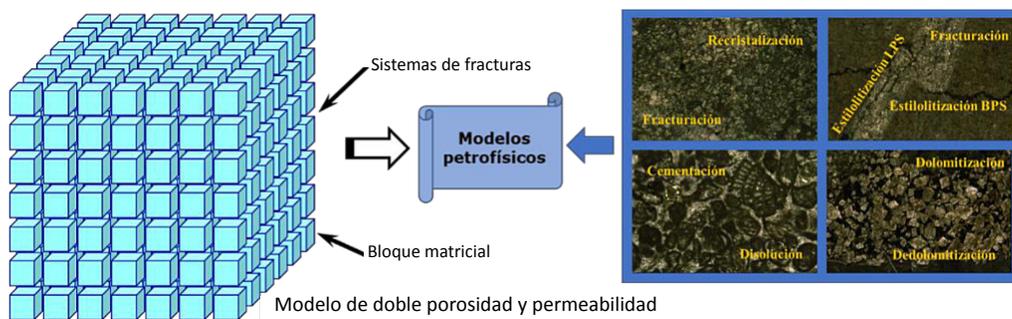


Figura 6.- Las características petrofísicas de las rocas almacén (porosidad y permeabilidad, fundamentalmente), depende de su historia sedimentaria, diagenética-epigenética y de deformación tectónica, creando estructuras porosas y de transporte de fluidos, materializando porosidad y permeabilidad matricial y de fracturamiento. La evaluación y análisis genético de esas propiedades se lleva a cabo a través de estudios de petrografía y petrofísica, principalmente.

<sup>36</sup> Elf- Aquitaine, 1975.- *Essai de Caractérisation Sédimentologique des Dépôts Carbonatés. Eléments d'analyse*. Tome 1. Elf-Aquitaine, Centres de Recherches de Boussens et de Pau, France. 173 p.

<sup>37</sup> Morse, D. G., 1994.- *Siliciclastic Reservoirs Rocks*. p. 121-140. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap; AAPG Memoir 60.

<sup>38</sup> Jordan, C. F. & Wilson, J. L., 1994.- *Carbonate Reservoir Rocks*. p. 141-157. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap; AAPG Memoir 60.

La trampa – sello. Esencial es este elemento del sistema petrolero, el cual comprende, tanto el receptáculo de los hidrocarburos (roca almacén conformando una estructura adecuada para el entrapamiento), como las rocas impermeables que impidan el escape de los fluidos. Un conocimiento preciso y buena caracterización de este elemento dual es de suma importancia, ya que hará posible la conformación del receptáculo final y contenedor de los hidrocarburos generados y migrados en la cuenca petrolera.

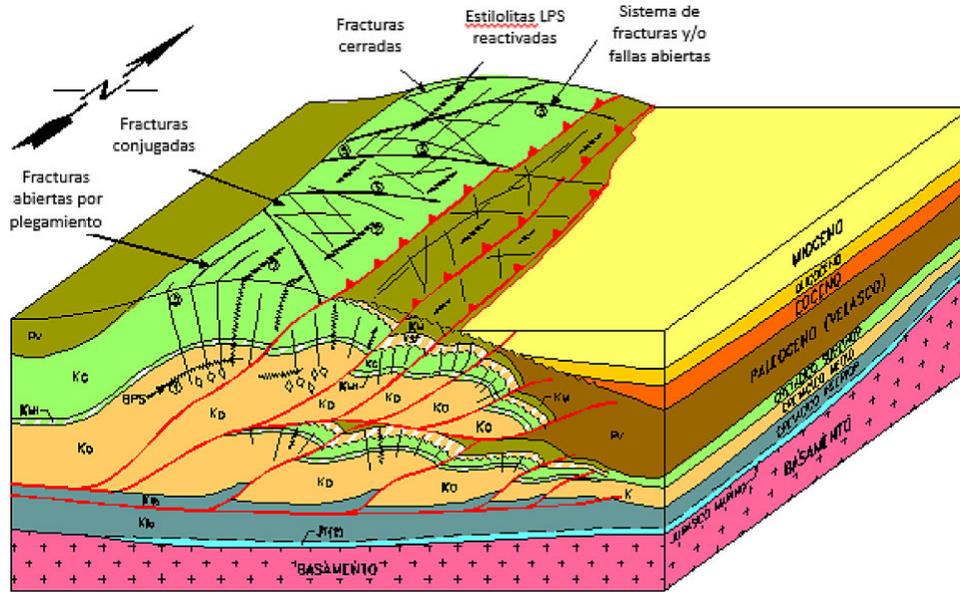


Figura 7.- La caracterización de la roca almacén conlleva el conocimiento de las estructuras petrofísicas (sedimentológicas, diagenéticas, epigenéticas y de deformación tectónica): estructuras sedimentarias, de disolución, precipitación, estiolitas (estructuras de presión-disolución), fracturas, fallas, etcétera; así como las cuantificaciones de porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc. La configuración de las trampas y los sellos (v. gr. las rocas arcillosas en color café del Paleoceno), también es parte del estudio de la roca almacén; Fuente: Ortuño *et al.*, 1999, Consorcio *Sub-Thrust Reservoir Appraisal*, IFP.

Las características fundamentales que deben conocerse para poder caracterizar adecuadamente este elemento son las siguientes: 1.- Cartas estructurales y/o de estilos estructurales; 2.- Identificación y posición estratigráfica de las series sedimentarias presentes; 3.- Identificación de los niveles de despegue de carácter regional y local, así como de la polaridad tectónica; 4.- Definición de los espesores de las unidades estratigráficas y su naturaleza mecánica; 5.- Definición cinemática y posicionamiento de fallas, fracturas y estructuras de deformación; 6.- Secciones estructurales locales y regionales y su restauración geométrica correspondiente; 7.- Definición de estilos estructurales: flexión de falla (Suppe, 1983)<sup>39</sup>; propagación de falla (Suppe, 1985)<sup>40</sup>; pliegue por despegue (cf. Jamison, 1987)<sup>41</sup>; y pliegue Kink (cf. Faill, 1973)<sup>42</sup>, etcétera; 8.- Configuraciones estructurales y de tipos de trampas (estructurales, estratigráficas, combinadas, hidráulicas); 9.- Modelos de evolución tectónica y estructural; 10.- Cartas de distribución y características de los sistemas de fracturación; 11.- Cartas de distribución de las unidades estratigráficas sello; 12.- Cartas gravimétricas de residuales y perfiles; 13.- Transectos geológicos y geofísicos; 14.- Definición y cartografía de la geometría del basamento magnético; 15.- Cartas de eventos e historia tectónica; 16.- Carta de distribución de campos petroleros potenciales y activos; etcétera, entre los más idóneos. La Figura 7 muestra algunas características clave de las rocas almacén, y los tipos y estructuras de trampas.

Particularmente, la caracterización de las rocas sello implica el conocimiento y medición de parámetros como las micro propiedades petrofísicas, la capilaridad, presión capilar, estado diagenético (cementación, micro fracturamientos,

<sup>39</sup> Suppe, J., 1983.- *Geometry and Kinematics of Fault-Bend Folding*. American Journal of Science. Vol. 283, September. p 684.

<sup>40</sup> Suppe, J., 1985.- *Principles of Structural Geology*: Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall, 533 p.

<sup>41</sup> Jamison, W. R., 1987.- *Geometric Analysis of Fold Development in Overthrust Terranes*. Journal of Structural Geology. Vol. 9, No. 2, p. 207, 219.

<sup>42</sup> Faill, R. T., 1973.- *Kinkband folding, Valley and Ridge province, Pennsylvania*: Geological Society of America Bulletin, v. 84, p. 1289 – 1314.

etcétera). Entre las macro propiedades de las rocas sello se pueden mencionar la litología, los factores de ductilidad, espesor, uniformidad litológica en el espacio geográfico, el contexto cinemático – estructural de las rocas adyacentes, entre otras propiedades fundamentales a reconocer<sup>43</sup>. Todas estas características espaciales de las rocas sello deben medirse y comprobarse en laboratorio petrofísico, asimismo deben cartografiarse sus propiedades megadimensionales, de extensión regional.

Serie sedimentaria subsidente sobre los focos de generación o rocas generadoras. El entendimiento y más precisa caracterización de las series estratigráficas que constituyen el paquete subsidente, como son su distribución de litofacies, geometría de cuerpos sedimentarios, estilos estructurales, evolución geodinámica y de tasas de subsidencia, así como sus propiedades petrofísicas y anisotropías horizontales y verticales, permitiría bosquejar y conformar los modelos de patrones de migración de hidrocarburos hacia las trampas y yacimientos.

De igual manera, es importante evaluar y cuantificar la evolución térmica y los flujos de calor incidentes sobre la serie sedimentaria subsidente, durante toda la historia geodinámica de la cuenca sedimentaria. Además, es esencial, descifrar la evolución de la sedimentación y la subsidencia de esta serie sedimentaria, a través del modelado de la subsidencia *versus* sedimentación o análisis geohistórico en el marco de los gradientes geotérmicos, conductividad térmica y los flujos de calor actuantes durante la historia de la cuenca y según el marco geotectónico donde ésta se encuentra (cf. Deming, 1994<sup>44</sup>). Este elemento del sistema petrolero es de vital importancia en la eficiencia de la migración de fluidos.

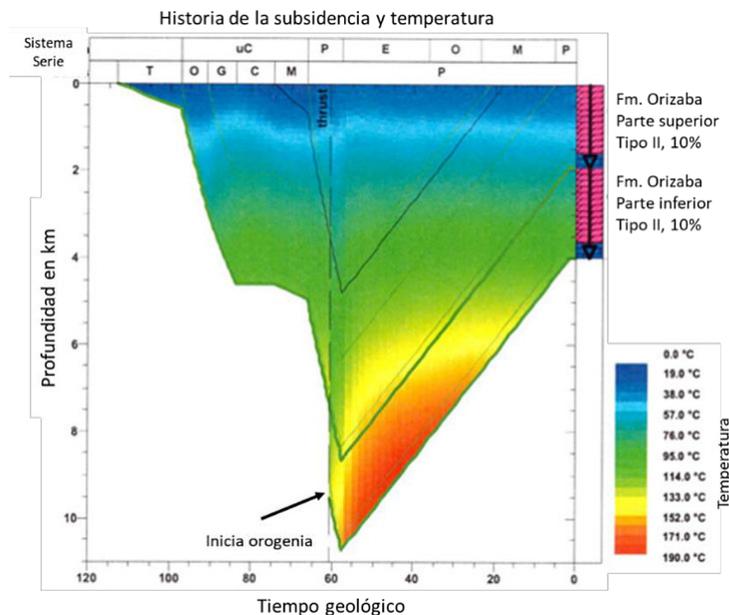


Figura 8.- Historia de la subsidencia y de la evolución térmica para los carbonatos de la Formación Orizaba, en el sector de Veracruz; según datos del pozo Orizaba 1-A. La porción inferior de la formación alcanzó temperatura de cierta maduración térmica (color rojo); según Ferket, 2006<sup>45</sup>.

### La Caracterización de los procesos

Otro aspecto importantísimo en el entendimiento de los procesos geológicos de los sistemas petroleros, es su ubicación correcta y precisa en el tiempo y espacio geológicos donde ocurren, dentro de la geodinámica de la cuenca. Tales procesos se describen, brevemente, como sigue.

<sup>43</sup> Downey, M. W., 1994.- *Hydrocarbon Seal Rocks*. p 159-164. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap; AAPG Memoir 60.

<sup>44</sup> Deming, D., 1994.- *Overburden Rock, Temperature and Heat flow*. p. 165-186. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap; AAPG Memoir 60.

<sup>45</sup> Ferket, H., 2006.- *Kinematic evolution, diagenesis and fluid flow reconstruction in the Laramide fold-and-thrust belt of Eastern Mexico (Cordoba Platform and Veracruz Basin)*: Implications for petroleum exploration. Direction Géologie Géochimie Géophysique, Institut Français du Pétrole.

La generación – expulsión (diagénesis, catagénesis y metagénesis de la materia orgánica). En el interior de la roca generadora, la generación de hidrocarburos, comprende el conjunto de procesos de transformación bioquímica, química y fisicoquímica de los compuestos orgánicos primarios, que son transformados en kerógeno insoluble, hasta su sucesiva transformación en hidrocarburos, durante las etapas de evolución diagenética, catagenética y metagenética (cf. Horsfield, & Rullkötter, 1994) 46. El conocimiento preciso de tal proceso es fundamental en la valoración y eficacia del sistema petrolero; ya que es el nivel crono-estratigráfico que da nombre y efecto a éste.

Además, con relación al proceso de expulsión de hidrocarburos de la roca generadora, entre los diferentes mecanismos debatidos en la literatura geológica, el más probable parecería ser una fase discreta a través de microfracturas causadas por el incremento de la sobrepresión la cual, a su vez, sería resultado de la generación de aceite y gas en el interior de la roca, de la expansión del fluido por el incremento de temperatura, de la compactación de las litologías finas sellantes de la roca o por el incremento del agua libre derivada de la deshidratación de minerales arcillosos (cf. Allen, P. y J. Allen, 1990).<sup>47</sup> Específicamente, la transformación del kerógeno en petróleo provoca un importante aumento de volumen, lo cual también implica un incremento de la presión de poro en la roca generadora. Ello daría lugar al micro fracturamiento lo cual, a su vez, provocaría el incremento de la presión y la consecuente expulsión de los hidrocarburos fuera de la roca generadora. También es determinante la saturación de fluidos de la roca, la riqueza orgánica (COT), la madurez, entre los principales factores que intervienen en el proceso, (Cooles *et al.*, 1986)<sup>48</sup>. En esta caracterización de los procesos de expulsión es muy importante llevar a cabo el control de sus parámetros, a través de los análisis de pirólisis en laboratorio de las muestras obtenidas de rocas generadoras (Lewan, 1994)<sup>49</sup>. Este cotejo entre los datos de campo y de laboratorio es muy importante.

La formación de trampas de hidrocarburos (roca almacén). En concordancia con la secuencialidad temporal de los procesos geológicos mencionados en los párrafos anteriores, la formación final de las trampas, como proceso terminal en la conformación de sistemas petroleros, probabilísticamente, es determinante. El resultado será la conformación de los yacimientos geoméricamente, es decir, en sus aspectos estructurales, stratigráficos, paleoambientales, diagenéticos e hidrodinámicos. Entonces, dos componentes esenciales de las trampas son la conformación estructural-estratigráfica y la cubierta o roca sello. También, la clasificación genética de las trampas, como resultado de los procesos geodinámicos inherentes a la cuenca sedimentaria, debe tomar en cuenta las condiciones de su génesis. Por lo tanto, la evolución geodinámica dará por resultado trampas de diferentes geometrías y condiciones petrofísicas (porosidad, permeabilidad, presión de poro...) y, por ende: trampas estructurales (flexión de falla, propagación de falla, despegue, etcétera.), stratigráficas (primarias por geometrías de depósito, litósomos; o secundarias por evoluciones post-depósito, discordancias, hiatus), diagenéticas, hidrodinámicas, entre otras particularidades fenoménicas (cf. respecto a rocas almacén, Biddle y Wielchowsky, 1994, por ejemplo)<sup>50</sup>. En la Figura 9, se presenta una sección geológica, la cual muestra diferentes pliegues producidos por estilos de tectónica compresiva, afectando principalmente las series sedimentarias del Jurásico y Cretácico (en colores azul a verde), y produciendo pliegues y algunos fallamientos inversos. Además, la actividad halocinética de los cuerpos de sal intrusión toda la serie sedimentaria, llegando hasta los sedimentos del Neógeno. Es evidente, en esta sección geológica, la gran cantidad de trampas estructurales probables para entrampamiento de hidrocarburos, complementándose con los factores petrofísicos y stratigráficos de las rocas y sedimentos que las conforman. Incluso, el análisis e interpretación de las estructuras y sus causas tectónicas, permiten establecer modelos de deformación tectónica (Figura 10), la cual es sincrónica a la evolución de los sistemas petroleros involucrados.

<sup>46</sup> Horsfield, B & Rullkötter, J., 1994.- *Diagenesis, Catagenesis and Metagenesis of Organic Matter*. p. 189-199. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap; AAPG Memoir 60.

<sup>47</sup> Allen, P. A. and J. R. Allen, 1990.- *Basin Analysis, Principles and Applications*. Blackwell Scientific Publications. p. 346.

<sup>48</sup> Cooles, G. P., Mackenzie, A. S. and Quigley, T. M., 1986.- *Calculations of masses of petroleum generated and expelled from source rocks*. In: Advances in Organic Geochemistry (Ed. By D. Leythaeuser and J. Rullkötter), 235 – 246, Pergamon Press, Oxford. In Allen P. and J. Allen, 1990.- *Basin Analysis, Principles and Applications*. Blackwell Scientific Publications. p. 348.

<sup>49</sup> Lewan, M. D., 1994.- *Assessing Natural Oil Expulsion from Source Rocks by Laboratory Pyrolysis*. p. 201-210. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap; AAPG Memoir 60.

<sup>50</sup> Biddle, K. T. & Wielchowsky, C. C., 1994.- *Hydrocarbon Traps*. p. 219-235. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap; AAPG Memoir 60.

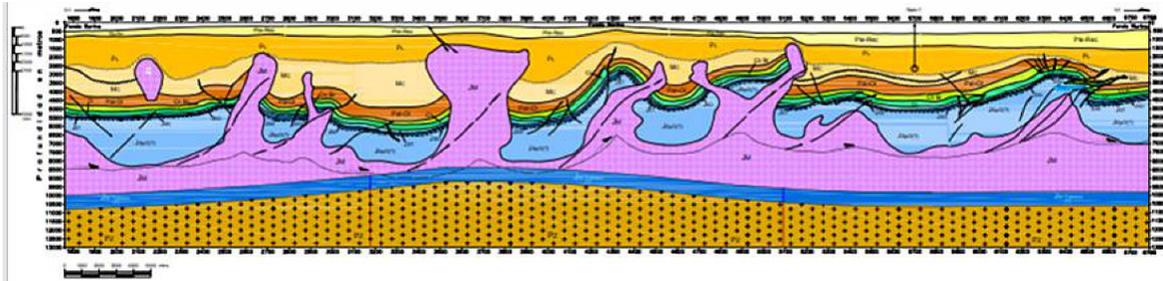


Figura 9.- La formación de trampas para almacenar y preservar hidrocarburos, es el resultado de la conjunción de múltiples factores y variables, como la existencia de una secuencia sedimentaria significativa, conformada por rocas generadoras, almacén y sello, y la consecuente deformación tectónica compresiva (o distensiva), que permita la conformación de estructuras plegadas y barreras de permeabilidad en las rocas sello, coronando tales estructuras plegadas. La sección geológica, del proyecto Kayab, muestra la serie sedimentaria del Jurásico al Neógeno, donde se aprecian estructuras plegadas, fallas inversas e intrusiones halocinéticas afectando la serie sedimentaria; cf. Ortuño et al, 1994.

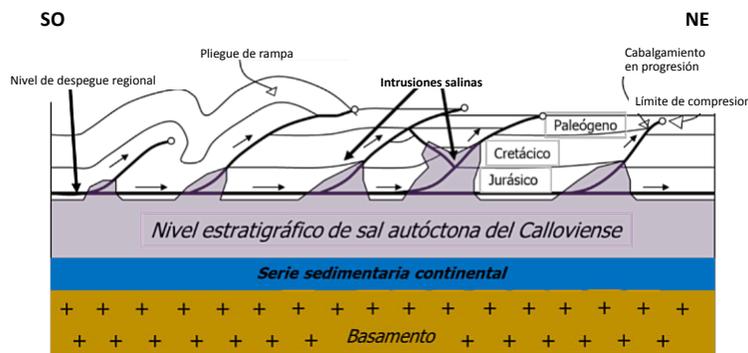


Figura 10.- La presencia de los diferentes estilos estructurales en una sección geológica estructural, permite, estudiando las causas geodinámicas de la existencia de la cuenca sedimentaria, interpretar las causas y estilos de la deformación tectónica, su acortamiento tectónico y los estilos tectónicos; relacionados con la conformación de trampas. Según, Ortuño et al., 1994.

La migración – entrapamiento, o acumulación de hidrocarburos. La migración de hidrocarburos corresponde la etapa de desplazamiento a través de los estratos adyacentes a la roca generadora, y a través de toda la serie sedimentaria hasta las rocas almacén o trampas. La acumulación de hidrocarburos en éstas pone fin a la migración de los hidrocarburos. Esa etapa de migración se denomina también migración secundaria (cf. England, 1994)<sup>51</sup>. En este proceso son muy importantes, y determinantes, las características petrofísicas de toda la serie sedimentaria-estratigráfica atravesada por la migración de hidrocarburos; ello define la eficiencia de la migración secundaria hasta el entrapamiento.

La preservación de los hidrocarburos en la roca almacén. En este proceso es muy importante conocer los parámetros y fenómenos geológicos susceptibles de transformar o destruir los yacimientos y los hidrocarburos ahí almacenados. Los factores destructivos pueden ser la temperatura, los flujos de agua, las bacterias, el oxígeno, los cambios de presión, los cambios en la eficiencia de las rocas sello, la presencia de fluidos como el gas, la maduración térmica, la biodegradación, los procesos de segregación, dismigración, etcétera., (cf. Blanc y Connan, 1994)<sup>52</sup>. En cuanto a la preservación de hidrocarburos, se debe investigar los fenómenos de degradación y destrucción de los hidrocarburos causadas por múltiples fenómenos telogenéticos (diagénesis tardía de exposición subaérea), hidrodinámicos (presencia de acuíferos), estructurales (reactivación tectónica), erosión, oxidación, entre otros fenómenos importantes.

<sup>51</sup> England, W. A., 1994.- *Secondary Migration and Accumulation of Hydrocarbons*. p. 211-217. In Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap; AAPG Memoir 60.

<sup>52</sup> Blanc, P. and Connan, J., 1994.- *Preservation, degradation and destruction of trapped oil*. p. 237-247. In: L. B. Magoon and W. G. Dow, 1994.- The petroleum system. The Petroleum System – from Source to Trap, AAPG Memoir 60.

En fin, *grosso modo*, es así como, a través del entendimiento integral de un sistema petrolero, se podrá evaluar la cantidad de hidrocarburos generados y expulsados, de acuerdo a la eficiencia de la expulsión de las rocas generadoras; asimismo, será posible estimar la eficiencia de la migración y cuantificar los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los yacimientos. De tal conocimiento preciso, depende el éxito en la exploración geológica y el consecuente interés económico de la evaluación del potencial petrolero.

#### 4. EL CONCEPTO Y LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO

En el conocimiento de la dinámica de un sistema petrolero, la concepción y construcción de modelos numéricos es ideal en el análisis y experimentación de fenómenos geológicos, en los cuales es posible utilizar variables numéricas o cuantificables. Las variables están relacionadas matemáticamente, materializando ecuaciones empíricas o abstractas que dan cuenta de la funcionalidad causa-efecto de los fenómenos geológicos, en sus diferentes condiciones de estado físico-químico. La consideración de estos recursos permite incrementar el grado de inteligibilidad de las aproximaciones a la realidad fenoménica natural, así como su consecución en la praxis de la ingeniería petrolera durante la explotación.

##### 4.1. Los Modelos Conceptuales

De manera general, en las ciencias, un modelo es un recurso metodológico construido y utilizado para conocer, interpretar o explicar la realidad mediante la selección de los elementos o variables que se consideran fundamentales en las relaciones internas y externas, que condicionan los fenómenos de la materia física en estudio. Esto se realiza para su posterior traducción en representaciones ideales más fácilmente comprensibles en el análisis. Además, una simulación es la construcción de un modelo donde se aplican diversas condiciones del fenómeno, con la finalidad de prever y prevenir las observaciones y constataciones que podrían ser verificadas sobre el fenómeno real, ayudando en su comprensión.

Pensando en una visión más ortodoxa, se puede expresar, empero, que las ciencias no pueden explicar, sino que únicamente intentan interpretar; y para ello construyen esencialmente modelos. Por lo tanto, se entiende como modelo, una construcción matemática la cual, con la ayuda de ciertas interpretaciones verbales, describe los fenómenos observados. Esta construcción se justifica, única y precisamente, en el hecho que tal construcción es considerada funcional en la interpretación de los hechos y fenómenos observados y medidos.<sup>53</sup>

Actualmente, las ciencias de la complejidad, la teoría general de sistemas, permiten visualizar nuevos enfoques para la modelización de los sistemas complejos, en sus diferentes niveles escalares y su diversidad como fenómenos y leyes emergentes, para la comprensión de la realidad. La modelización sistémica de la complejidad implica el modelado de un sistema de acciones (la noción general de proceso, que se define por su ejercicio y su resultado); y representa el proceso por tres funciones: la función de transferencia temporal; las funciones de transformación morfológica y de transferencia espacial. La modelización sistémica, entonces, sería complementaria para complementar las lagunas de la modelización analítica clásica.<sup>54</sup> Se trata de aproximaciones no reduccionistas para abordar la totalidad de los fenómenos complejos. La naturaleza es polisémica y compleja, por ello, para su comprensión se necesitan nuevos enfoques metodológicos en las ciencias transdisciplinarias.

##### 4.2. Los modelos en Ciencias de la Tierra

En particular, en ciencias de la Tierra, un *modelo* (procedente del término italiano *modello*, que a su vez se deriva del latín *mōdus* o *mōdūlus*, significando medida o medición), es la representación de un fenómeno geológico, que permite apreciar, cualificar y cuantificar las propiedades (o variables) conocidas, y las cuales se espera sean concordantes y relacionales con las variables aún desconocidas de los fenómenos en estudio. El término *modelo* se usa en sentido restrictivo para representaciones que pueden prestarse al cálculo o a la medición, bajo el riesgo de incluir cualquier

<sup>53</sup> Gleick, J., 1989.- *La Theorie du chaos; vers une nouvelle science*. Editions Albin Michel S. A. Paris. p. 343-344.

<sup>54</sup> Le Moigne, J.-L., 1994.- *La théorie du système général; Théorie de la modélisation*. Collection: Les Classiques du Réseau Intelligence de la Complexité. 338 p.

construcción que sea solo parte de una hipótesis. En Geología existe gran variedad de modelos como los analógicos, numéricos, matemáticos, físicos, etcétera. Además, en Geología, *grosso modo*, los modelos, la modelización y la simulación numérica, son procedimientos de rigor científico para la comprensión de los fenómenos geológicos.

#### 4.3.- El software de Modelado y las Aplicaciones

Actualmente, gran número de instituciones de investigación y desarrollo tecnológico, así como compañías de servicio en el campo de la industria petrolera, han desarrollado diversos sistemas o softwares de modelado geológico. Respecto al modelado de sistemas petroleros, los softwares desarrollados integran, generalmente, el modelado de madurez térmica de hidrocarburos y otros módulos complementarios como son, principalmente, los de construcción de secciones estratigráficas, estructurales, cinemática de la deformación tectónica y los procesos de análisis geohistórico (subsistencia *versus* elevación), erosión y sedimentación sintectónica.

En la actualidad existen diversos de softwares de modelado madurez térmica de hidrocarburos como Themispack (modelado de sistemas petroleros), Thrustpack (modelado tectónico y de sistemas petroleros), BasinMod y PetroMod (modelado geoquímico petrolero), CERES (modelado estructural), DIONISOS (modelado de sistemas sedimentarios), FRACA (modelado de la fracturación), LOCACE (modelado y restauración estructural), 2DMove (modelado estructural), QUBS (análisis de riesgo y sensibilidad), COUGAR (dinámica de yacimientos), etcétera.

El módulo principal de madurez térmica de hidrocarburos integra las caracterizaciones y tratamientos de la roca generadora (composición litológica), de la columna sedimentaria suprayacente y de los parámetros geoquímicos, como el carbono orgánico total (COT), potencial generador, índice de hidrógeno (IH) y de oxígeno (IO), Temperatura máxima de pirólisis ( $T_{max}$ ), Reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ), biomarcadores, etcétera.

#### 4.4. La Construcción del Modelo del Sistema Petrolero

En el proceso de la modelización de sistemas petroleros, el modelado de la madurez de la materia orgánica y del kerógeno, constituyen el núcleo fundamental del análisis por medio de la experimentación numérica. El desarrollo inicial del modelado de la madurez ha sido fundamentado, desde el punto de vista teórico y matemático por varios autores; principalmente por Waples, (1980<sup>55</sup>, 1984<sup>56</sup>), Ungerer *et al.*, (1987)<sup>57</sup>, Ungerer (1990<sup>58</sup>, 1993<sup>59</sup>) y Ungerer *et al.*, (1990)<sup>60</sup>. Entre las modalidades de modelado de madurez, una variedad fue la de Lopatin (1971)<sup>61</sup>, basada en el índice de tiempo-temperatura (ITT) para la generación de hidrocarburos. El método de Lopatin fue pionero y ampliamente utilizado, incluso operado manualmente. Después del método de Lopatin, entre los diferentes métodos para la madurez, implementados para softwares, han permanecido los siguientes: 1.- modelado por Índice Tiempo-Temperatura (ITT); 2.- modelo cinético y; 3.- modelo de Índice Tiempo-Temperatura (ITT) de Arrhenius.

El primero, el método de Lopatin, considera que solamente el tiempo y la temperatura son los factores esenciales en el proceso de maduración, y que éstos pueden ser intercambiables uno por el otro; es decir, con un valor máximo del tiempo geológico puede justificarse una temperatura baja, y viceversa. No se toma en cuenta la presión litostática y sus

<sup>55</sup> Waples, D. W., 1980.- *Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration*: AAPG Bulletin, v. 64, p. 916-926.

<sup>56</sup> Waples, D. W., 1984.- *Thermal models for oil generation*. In J. W. Brooks and D. H. Welte, eds., *Advances in Petroleum Geochemistry*, v. 1: London, Academic Press, p.3-8.

<sup>57</sup> Ungerer, P., Bessis, F., Chenet, P. Y., Nogeret, E., Chiarelli, A., Odin, J. L., Perrin, J. F., 1987.- *Geological and Geochemical Models in Oil Exploration; Principles and Practical Examples*; in Demaison, G. & Murris, R., (Ed), *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation*, AAPG Memoir 35, p. 53-77.

<sup>58</sup> Ungerer, P., 1990.- *State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion: Organic Geochemistry*, v. 16, p. 1-25.

<sup>59</sup> Ungerer, P., 1993.- *Modelling of petroleum generation and expulsion -an update to recent reviews*. In A. G. Dore et al., eds., *Basin Modelling: Advances and Applications*: Amsterdam, Elsevier, p. 219-232.

<sup>60</sup> Ungerer, P., J. Burrus, B. Doligez, P. Y. Chénét and F. Bessis, 1990.- *Basin Evaluation by Integrated Two-Dimensional Modeling of Heat Transfer, Fluid Flow, Hydrocarbon Generation, and Migration*: AAPG Bulletin, v. 74, p. 309-335.

<sup>61</sup> Lopatin, N. V., 1971.- *Temperature and geologic time as factor in coalification*: *Izvestiya Akademiya Nauk SSSR, Ser. Geol.*, v. 3, p.95-106.

efectos en el proceso. En este método, la reflectancia de la vitrinita se ha usado como elemento de calibración; el cual se obtiene y controla a partir de los análisis geoquímicos de laboratorio.

Con relación al método cinético, se asume que en el proceso de generación de hidrocarburos y la evolución de la reflectancia de la vitrinita, durante la evolución de la madurez, ocurren en una o varias reacciones químicas paralelas y simultáneas. Para cada reacción individual, los parámetros geoquímicos, son obtenidos por medio de análisis de laboratorio geoquímico y de los datos de pozos, como complementos. De esta forma, la madurez de diferentes tipos de materia orgánica y, por ende, del kerógeno, puede ser concebida y controlada por la aplicación de diferentes parámetros cinéticos de la geoquímica petrolera.

Finalmente, para el modelado ITT por el método de Arrhenius, se ha propuesto que el uso de la ecuación cinética simplificada de este autor, puede ser susceptible de aplicación para el cálculo de las relaciones ITT. Así, los valores obtenidos pueden ser válidos para kerógeno tipo II. El método de Arrhenius permite la utilización de nomogramas para evaluar los parámetros cinéticos, sin necesidad de efectuar complicados cálculos. Además, la ecuación de Arrhenius (*in* Tissot y Welte, 1978<sup>62</sup>), ha sido la base experimental de los diferentes softwares desarrollados para el modelado de la madurez de la materia orgánica (*cf.* Waples, 1994)<sup>63</sup>. Parece ser la ecuación más utilizada en la actualidad.

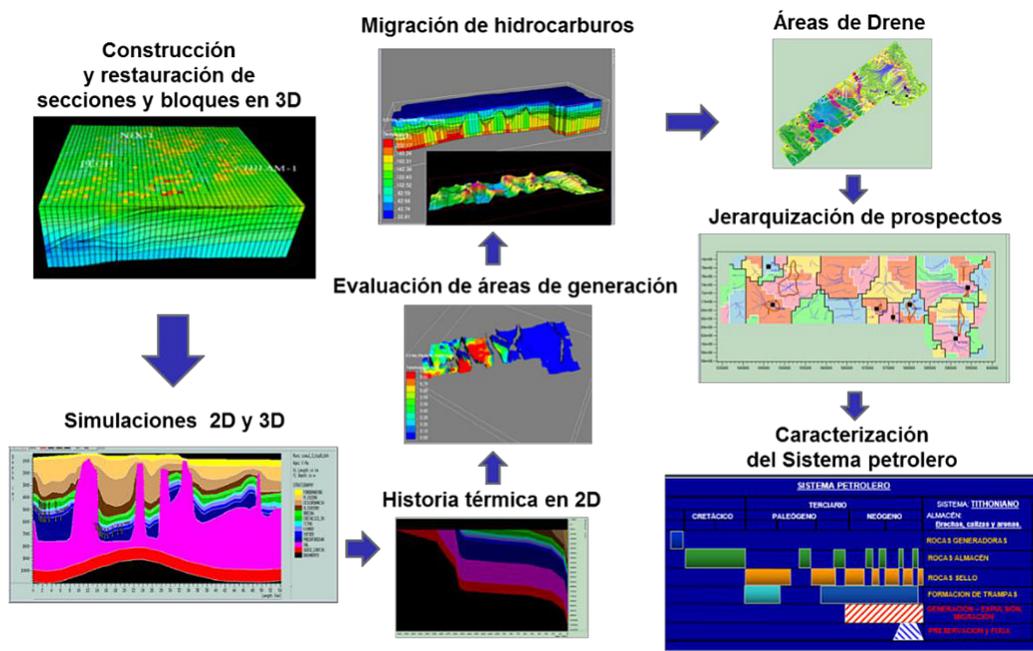


Figura 11. Procedimiento metodológico general en el modelado numérico de sistemas petroleros. Se integra con la información estratigráfica, tectónica de la geodinámica de cuenca sedimentaria, y se complementa con los datos de caracterización geoquímica y petrofísica.

Así, desde el punto de vista metodológico, la base para construir el modelado de madurez se basa, primero, en reunir una base de datos con todos los datos e informaciones que caracterizan los elementos de sistema petrolero; es decir, las secuencias sedimentarias de las rocas generadoras, almacén, trampas, sellos y la totalidad de la serie subsidente. Tales bases se materializan en modelos tridimensionales (3D), o bidimensionales (2D), construidos para cada estudio, y conteniendo los horizontes estratigráficos, de todos los niveles existentes en la diferenciación estratigráfica, establecidos en detalle en cuanto a sus características.

<sup>62</sup> Tissot, B. P. and Welte, D. H., 1978.- *Petroleum Formation and Occurrence, A New Approach to Oil and Gas Exploration*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, pp. 501-504.

<sup>63</sup> Waples, D. W., 1994.- *Maturity modeling: Thermal indicators, hydrocarbon generation, and oil cracking.*, p. 285-306, *In* Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., 1994, *The petroleum system—from source to trap*; AAPG Memoir 60.

Por lo tanto, cada uno de estos horizontes estratigráficos posee atributos de caracterización como la composición litológica, la definición lito-faciológica, los parámetros petrofísicos, la conductividad térmica, capacidad calorífica, densidad, etcétera. A partir de estos parámetros se construyen secciones geológicas en dos dimensiones (2D) o bloques en tridimensionales (3D), estructurados por medio de una red definida por elementos finitos, para su representación en el software.

En la Figura 11, se muestra un procedimiento metodológico general, en la caracterización y modelado de sistemas petroleros. Esta estructura metodológica considera, primeramente, la integración de toda la información disponible de carácter geológico, geofísico y petrolero de la cuenca sedimentaria; esto es: la síntesis sedimentológico–estratigráfica; cronoestratigráfica; estratigráfica–secuencial; paleontológica; estructural; tectónica y cinemática; diagenética; petrofísica; sísmica; de métodos potenciales (magnetometría y gravimetría), registros de pozos; historia térmica y de geología regional. Y, en segundo lugar, la síntesis de toda la información referente a la cuantificación de los parámetros de caracterización de las rocas generadoras (variables geoquímico – petroleras), de las rocas almacén (litologías, litofacies, estructuras diagenéticas, petrofísicas), de la serie subsidente y de los sistemas trampa–sello. Seguidamente, la integración y concepción, en tiempo y espacio de los procesos de generación, expulsión, migración, entrapamiento y preservación de hidrocarburos; así como el marco de la evolución geodinámica de la cuenca sedimentaria, como envolvente de los procesos geoquímico-petroleros. Al final, el seguimiento metodológico llegará a la evaluación de prospectos y la caracterización integral de los sistemas petroleros y su evaluación probabilística, y hacia la definición de la existencia de yacimientos de interés económico. Este procedimiento general, resulta ser eficiente en cuanto a los resultados coherentes del modelado y su correlación hacia los datos reales.

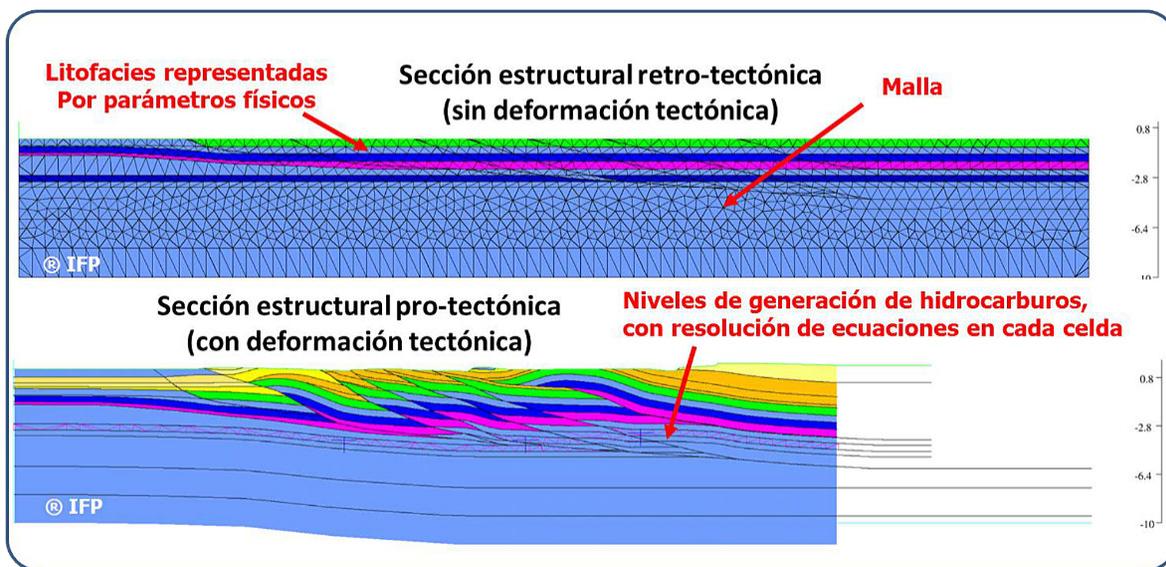


Figura 12. Las variables geológicas, geofísicas y geoquímicas están íntimamente relacionadas en la naturaleza; por tanto, los modelos y la simulación numérica de esos procesos tratan de reproducir esa dinámica, con base en las ecuaciones de estado físicas, químicas y termodinámicas. Por tanto, los modelos numéricos (construidos en secciones geológicas estratigráficas - estructurales, como en la figura), se inscriben sobre mallas construidas en elementos finitos, donde se resuelven las ecuaciones que relacionan las variables físicas, químicas, geológicas, etcétera. Fuente: *Institut Français du Pétrole*; software *Thrustpack*, del *IFP- BEICIP-Fran Lab*.

Por ejemplo, para el modelado en el software, una sección geológica puede ser trazada y elaborada con todos sus parámetros geológicos (estratigráficos, estructurales, geocronológicos, paleobatimétricos, etc.), físicos y geoquímicos (carbono orgánico total, tipos de kerógeno, índices de madurez, índices de alteración térmica, etc.), en un software específico, creado *ex professo*, para simular fenómenos geológicos. Su representación utiliza un mallado en elementos finitos para la ubicación precisa de los parámetros geológicos necesarios; los cuales se asignan en cada celda de la malla. Un ejemplo de esto es la representación que se muestra en la Figura 12. La sección geológica muestra la construcción de la sección en el panel del software y en cuya base; la malla de elementos es la base.

Las bases teóricas y numéricas más utilizadas en el modelado, se mencionan a continuación, de forma general. Las variables de la conductividad térmica y la transformación de la materia orgánica, son las siguientes; según Ortuño, 2022:<sup>64</sup>

Se puede definir la conductividad térmica como:

$$\lambda^* = \lambda_s (\lambda_w / \lambda_s)^\phi (1/1 + \alpha T)$$

Donde:  $\alpha$ , es la dependencia térmica en  $1/^\circ\text{C}$ ;  $\lambda^*$ , es el promedio de la conductividad térmica en  $\text{W/m}/^\circ\text{C}$ ;  $\lambda_s$ , es la conductividad térmica de la matriz del sedimento en  $\text{W/m}/^\circ\text{C}$ ;  $\lambda_w$ , es la conductividad del agua en  $\text{W/m}/^\circ\text{C}$ ;  $\phi$ , es la porosidad;  $T$ , es la temperatura en  $^\circ\text{C}$ .

La ecuación de la Transformación de la materia orgánica será:

$$KT = A * \exp(-Ea/RT) \quad (\text{Ecuación de Arrhenius});$$

Donde:  $K$ , es el grado de la reacción;  $A$ , es una constante (factor de frecuencia);  $Ea$ , es la energía de activación;  $R$ , es la constante universal de los gases;  $T$ , es la temperatura absoluta en  $^\circ\text{K}$ .

En seguida, la estimación volumétrica de los hidrocarburos generados en la roca fuente, de manera general, será:

a. Masa de carbono orgánico en la roca generadora:

$$M (\text{g COT}) = [\text{COT} (\% \text{ peso}) / 100] \rho (\text{g/cm}^3) V (\text{cm}^3).$$

b. Relación hidrocarburos generados versus COT (Carbono Orgánico Total):

$$\text{Rel} (\text{mg Hcs/g COT}) = \text{IHo} (\text{mg Hcs/g COT}) - \text{IHp} (\text{mg Hcs/g COT}).$$

c. Hidrocarburos totales generados:

$$\text{Hcs tot gen} (\text{kg Hcs}) = (\text{mg Hcs/g COT}) M (\text{g COT}) 10^{-6} (\text{kg/mg}).$$

La masa de hidrocarburos generados se puede convertir a unidades de volumen (barriles de petróleo crudo equivalente o volúmenes de gas). Para ello se utilizan tablas de conversión.

Posteriormente, el volumen de carga para cada subunidad de roca generadora se puede estimar utilizando la siguiente relación:

$$Mh_{cexp} = Pihc * IPG * Eehc * \rho * h * A$$

Donde:  $Mh_{cexp}$ , es la masa de hidrocarburos expulsados;  $Pihc$ , es el potencial inicial de petróleo promedio;  $IPG$ , es el índice del potencial generador (la fracción de material productor de hidrocarburos que ha sido transformada en petróleo);  $Eehc$ , es la eficiencia neta de expulsión de petróleo (la fracción de petróleo formada en la roca generadora y que ha sido expulsada hacia la trampa);  $\rho$ , es la densidad de la roca ( $\text{g/cm}^3$ );  $h$ , es el espesor promedio de la roca generadora (m);  $A$ , es el área de la roca con iso-madurez en la zona de atrapamiento o área del prospecto.

Las masas de hidrocarburos expulsados de cada subunidad generadora son, después, sumadas para obtener la masa total de hidrocarburos generada por toda la roca generadora. Las masas obtenidas del cálculo pueden ser transformadas a volúmenes expulsados (VE):

<sup>64</sup> Ortuño, A., S., 2022.- *Modelado y Caracterización de Sistemas Petroleros: Herramienta Fundamental en la Exploración Geológica Petrolera*. Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería, México. pp. 27-29.

$$VE = Mhc_{exp} = P_{ihc} * IPG * E_{ehc} * \rho * h * A$$

En seguida, la estimación de los volúmenes de hidrocarburos perdidos a lo largo de las rutas de migración, podrá ser:

$$VP = \phi * S_{rhc} * V_{roca}$$

Donde: *VP*, es el volumen de hidrocarburos perdidos;  $\phi$ , es la porosidad de la roca a través de la cual el petróleo fluye; *S<sub>rhc</sub>*, es la saturación residual de hidrocarburos en esta roca (donde fluye el petróleo); *V<sub>roca</sub>*, es el volumen de la roca donde fluye.

En fin, una aproximación al cálculo de los volúmenes de carga de hidrocarburos (*VC*), entrampados en las rocas almacén, podría ser:

$$VC = VE - VP$$

Donde: *VC*, es el volumen de carga; *VE*, es el volumen de hidrocarburos expulsados; *VP*, es el volumen de hidrocarburos perdidos.

Algunos de estos parámetros, presentes en las ecuaciones anteriores, son difíciles de estimar con precisión, particularmente los relativos a los volúmenes de hidrocarburos perdidos a través de las rutas de migración de la serie sedimentaria suprayacente a la roca generadora. Empero, la estimación y validación de estos parámetros y variables permitirá cuantificar la magnitud del riesgo geológico y la probabilidad de la existencia integral del sistema petrolero.

Así, la estimación del riesgo geológico implica la probabilidad (variable) de que existan los parámetros siguientes:

- \*Presencia de roca generadora (*Prg*);
- \*Presencia de roca almacén (*Pra*);
- \*Presencia del sistema trampa – sello (*Pts*);
- \*Presencia geodinámica de los procesos del sistema petrolero (*Pgsp*); lo cual implica la generación, expulsión, migración, formación de trampas y preservación.

Por lo tanto, la Probabilidad de éxito geológico es *Pg*, la cual relaciona la probabilidad de los elementos y procesos del sistema petrolero, será:

$$Pg = (Prg) (Pra) (Pts) (Pgsp)$$

Donde: *Prg*, es la probabilidad de la existencia de la roca generadora con características adecuadas (COT, reflectancia de vitrinita, relaciones de transformación, etcétera.); *Pra*, es la probabilidad de la existencia de rocas almacén; *Pts*, es la probabilidad de la existencia del conjunto trampa – sello; *Pgsp*, es la probabilidad que hayan tenido lugar los procesos de generación – expulsión, migración, formación de trampas y preservación de hidrocarburos.

Entonces, la estimación estocástica de la existencia de yacimientos económicamente viables, puede asumir las magnitudes y calificativos siguientes:

Desfavorable		Questionable	Neutral	Aconsejable		Favorable		
0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9

*Grosso modo*, éstas son las bases teóricas utilizadas en la construcción de modelos numéricos de sistemas petroleros, las cuales integran variables cuantificables y estimaciones de probabilidad, sobre la existencia y viabilidad económica de un sistema petrolero en evaluación y análisis.

## 5. ALGUNAS APLICACIONES DEL MODELADO DEL SISTEMA PETROLERO

En la actividad exploratoria de la industria petrolera en México, el eje fundamental lo constituyen los conceptos de la teoría y la tecnología del sistema petrolero actual. Desde el inicio de la exploración petrolera en México y hacia la actualidad, los conocimientos y conceptos petroleros han evolucionado, y se han enriquecido de forma acelerada y eficiente, debido a la práctica de campo y a los requerimientos de la actividad exploratoria nacional. Durante varias décadas, Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo han realizado, en todas las cuencas sedimentarias del país, estudios de prospección local, regional e integral. En esta estrategia de investigación, la caracterización integradora del sistema petrolero conlleva, como objetivos esenciales, la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas y la delimitación de yacimientos. A este respecto, se han realizado innumerables estudios en la región oriental y sur-oriental de México. De esta región, en particular, se presentarán algunos casos puntuales de caracterización y modelado de sistemas petroleros, mostrando los principales procedimientos y sus respectivos resultados, a modo de ejemplos. Algunos de los productos y resultados son los que se muestran y describen a continuación, como casos de aplicación. Para ilustrar tales resultados, se describen ejemplos gráficos de cuatro estudios (proyectos), realizados con anterioridad, en diferentes cuencas petroleras: Región de la Plataforma de Córdoba y Cuenca de Veracruz<sup>65</sup>; Región de Tabasco en la Cuenca de Comalcalco<sup>66</sup>; Área Kayab en la Región Marina de Campeche<sup>67</sup>; y del Área Akalan – Chilam<sup>68</sup>, también en la Sonda de Campeche.

En el mencionado contexto, el modelado permite, también, obtener y visualizar resultados muy rigurosos y complementarios sobre la generación, migración, entrapamiento y cuantificación de hidrocarburos. La integración de datos e interpretación permiten proponer modelos geológicos de base, congruentes para alimentar el modelado numérico el cual, a su vez, hace posible mejorar la concepción final de éstos y precisar sus particularidades e implicaciones en la exploración.

De esta manera, los modelos tridimensionales (3D) o bidimensionales (2D), construidos para cada estudio, contienen los horizontes estratigráficos de todos los niveles existentes en la diferenciación estratigráfica. Cada uno de estos horizontes estratigráficos posee atributos de caracterización como la definición litofaciológica, de parámetros petrofísicos, composición litológica, conductividad térmica, capacidad calorífica, densidad, entre los más importantes que pueden citarse. Estos parámetros están contenidos en las tres dimensiones del modelo, o en dos, según se trate de una construcción en 3D o en 2D, respectivamente, por medio de una red definida en elementos finitos. Los softwares utilizados para elaborar los modelos presentados en este ensayo fueron *Thruspack* y *Temispack*, los cuales fueron desarrollados por *Beicip-FranLab* e *Institut Français du Pétrole*.

En general, como procedimiento, los modelos analógicos son la base para la elaboración de los modelos numéricos. Los analógicos pueden ser visualizados y representados de manera dinámica. Estos son, por caso, el modelo estructural, de configuraciones de horizontes, evolución de la subsidencia a través del tiempo, compactación de las unidades sedimentarias, etc. Las Figuras 13 a 20 muestran algunos ejemplos de esas posibilidades de integración de datos de base iniciales para después abordar el modelado numérico geoquímico *per se*.

### 5.1. La Integración de los Parámetros Geológicos y Geoquímicos

En los siguientes párrafos (y figuras), se muestran y comentan diferentes parámetros de los procesos de generación, migración, almacenamiento, entrapamiento de hidrocarburos y sincronía de los sistemas petroleros, para los diversos casos de estudio. Así, los principales parámetros evaluados fueron los siguientes: a.- Integración de información geológica,

<sup>65</sup> Ortuño, A. S. et al., 1999.- *Mexican Transects across the Cordoba Platform and Veracruz Basin*. Subtrap 1998, Chapter 2. Institut Francais du Pétrole. Francia.

<sup>66</sup> Ortuño, A. F. et al., 1998.- *Modelado numérico de la migración de hidrocarburos y su aplicación en el área Chiapas – Tabasco*. Proyecto CAB-0402, interinstitucional IMP – IFP. 274 pp.

<sup>67</sup> Ortuño A. S. et al., 1994.- *Modelado de Prospectos en el Área Kayab*. Proyecto F.30559, Instituto Mexicano del Petróleo. Reporte Interno Inédito.

<sup>68</sup> Ortuño A. S., Romero, M. C., Moreno, L. M., Gutiérrez, M. G., López de la Paz, M., Santiago, C. G., Ibañez, D. G., Villaseñor, R. P. E. y España, A. P., 2006.- *Estudio e identificación de plays terciarios; modelado de prospectos en el área Akalan – Chilam*. Proyecto C-30657. Instituto Mexicano del Petróleo. Informe interno inédito.

geofísica y geoquímica; b.- Distribución de temperaturas máximas de pirólisis ( $T_{m\acute{a}x}$ ); c.- Relaciones de transformación (RT); d.- Saturación de fluidos; e.- Reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ); f.- Historia térmica; g.- Migración de fluidos e hidrocarburos generados; h.- Los regímenes de la presión litostática y porosidad; i.- Identificación de áreas de drene y jerarquización de prospectos; j.- Sincronía de elementos y procesos de los sistemas petroleros. Los apartados siguientes, desglosan brevemente estos parámetros.

Integración de la información geológica, geofísica y geoquímica. En la primera etapa de cualquier estudio o investigación en Geología, es necesario integrar, e interpretar, en todas sus relaciones y escalas, la información geológica, geofísica y geoquímica. Ello concierne la información cartográfica de superficie y de subsuelo, así como las informaciones y datos de la estratigrafía, sedimentología, distribución de litofacies (*sensu lato*), asignación cronoestratigráfica, configuración estructural, marco tectónico, geodinámica interna, evolución diagenética, caracterización petrofísica, geología histórica, etcétera; como en los ejemplos presentados a continuación (cf. Figuras 13 a 20).

Concerniente a la información geofísica, es importante integrar e interpretar los datos sísmicos (secciones y cubos sísmicos), los datos de magnetometría y gravimetría (en formatos cartográficos), los registros geofísicos de pozos (resistividad, neutrón, propiedades petrofísicas, de imágenes, secuencias sismo-estratigráficas, etc.). Con relación a la información geoquímica, es indispensable llevar a cabo la integración de toda la información necesaria para caracterizar los elementos y procesos del sistema petrolero. O sea, los datos tendientes a caracterizar las rocas generadoras (como tipo de kerógeno, análisis de laboratorio geoquímicos, temperaturas máximas de pirolisis, índices de vitrinita, potencial generador, etc.).

Con relación a las rocas almacén, se necesita efectuar una caracterización lo más completa posible (incluyendo litologías, litofacies, isopacas, propiedades petrofísicas, historia diagenética, geometría y evolución de la fracturación, etc.). Además, incluyendo la información de las estructuras tectónicas de entrapamiento de hidrocarburos (tipos de trampas, cronología cinemática, isopacas, volúmenes de trampas, relaciones de estructuras *versus* litoestratigrafía, etcétera). La interrelación de la información geofísica y la interpretación geológica correspondiente de las estructuras geológicas; estos datos son fundamentales para la elaboración del modelo petrolero.

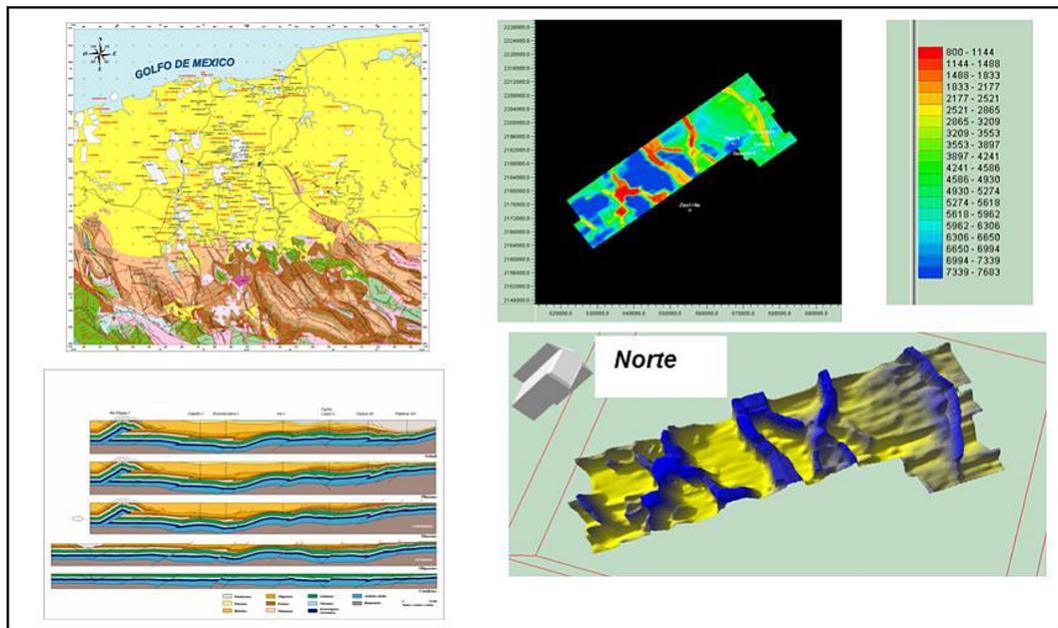


Figura 13. Se conjuntan, en el proceso metodológico los diferentes datos geológicos (cartografía, estratigrafía, configuración estructural, espesores y cartografía de subsuelo de las unidades estratigráficas, etc.) así como geofísicos y geoquímicos. En la figura se muestran la cartografía geológica de superficie, las secciones estructurales y los modelos estratigráficos de la cima de las unidades a estudiar. Aspectos de las provincias de las Cuencas del Sureste (Tabasco) y Región Marina de Campeche; según Ortuño, A. F. *et al.*, 1998 y Ortuño A. S. *et al.*, 2004.

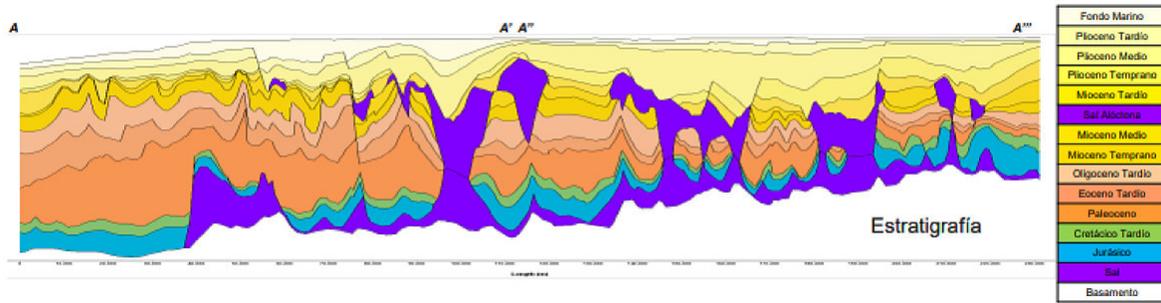


Figura 14.- Sección estructural y estratigráfica y su relación con las rocas generadora del Jurásico (en color azul claro), en la región marina meridional del Golfo de México. Los diferentes colores de la sección representan las unidades crono-estratigráficas; el color violeta representa las estructuras halocinéticas. Fuente CNH, Síntesis de las Cuencas del Sureste, Aguas someras.

En las Figuras 14 y 15, se muestran las integraciones de las unidades estratigráficas en secciones geológicas del modelo numérico, así como sus configuraciones estructurales (en este caso debidas principalmente a la actividad halocinética que afecta e intrusión la serie sedimentaria suprayacente a los horizontes de sal). También, se elabora la sección geológica con los datos de cambios de facies y, por ende, de cambios litológicos, debidos a las condiciones de depósito originales. Estas características litológicas son determinantes para una gran cantidad de fenómenos y variables, como el gradiente geotérmico, los flujos de calor, las propiedades petrofísicas, así como el comportamiento de la migración de hidrocarburos.

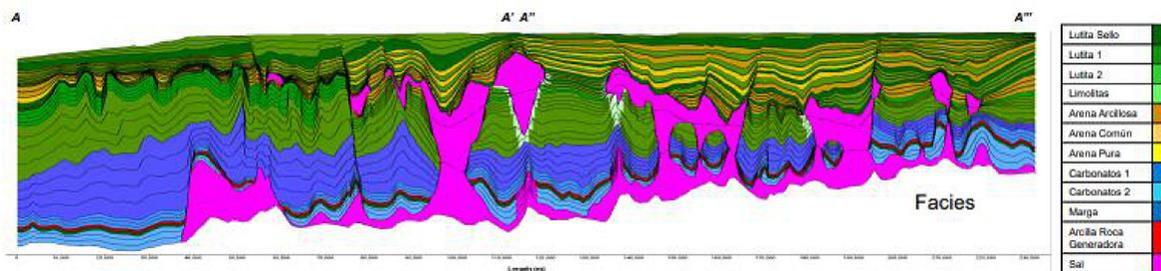


Figura 15.- Características litológicas de la serie estratigráfica total en la región meridional del Golfo de México. Estas litologías constituyen la información de base para sustentar el modelo numérico. Fuente CNH, Síntesis de las Cuencas del Sureste, Aguas someras.

Por otro lado, el modelado estructural o tectónico, desde las etapas sin deformación, hacia los diferentes estadios de la afectación tectónica *per se*, que corresponde a los procesos orogénicos; Figura 16.

También, en las figuras 17 a 20, se representan diferentes integraciones de la información geológica y geofísica. Entre los aspectos primordiales que se deben analizar se encuentran el marco sedimentológico – estratigráfico y su asignación cronoestratigráfica y litofaciológica precisas; así como, la estructuración y evolución cinemática pre-tectónica y durante el proceso de la deformación tectónica. La historia de la subsidencia (Figura 17, gráfico inferior) es fundamental en la valoración de la evolución geodinámica, térmica y sedimentaria de la cuenca.

Otra herramienta esencial es la información sísmica, que será la base del conocimiento de las unidades cronoestratigráficas, su sucesión, calibración y estructuración; así como la distribución de litofacies. De esta manera, se construye el bloque 3D, base del modelado geológico-geoquímico; Figuras 18 a 20.

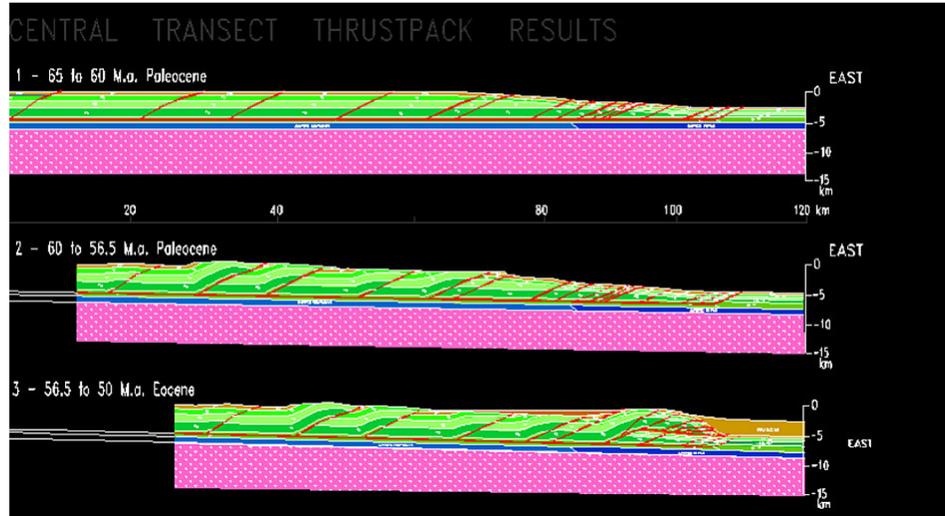


Figura 16.- Sección estructural desde el modelo del estado no deformado al estado tectónico final, tomando, además, en cuenta los procesos de erosión y depósito (sedimentación en color café claro) sincrónicos a la etapa de deformación tectónica compresiva. Realizado en el software Thrustpack de *Beicip-FranLab* del Instituto Francés del Petróleo.

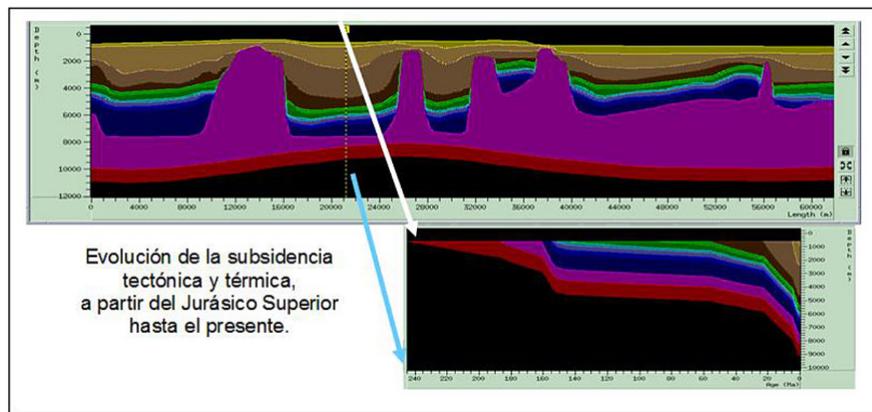


Figura 17. Modelo numérico de una sección geológica deformada tectónicamente (figura superior), y la gráfica de subsidencia durante el Jurásico Superior al Cuaternario, en la sección geológica mostrada por las flechas (figura inferior). Los horizontes en color azul y verde representan al Tithoniano y al Cretácico, respectivamente. Caso de estudio en la región del Kayab. Ortuño *et al.*, 1994.

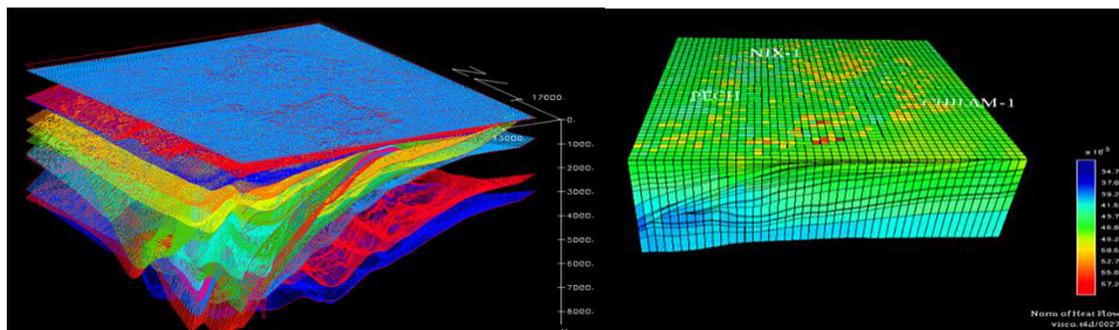


Figura 18. Las figuras muestran los resultados de la integración de la información geofísica de un cubo sísmico (figura izquierda) y su representación en un bloque-diagrama de asignación de las secuencias estratigráficas. Las secuencias estratigráficas están referidas cronoestratigráficamente y caracterizadas por sus propiedades litológicas, petrofísicas y faciologías. En los bloques tridimensionales está representada toda la columna sedimentaria, del Jurásico al Holoceno. Ejemplo del Área Akalan-Chilam, en la Región Marina de Campeche. Ortuño *et al.*, 2006.

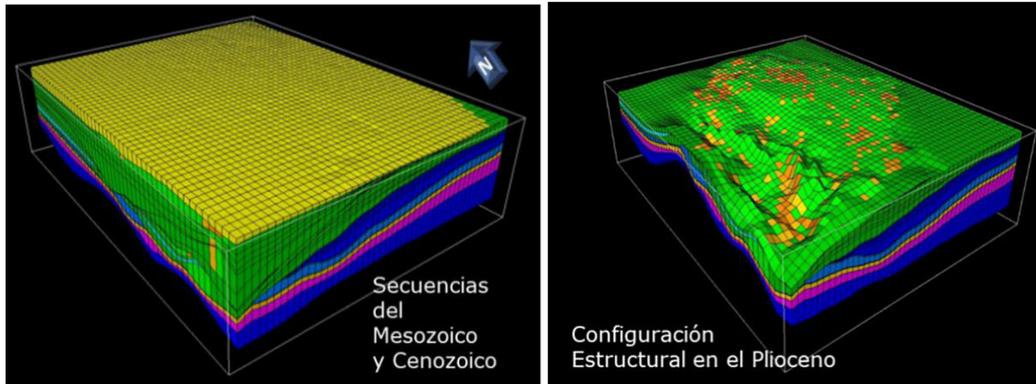


Figura 19.- Representación del bloque 3D en elementos finitos de la secuencia sedimentaria mesozoica-cenozoica (izquierda) y de la configuración estratigráfica-estructural durante el Plioceno. Caso de estudio en la región Akalan – Chilam. Ortuño *et al.*, 2004.

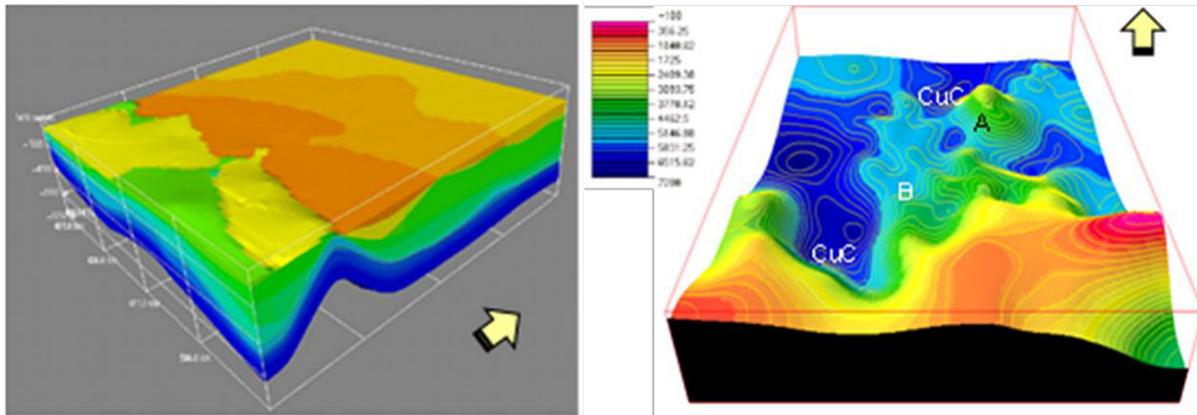


Figura 20. Modelo estratigráfico – estructural (izquierda) y configuración estructural de la cima del Cretácico Medio en las Cuencas del Sureste (derecha). Ambos modelos son numéricos y constituyen la base geológica (estratigráfica – estructural) preliminar para elaborar el modelado de sistemas petroleros. Los modelos se obtuvieron de los cubos sísmicos correspondientes. Ejemplo de la Región Chiapas – Tabasco, según Ortuño, A. F. *et al.*, 1998.

Distribución de temperaturas máximas de pirólisis ( $T_{máx}$ ). Las magnitudes de este parámetro pueden ser visualizados en los bloques 3D o en secciones geológicas. De esta forma se aprecia la distribución y posible evolución de las temperaturas máximas de pirólisis ( $T_{máx}$ ). En general, los valores más altos corresponden a las subcuencas más profundas, donde las condiciones térmicas permiten una madurez adecuada del kerógeno. La distribución de las magnitudes de  $T_{máx}$ , refleja la distribución de las zonas de mayor madurez en la roca generadora activa en cada cuenca sedimentaria analizada. Se muestra un ejemplo de estimación de  $T_{máx}$  a través de una sección geológica en la Figura 21. Los parámetros estimados se calibran con datos analíticos de laboratorio.

Todos los parámetros cuantificables de caracterización de las rocas generadoras, utilizados en el modelado, proceden de los análisis realizados en el laboratorio de geoquímica orgánica. Ellos constituyen la base de la calibración y ajuste en las iteraciones realizadas en los modelos numéricos. Realizar calibraciones de los parámetros geoquímicos permite precisar y robustecer los modelos numéricos.

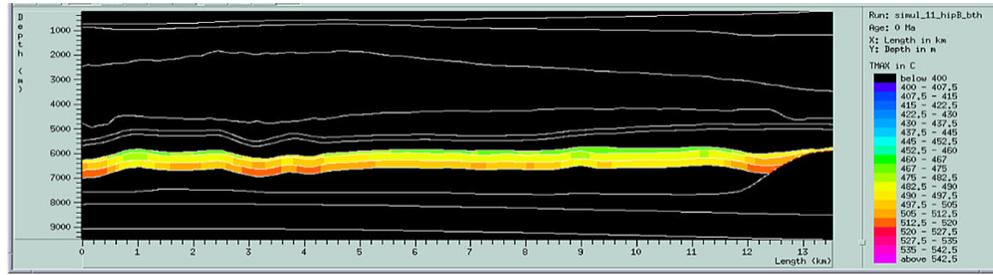


Figura 21. Magnitudes de temperatura máxima de pirólisis ( $T_{m\acute{a}x}$ ), variando de 475 a más de 500 °C (según la escala de colores adjunta); en el horizonte generador del Jurásico Superior (horizonte en color amarillo), a través de una sección geológica en la Región Marina de Campeche. Según Ortuño, A. S. *et al.*, 2004.

**Relación de transformación (RT).** La distribución de las magnitudes de este parámetro geoquímico permite ubicar las áreas de generación de hidrocarburos, lo cual responde a la evolución adecuada de la madurez del kerógeno. La generación de hidrocarburos comienza a ser efectiva a partir de valores de RT mayores a ciertos umbrales, 0.3 ó 0.4, según las características de riqueza orgánica y geoquímicas de cada intervalo generador en la roca fuente, según sus cambios de biofacies.

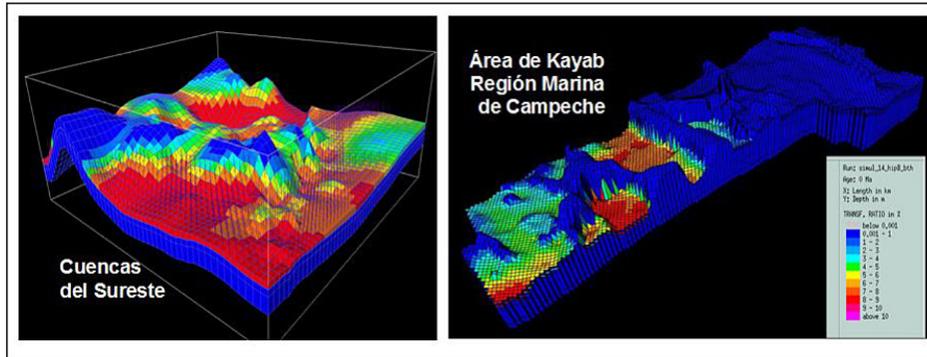


Figura 22. Relaciones de transformación (RT) cercanas a 0.8 – 0.9 en las rocas del Jurásico Superior (horizonte en color rojo), delimitando así, focos de generación en las subcuencas sedimentarias relativamente más profundas (áreas en color rojo). Según datos de Ortuño, A. F. *et al.*, 1998 y Ortuño A. S. *et al.*, 2004. Regiones Chiapas – Tabasco y Kayab, respectivamente.

En cuanto a la madurez térmica, las áreas con magnitudes de RT cercanas a 0.7 a 0.9 (color naranja-rojo), pueden ser consideradas como focos importantes de generación de hidrocarburos. Se observa que las áreas menos profundas o convexas (en verde y azul) tienen menos probabilidad de generar hidrocarburos, y exhiben condiciones de inmadurez térmica de la roca generadora (caso de las áreas en color azul, de topografía más elevada); *cf.* Figuras 22 y 23.

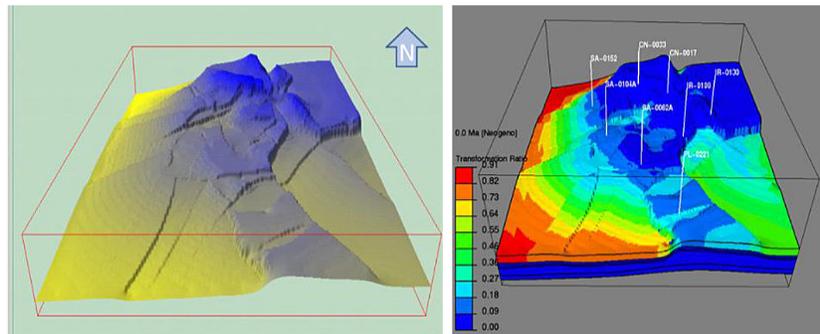


Figura 23.- Configuración estructural de la cima del Jurásico Superior en la región del Alto de Jalpa (figura izquierda); y la distribución de las RT, de la misma región (derecha). Es evidente la existencia de las mayores magnitudes de RT de maduración del kerógeno (color rojo), en la cuenca de Comalcalco; mientras que, en la cima, es inmaduro (color azul). Como hipótesis, la migración de hidrocarburos hacia el Alto de Jalpa, habría sido a partir de la cuenca de Comalcalco.

**Saturación de fluidos.** Este parámetro refleja el proceso de saturación de fluidos, cuando la madurez térmica alcanzada en la roca generadora obliga a la expulsión de los hidrocarburos. Se observa la distribución de la saturación de fluidos a través de la sección geológica de las Figuras 24 a 26.

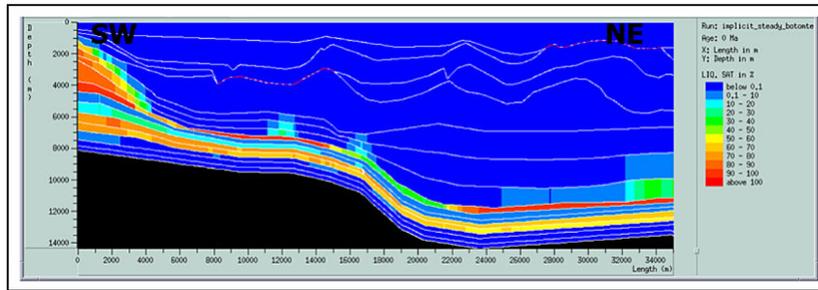


Figura 24. Distribución de saturación de fluidos (hidrocarburos), a partir de los horizontes generadores en el Jurásico Superior Tithoniano (nivel estratigráfico en color naranja), y su manifestación en los horizontes superiores del Cretácico en la Cuenca de Veracruz. La porción estratigráfica más elevada y más saturada en la parte izquierda corresponde al Frente Tectónico Sepultado, del Cretácico, en la región de Veracruz.

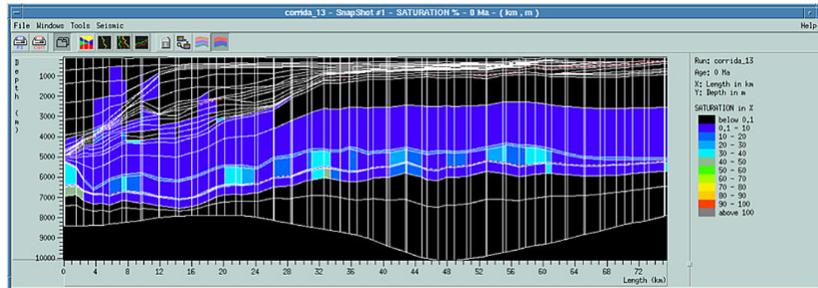
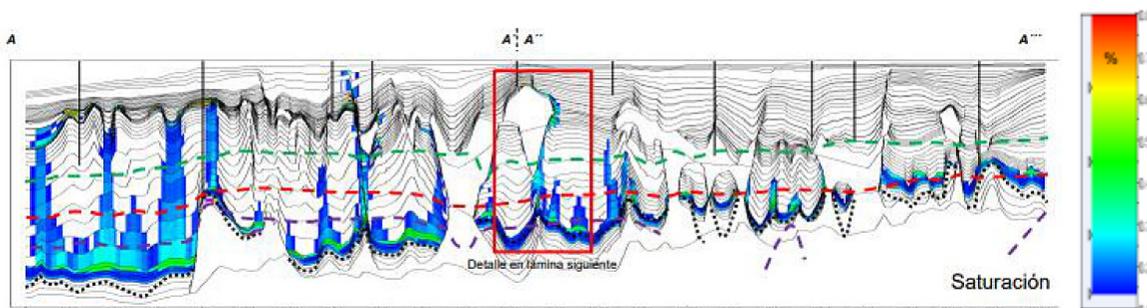


Figura 25. Patrón de saturación en las rocas sedimentarias de la sección Akalan – Plataforma de Yucatán. El nivel estratigráfico más inferior, en color azul, corresponde al Jurásico Superior (Tithoniano); es notoria la saturación de hidrocarburos en la sección estratigráfica superior (correspondiente al Cretácico y Cenozoico); asimismo, es posible constatar la presencia de hidrocarburos hacia la superficie del fondo marino actual. Ejemplo de la Región Akalan - Chilam.

En la Figura 24, los valores más altos de saturación (de 30 a 50%), permiten visualizar cierta dinámica de la migración primaria a partir de las rocas generadoras, o en la migración secundaria, alcanzando las rocas almacén, las cuales se sitúan en las partes más elevadas de la columna estratigráfica (parte izquierda de la imagen, colores rojo y anaranjado). Los valores de saturación en la Figura 25 son del 20 al 40%, en colores azules. Por otra parte, la saturación en la Figura 26, son medianos (en color azul).



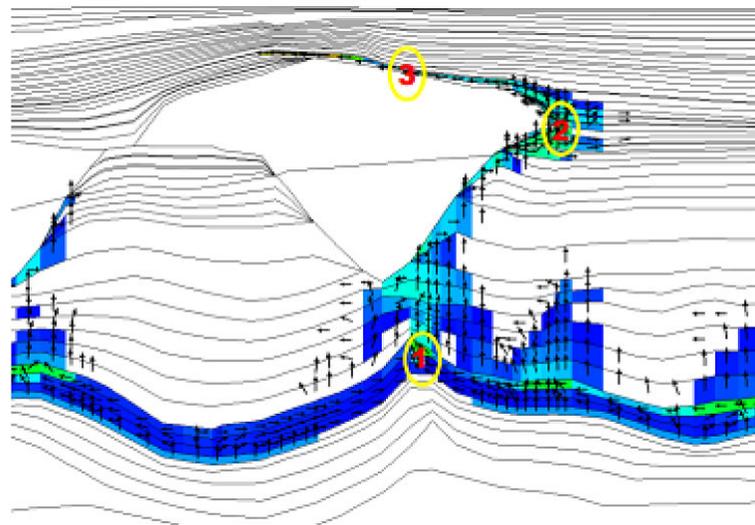


Figura 26.- Distribución de la saturación de hidrocarburos, según el modelado (figura superior); y detalle sobre su distribución alrededor de la estructura halocinética (figura inferior). La barra de colores indica el porcentaje de saturación de fluidos. Las flechas marcan las direcciones y las vías de migración de los hidrocarburos. Los horizontes en color azul correspondan a las rocas del Jurásico Superior, cuya madurez alcanzó la ventana de generación de aceite. Región meridional del Golfo de México. Se puede comparar esta figura con la Figura 15. Fuente CNH, Síntesis de las Cuenas del Sureste, Aguas someras.

**Reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ).** La estimación de las magnitudes de  $R_o$ , y su distribución, para las series sedimentarias en los modelos, es el resultado de la historia térmica a lo largo de las secuencias estratigráficas. Este parámetro es una indicación directa de la madurez alcanzada por el kerógeno. En la Figura 27 (figura de la derecha) se muestra la distribución de las magnitudes de  $R_o$ , junto a la distribución de temperaturas, a través de la serie sedimentaria en un bloque tridimensional del área de Kayab.

**Historia térmica.** Con respecto a los valores de temperatura que intervienen en la madurez de la materia orgánica, y que evalúa y provee el modelado numérico, se pueden mencionar el flujo de calor normal de la corteza, la distribución de las magnitudes de temperatura en las diferentes litofacies y los gradientes geotérmicos de cada región. La distribución de estos parámetros térmicos depende de las características de las rocas y sedimentos presentes en el conjunto estratigráfico y de los flujos originales de calor, según el marco geotectónico donde se encuentre la cuenca sedimentaria en cuestión; cf. Figura 27, del lado izquierdo. Los colores rojos en los bloques de esa figura representan altos niveles de temperatura, mientras que los azules corresponden a áreas de menor magnitud térmica.

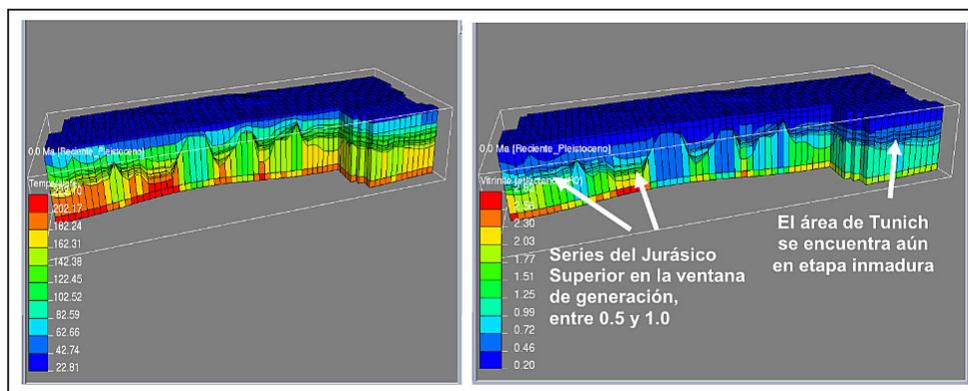


Figura 27. Distribución de magnitudes de temperatura (gráfico de la izquierda) y de Reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) en la derecha, en la región de Kayab. En los horizontes del Jurásico Superior se presentan temperaturas mayores a 100 °C; y valores de  $R_o$  cercanos a 1, por lo que se encuentran en condiciones de generar hidrocarburos. Según Ortuño A. S. et al., 2004.

La madurez térmica del kerógeno y la generación de hidrocarburos depende de los parámetros térmicos y la dinámica de la historia geológica. En ese sentido, se consideran determinantes, en general, los flujos de calor mayores de 40 mW/m<sup>2</sup> y las temperaturas mayores a 100 °C en las rocas que contienen facies orgánicas abundantes para definir la prospectividad petrolera. En la Figura 27 se muestra la distribución de temperatura en un bloque-diagrama tridimensional. Las intrusiones salinas (halocinésis) tendrían un efecto catalizador o retardador para la maduración del kerógeno<sup>69</sup>, según sus relaciones estructurales y de distribución con respecto a las rocas vecinas.

Migración de fluidos e hidrocarburos generados. Según la simulación numérica de las secciones geológicas, se puede visualizar el esquema de distribución de las rutas de migración de los fluidos inherentes a las diferentes litofacies involucradas. Entre los fluidos que migran ascendentemente, en general, se pueden mencionar los acuosos, relacionados a los fluidos de compactación en las diversas litologías, así como los fluidos relacionados con las diferentes fases de los hidrocarburos generados, y luego migrados a través de las rocas, cf. Figuras 28 y 29.

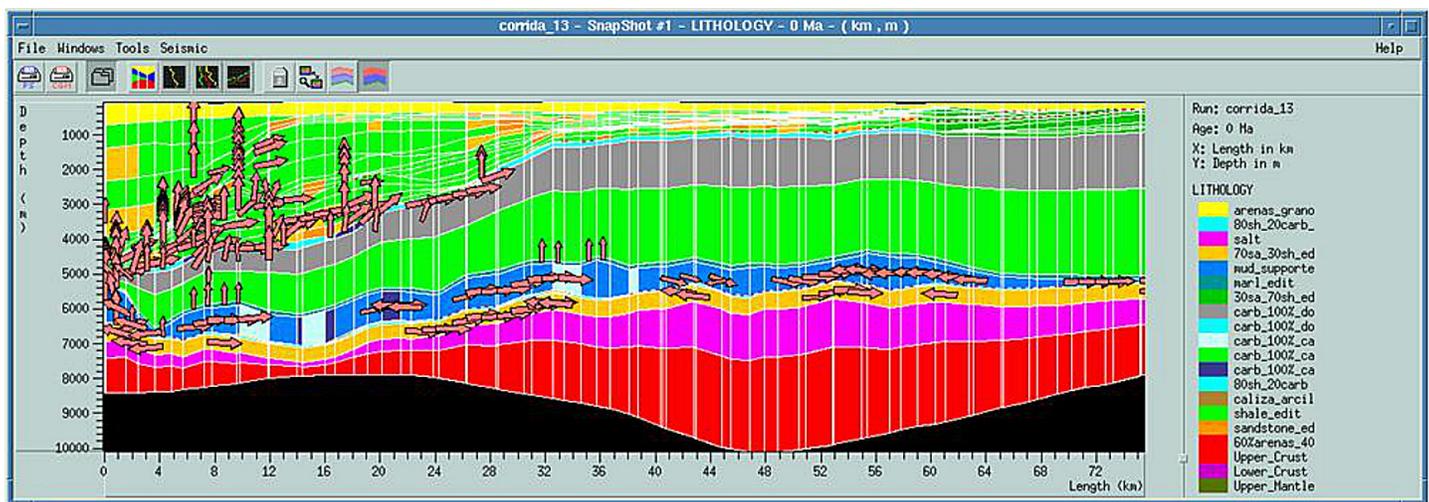


Figura 28. El gráfico muestra los patrones de migración de hidrocarburos a través de las series sedimentarias. Estos patrones de migración están definidos por las propiedades petrofísicas de las rocas y por la presencia de fallas en las mismas. El horizonte de color azul es el Tithoniano y el verde el Cretácico. Es posible constatar la llegada de los hidrocarburos (flechas en color rosa), hacia la serie sedimentaria del Cenozoico y hasta la superficie actual del fondo marino. Ejemplo de la Región Akalan - Chilam.

En la migración general de fluidos, los fluidos advectivos son los expelidos a causa del aumento de presión litostática, conforme aumenta la subsidencia de la serie sedimentaria en la cuenca. En general, los fluidos advectivos preceden a la migración de hidrocarburos, ya que corresponden a la fase centrífuga de la geodinámica de la cuenca sedimentaria (inicio de la etapa tectónica compresiva); en antelación al desarrollo de las fases tectónicas compresivas más intensas. Esta compactación es la causante de la disminución de los valores de la porosidad y permeabilidad de las rocas, y su consecuente transformación diagenética y, por tanto, de sus condiciones petrofísicas inherentes.

Por otra parte, los fluidos expulsados debido a la compactación litostática (o advectivos), siguen vías de migración determinadas, según las propiedades petrofísicas de las litologías y las barreras de permeabilidad existentes en cada sección geológica. Es notoria la dirección de salida de los fluidos a través de la serie jurásica –cretácica y, particularmente, en forma ascendente hacia las rocas sedimentarias cretácicas y cenozoicas (flechas rojas en la Figura 30, parte inferior). Este esquema permitiría pronosticar que la migración de hidrocarburos podría seguir un patrón similar, según las características hidrodinámicas de las litologías presentes.

<sup>69</sup> Stover, S. C., S. Ge, P. Weimer and B. C. McBride, 2001.- *The effects of salt evolution, structural development, and fault propagation on Late Mesozoic – Cenozoic oil migration: A two dimensional fluid-flow study along a megaregional profile in the northern Gulf of Mexico Basin*. AAPG Bulletin, v. 85, no. 11, pp. 1945-1966.

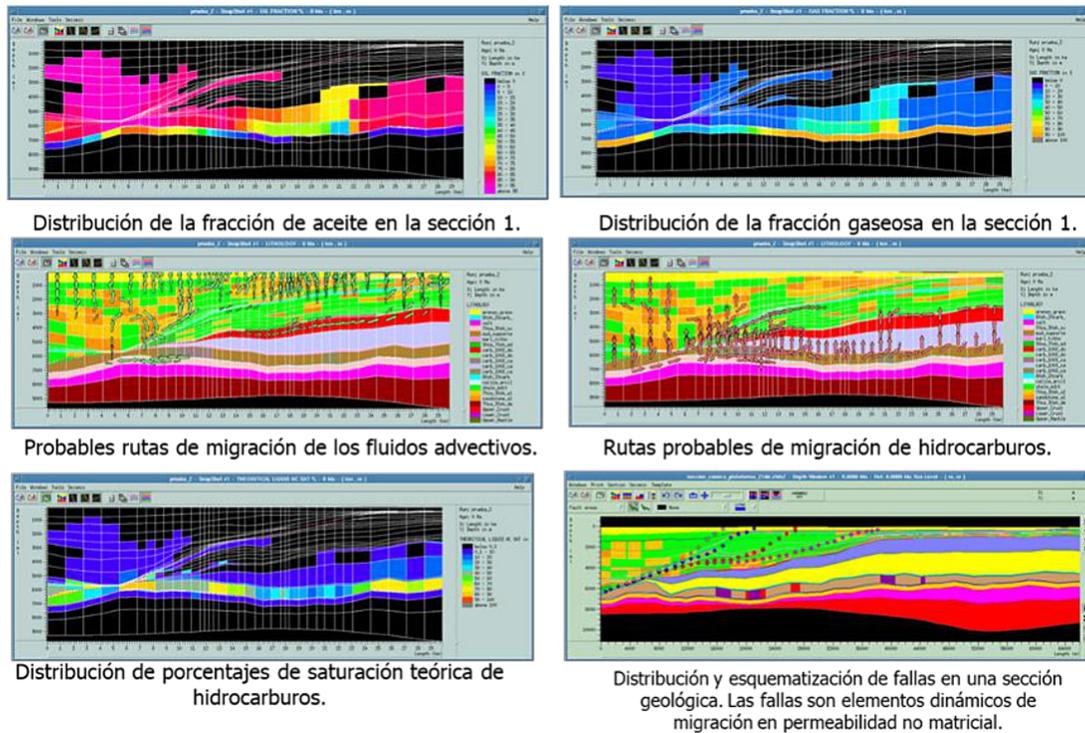


Figura 29.- Se muestran varios parámetros del modelado en secciones geológicas: saturación de aceite y gas; rutas de migración de fluidos advectivos e hidrocarburos; y de rutas de migración según la existencia de fallas normales. Secciones geológicas modeladas para la región de Akalan – Chilam.

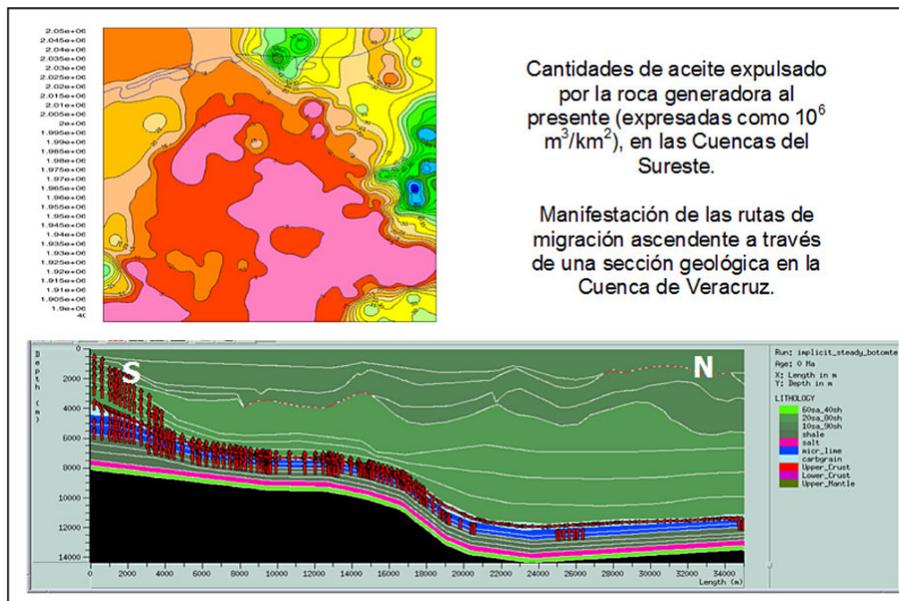


Figura 30. Visualización de los volúmenes de hidrocarburos generados en las cuencas del Sureste (mapa de la parte superior) y en la Cuenca de Veracruz (sección geológica). Además de la representación gráfica, es posible realizar la estimación cuantitativa de los hidrocarburos generados. Según datos de Ortuño A. F. *et al.*, 1998.

Además, incluso, los volúmenes de hidrocarburos generados en las rocas generadoras jurásicas, y luego migrados, pueden también ser estimados y visualizados (*cf.* Figura 30, superior). Las magnitudes se expresan en kg/t de roca generadora. También, a partir de la simulación de sistemas petroleros en secciones geológicas, se puede visualizar la distribución de las rutas de migración de los hidrocarburos generados, según las barreras de permeabilidad existentes a través de las diferentes litofacies que componen la serie sedimentaria presente.

Los regímenes de la presión litostática y porosidad. Particularmente, la estimación de las magnitudes (y su distribución) de porosidad y de presión litostática, generadas a través de las secuencias estratigráficas, son parámetros que pueden ser visualizados en las secciones y bloques modelados. Esas magnitudes dependerán ampliamente de las litofacies presentes y de los fenómenos de litificación, subsidencia y diagénesis. A menudo, en la vecindad de rocas generadoras del Jurásico, es posible constatar magnitudes de presión entre 40, o más de 70 MPa. (cf. Stover *et al.*, 2001<sup>70</sup>); como mencionan los autores sobre la influencia de grandes presiones (por ejemplo, más de 50 MPa). Esto influye en la migración de los hidrocarburos y las modalidades que pueda asumir.

Identificación de áreas de drene y jerarquización de prospectos. A partir del conocimiento de las rutas de migración en el modelo tridimensional integral (3D) realizado, es posible estimar y calcular las áreas de drene de los hidrocarburos en los horizontes o rocas almacén, *sensu stricto*. Efectivamente, la simulación numérica realizada sobre los horizontes almacén permite visualizar la configuración estructural de la cima de la unidad almacén; asimismo, cuantificar la capacidad hidráulica para atrapar la migración de hidrocarburos y, en fin, realizar la cuantificación de la capacidad volumétrica de las estructuras correspondientes a las áreas de drene.

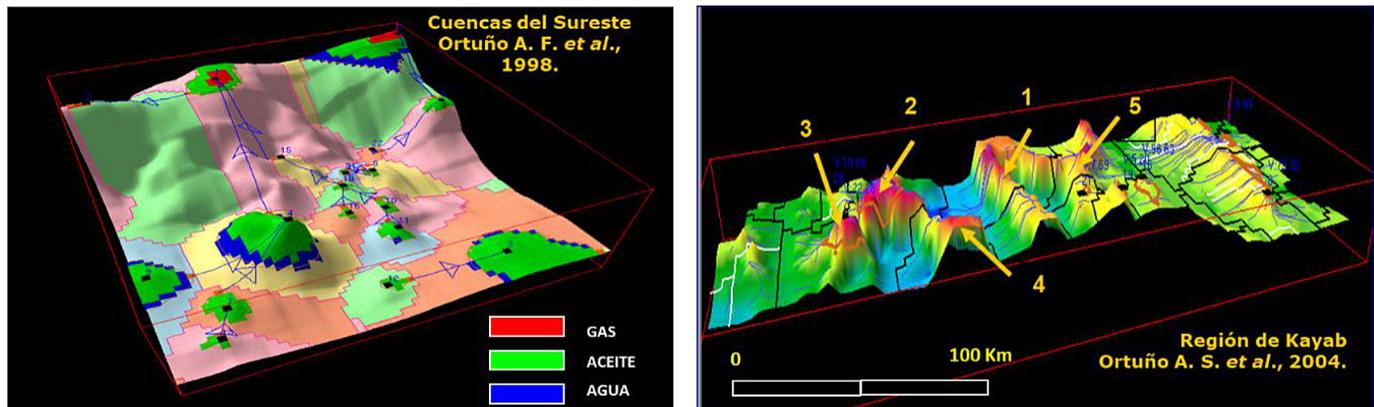


Figura 31. Configuración de áreas de drene en la cima del horizonte de rocas almacén (separadas por líneas quebradas en color rojo o negro). En cada área de drene pueden ser estimados los volúmenes de hidrocarburos fluyentes y atrapados en cada estructura anticlinal (cimas en color verde en la figura izquierda y en color rojo en la figura derecha). Los números del 1 al 5 indican una jerarquización de importancia petrolera en función de la historia geológica de cada estructura. Ejemplos de las cuencas del Sureste y del área Kayab.

En los ejemplos de la Figura 31, se muestra la división de áreas de drene en las estructuras almacén; los vectores azules señalan las rutas de ascenso de los fluidos de hidrocarburos hacia la cúspide de las estructuras, por lo que éstas serán llenadas.

A partir de la diferenciación de las áreas de drene y de la estimación de los volúmenes entrampados, se puede establecer la jerarquización de los prospectos interesantes desde el punto de vista petrolero y económico: por los volúmenes almacenados; el menor riesgo geológico; y los tipos de trampas existentes. Un caso de jerarquización de prospectos de interés petrolero se muestra en la Figura 32, en la cual se distinguen tres áreas de riesgo exploratorio: riesgo bajo, medio y alto. Las jerarquizaciones del riesgo geológico establecidas constituyen la base para llevar a cabo actividades de perforación de pozos, de levantamiento sísmico de detalle, y cualquier otra actividad de detalle estratigráfico, estructural y tectónico. Asimismo, para efectuar trabajos de detalle geoquímico y de modelado de madurez térmica de la roca generadora; o para efectuar síntesis regionales en provincias petroleras.

<sup>70</sup> Stover, S. C., *et al.*, *Ibidem*, pp. 1945-1966.

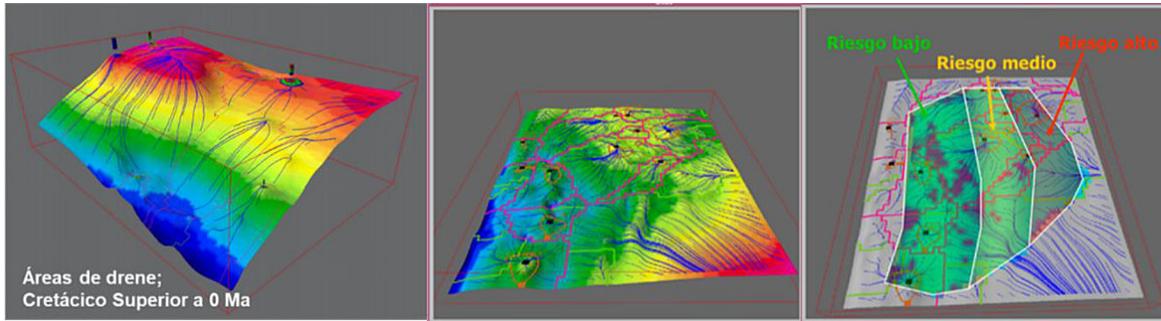


Figura 32. Áreas de drene de hidrocarburos en las rocas del Cretácico, en la región de Akalán-Chilam. Estas líneas de drene obedecen a la distribución de las propiedades petrofísicas de las rocas (en este caso de los desarrollos oolíticos en rocas de plataforma carbonatada de Yucatán). Las áreas en color indican el grado de riesgo exploratorio según la distribución de las áreas de drene y los posibles entrapamientos de hidrocarburos.

Un esquema integrador (visualizado en una sección geológica), es mostrado en la Figura 33, donde se puede apreciar el sistema petrolero en el área del borde de la Plataforma de Córdoba y la Cuenca de Veracruz. Las fuentes de generación de hidrocarburos se encuentran en las series sedimentarias del Jurásico Superior (Tithoniano), en paleoambientes marinos profundos (secuencias gris y azul), en la cuenca de Veracruz; las rocas carbonatadas de plataforma del Cretácico (color crema y verde, KO y KG, formaciones Orizaba y Guzmantla), poseen excelentes características petrofísicas como rocas almacén. Y las series arcillosas, del Paleoceno (Formación Velasco), constituyen las rocas sello. Por otra parte, los procesos de expulsión, migración y entrapamiento de hidrocarburos ocurren sincrónicamente con la geodinámica del área: deformación tectónica compresiva (formación de plegamientos por flexión de falla, propagación y despegue), levantamiento orogénico y subsidencia de la cuenca de Veracruz. La síntesis de la sincronía de los elementos y procesos del sistema petrolero se muestra en la Figura 34, como eventos geológicos probabilísticos que conducen a la existencia de yacimientos. En esta síntesis conceptual, son esenciales la caracterización y el modelado de los elementos y procesos del sistema petrolero, analizados y relacionados a toda la historia geodinámica de una cuenca sedimentaria.

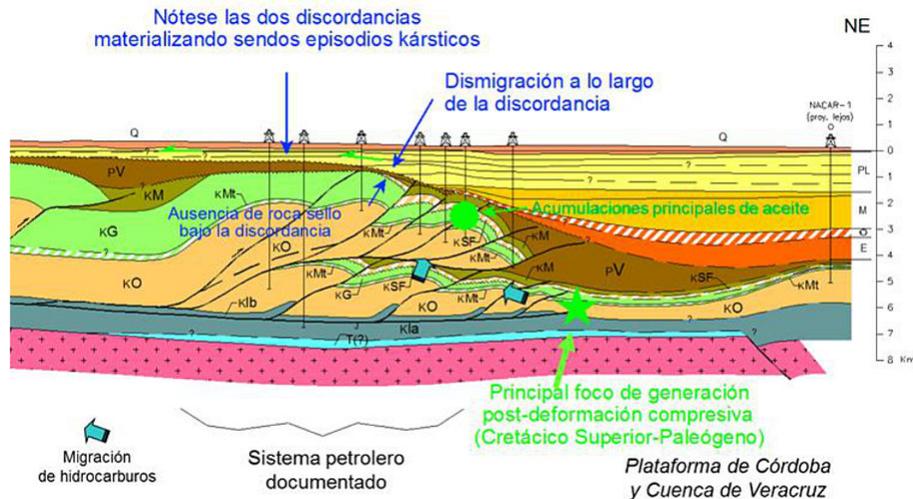


Figura 33. Sección estructural presentando los elementos y procesos, como resultado del modelado y caracterización, del sistema petrolero en la Plataforma de Córdoba y la Cuenca de Veracruz. La fuente de generación de hidrocarburos es la cuenca profunda en la serie del Jurásico Superior; las rocas almacén son las series carbonatadas del Cretácico; y las rocas sello corresponden las series arcillosas del Paleoceno, (según Ortuño *et al.*, 1999).

Sincronía de elementos y procesos de los sistemas petroleros. En síntesis, la evolución y la existencia concomitante de los elementos (rocas generadoras, almacén, trampa – sello, conjunto sedimentario subsidente) y de los procesos (generación, expulsión, migración y formación de trampas) de un sistema petrolero, son factores geológicos

fundamentales para propiciar la existencia de yacimientos de hidrocarburos. Desde luego, su historia se inscribe en la evolución de una cuenca sedimentaria propicia desde el punto de vista geodinámico.

En resumen, estas situaciones correlativas y probabilísticas, que inciden en el tiempo geológico, aluden a la estimación de la sincronía entre elementos y procesos del sistema petrolero. La integración conceptual y dinámica del sistema petrolero constituye ahora el análisis esencial en la exploración, tanto para la evaluación del potencial, como para la incorporación de reservas de hidrocarburos (cf. Figura 34). En esta síntesis, y el modelado correspondiente, es factible estimar el riesgo exploratorio en la evaluación del potencial y en la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos en las diferentes fases de las actividades exploratorias, e incluso, en la planeación del desarrollo de campos petroleros. En conclusión, esta síntesis metodológica, constituye un procedimiento riguroso, y de última generación, en la ciencia y tecnología petroleras en el mundo. Su vigencia y eficacia está demostrada, y se constituye en un paradigma científico innovador.

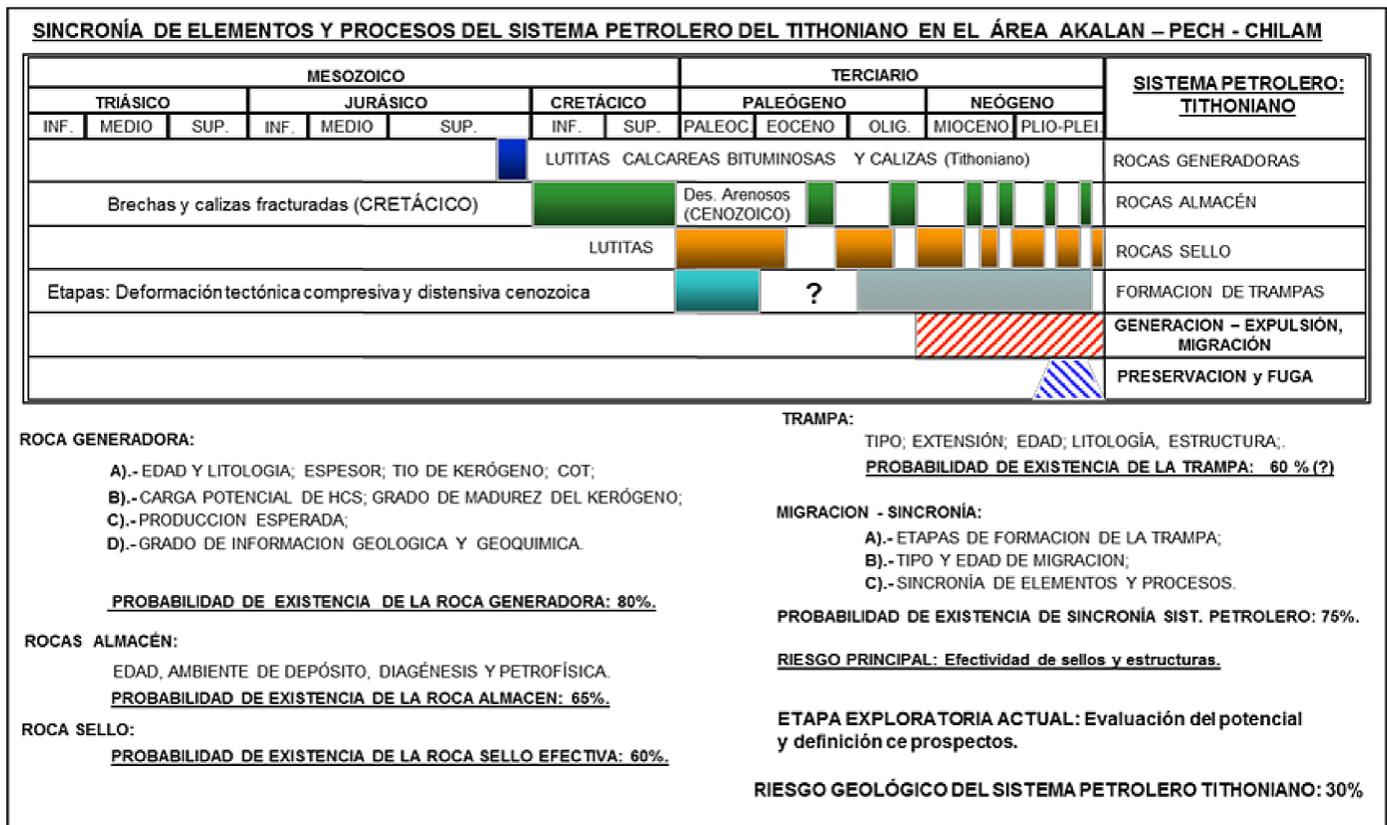


Figura 34. Tabla-resumen de la integración y sincronía del sistema petrolero en la Región Marina, a título de ejemplo general. Se ubican, en la escala del tiempo geológico, los elementos y procesos del sistema petrolero, así como su calificación y caracterización geológica petrolera. La integración de todas estas variables permite estimar el riesgo geológico del sistema petrolero; que en este caso es 30%.

## 6. CONCLUSIONES

Los diversos aspectos tratados en este breve ensayo, sobre la metodología integral de la caracterización y el modelado numérico de sistemas petroleros, permiten abordar una conclusión general, la cual comporta dos aspectos: primeramente, el de carácter temático y, seguidamente el metodológico. Éstos, son los siguientes:

**A.- Aspectos temáticos:** se pueden enumerar los beneficios siguientes:

a.- Es posible, y viable, realizar la integración de toda la información geológica y geodinámica de la cuenca sedimentaria en estudio, tomando en cuenta todos los factores sedimentológicos, cronoestratigráficos, estructurales, tectónicos y de

la historia térmica; este procedimiento constituye una herramienta científica y tecnológica eficiente en la exploración y evaluación petrolera;

b.- Además, realizar la construcción de modelo integral del sistema petrolero, involucrando, e interrelacionando, sus variables específicas con los factores geológicos y geodinámicos de la cuenca sedimentaria, en una sola entidad, como lo es el software de modelado. Esto significa que, en un modelo integral, dinámico y conceptual, se involucren todas las variables cuantificables y cualidades ponderables que intervienen en el fenómeno geológico y geoquímico de la existencia de hidrocarburos;

c.- Asimismo, la obtención de múltiples resultados y soluciones de los proyectos estudiados por el modelado numérico, permitieron establecer las estrategias de exploración (*v. gr.* perforación de nuevos pozos y campañas de levantamiento sísmico), en las áreas de Kayab y Akalan - Chilam; siendo posible establecer los focos de generación de hidrocarburos del Jurásico Superior, la madurez del kerógeno, las rutas de migración a través de la columna sedimentaria mesozoica y cenozoica, y los entrapamientos probables de hidrocarburos. También, es posible hacer la cuantificación de los volúmenes de hidrocarburos en las cúspides de las áreas de drene;

d.- Similarmente, en los estudios de las cuencas del Sureste y cuenca de Veracruz, se efectuaron estudios de detalle para la caracterización de sus sistemas petroleros. El discernimiento más preciso del alcance cronoestratigráfico y geológico-geográfico de sus sistemas petroleros, hizo posible discernir, con más claridad, las nuevas estrategias exploratorias de detalle en estos campos antiguos, que se encuentran en proceso de declinación de sus reservas. Concerniente al caso de la Región Marina de Campeche, se estableció la importancia de las cuencas de Comalcalco y Macuspana como fuentes de generación y su migración hacia el Alto Reforma - Jalpa (campos de Samaria); precisando, además, los rangos de madurez del kerógeno. Y finalmente, con respecto a la región de Veracruz, el gran foco generador se ubicó en la depresión cenozoica denominada cuenca de Veracruz (*sensu stricto*); las rutas de migración alimentaron los yacimientos del Frente Tectónico Sepultado, donde actualmente existen varios campos en explotación.

#### **B.- Aspectos metodológicos, discerniendo los siguientes aspectos:**

a.- Los beneficios de la metodología llevada a cabo, se materializaron en el ahorro de recursos materiales y económicos (previamente a la documentación localizaciones y de utilización de nuevas inversiones en perforación exploratoria). Por otra parte, también fue benéfico en cuanto a la rapidez y factibilidad de efectuar estimaciones integrales de recursos de hidrocarburos. Además, los beneficios se materializaron en facilitar el análisis y planteamiento de hipótesis y vías teóricas para explicar los factores probabilísticos de los fenómenos geológicos conducentes a la existencia, o inexistencia, de acumulaciones de hidrocarburos económicamente viables;

b.- La viabilidad metodológica del modelado, en cuanto a sus beneficios del poder de resolución, permite instrumentar este tipo de estudios, tanto en áreas tradicionales bien estudiadas y conocidas, como en las áreas frontera nuevas de poco conocimiento geológico-petrolero; ya sea en tierra y, particularmente, hacia las regiones marinas someras y en aguas profundas. Sus beneficios son tangibles en evaluaciones del potencial petrolero de carácter regional, local y de detalle en áreas de desarrollo de campos;

c.- Y, en fin, la elaboración de modelos numéricos de los sistemas petroleros coadyuva a la concepción y visualización, de manera más precisa, en el espacio y en el tiempo geológico, de los parámetros y la dinámica que actúan en la existencia y distribución de los yacimientos. Este conocimiento metodológico integrador, permite definir estrategias de exploración y de incorporación de nuevas reservas, disminuyendo el riesgo geológico y sus factores contingentes. Las contingencias del riesgo geológico constituyen un factor de encarecimiento del proceso exploratorio y, por ende, del incremento de los productos extraídos de los yacimientos.

Las ciencias han logrado, en sus respectivos dominios, conocimientos impresionantemente ciertos y universalmente aceptados por la comunidad científica, y probados por sus innumerables y eficientes aplicaciones. Análogamente, en las ciencias de la Tierra, también se han tenido desarrollos revolucionarios del conocimiento, como el discernimiento del

interior de la Tierra, la geotectónica global, la geodinámica de cuencas sedimentarias y la dinámica de los procesos de los sistemas petroleros. En resumen, en la integración metodológica para el conocimiento del sistema Tierra, la aplicación de la modelización asegura un significativo rigor científico de gran utilidad para discernir y descubrir la esencia de los fenómenos geológicos, frente a la inteligibilidad y complejidad del mundo, con una visión integradora, indeterminista y probabilística más eficiente.

***Verba volant, scripta manent.***

*Las palabras vuelan, los escritos quedan.*

***Veritatis simplex oratio est.***

*El lenguaje de la verdad es sencillo.*

#### **Salvador Ortuño Arzate**, Semblanza sucinta



Profesor titular en la Escuela Militar de Ingenieros de la Rectoría del Ejército y la Fuerza Aérea; y en la Facultad de Ingeniería de la UNAM; en asignaturas de Ciencias de la Tierra; Consultor independiente en temas de Geología y exploración petrolera.

Ha sido investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo por más de veinticinco años; y en el *Institut Français du Pétrole*, desempeñándose como investigador huésped (*“Visiteur scientifique”*), para el desarrollo de proyectos de investigación y uso de nuevas tecnologías de modelado geológico, caracterización de sistemas petroleros, métodos de exploración petrolera, yacimientos naturalmente fracturados y teledetección aeroespacial aplicada a la exploración de recursos petroleros.

<https://www.researchgate.net/scientific-contributions/Salvador-Ortuno-Arzate-74472572>

Asimismo, ha publicado libros y artículos técnicos, v. gr. *“El Mundo del Petróleo”*. FCE, 2009; *“La seguridad energética como elemento de la seguridad nacional”*, *“Perspectivas petroleras de México”*; *“¿Cuándo se agotará el petróleo?”*; *“Campos maduros, retos difíciles”*; y *“Chicontepec: dilata técnico y político”*.

Ejerce la pintura al óleo, como reflejo de la maravilla estética de la naturaleza y la Geología del planeta.



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