

SUPLEMENTO  
DICIEMBRE

2021



# MAYA

REVISTA DE GEOCIENCIAS



Edición Especial



# MAYAYA

## 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 cual 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 desean participar o contribuir con algún manuscrito, por favor comuníquense 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.*

**Portada de la revista:** Diques de basalto cortando roca piroclástica en Isla Isabela de los Galapagos. Fotografía de Joshua Rosenfeld.

**Revista Maya:** Revista Maya de Geociencias was originally created with the aim of supporting students and young professionals in the earth sciences, as well as the geoscience communities of the Americas.

The fundamental conception was a magazine that would cover a wide range of earth science themes with a general focus on the western hemisphere for an audience with varied experience in geology and related disciplines. The Magazine is independent and not associated with any geological society or investigative institution, although informal connections have been established with geoscientific associations around the world.

The Revista is prepared by four editors and six collaborators, all volunteers, who are responsible for the compilation, organization and presentation design of the information. It is published monthly with contributions in either Spanish and English.

The RMG is distributed by electronic mail, LinkedIn and Facebook, and plans exist for a webpage where the geoscience community can download the Revista in the future.

The Revista Maya de Geociencias (RMG) includes, among other topics, a section entitled "Geological Notes" wherein manuscripts sent by geoscientists from different parts of the world are published.

With this issue, eight numbers of the Magazine have been distributed and it has achieved wide acceptance by our readers, with a flow of contributions for future issues. Contributions and commentary for the editors are always welcome.

# 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.

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

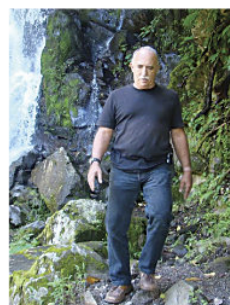
# COLABORADORES



**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)



**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.

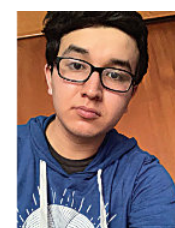
[rodriguez.arteaga@gmail.com](mailto:rodriguez.arteaga@gmail.com)



**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)

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



La presente Edición Especial de la Revista Maya de Geociencias, la tercera que damos a la consideración de los lectores, la dedicamos a dos estudios sobre temas de gran importancia en la economía del mundo de hoy, la exploración de los sistemas petroleros y de los depósitos minerales metálicos.

Los productos que se extraen de los objetivos encontrados resultantes de ambas exploraciones y los métodos de su explotación y empleo en la industria son un capítulo base de nuestra civilización tecnológica.

Por el momento, a pesar de la conciencia ambiental y su clamor por la conservación de nuestro medio, no se encuentra a nuestro alcance el prescindir del empleo de las materias primas minerales y energéticas. Una breve sentencia, muy conocida de los prospectores reza: Lo que no se cultiva se extrae de una mina.

Mientras nuestra ciencia se encuentra aún lejos de la solución de tan duro apotegma tendremos que seguir explorando en la búsqueda de los recursos que satisfagan las necesidades de la humanidad.

Demetrio Santa María y Humberto Álvarez Sánchez son geólogos con decenios de experiencia en la práctica de sus especialidades. Sus trabajos, que aquí presentamos, con seguridad serán de gran utilidad a los profesionales de la prospección geológica, a los promotores de proyectos y también a los estudiantes que inician su orientación hacia alguno de los temas tratados.

Los correos electrónicos de los autores se ponen a la disposición de la comunidad de geociencias, para consultas, críticas o información adicional. Con seguridad serán atendidas.

## Los Editores

The present Special Edition of the Maya Journal of Geosciences, the third for the consideration of our readers, is devoted to two studies on subjects of great importance in today's world economy, the exploration of petroleum systems and of metallic mineral deposits. The products extracted from the targets found as a result of both explorations and the methods of their exploitation and use in industry are a basic chapter of our technological civilization.

For the time being, despite environmental awareness and its clamour for the preservation of our environment, it is not within our reach to dispense with the use of mineral and energy raw materials. There is a short saying, well known to prospectors: What is not cultivated is extracted from a mine.

While our science is still far from the solution of such a harsh apothegm, we will have to continue to explore in search of the resources that will satisfy the needs of mankind.

Demetrio Santa María and Humberto Alvarez Sanchez are geologists with decades of experience in the practice of their specialities. Their work, which we present here, will certainly be of great use to professionals in geological prospecting, to project promoters and also to students who are beginning their orientation towards one of the subjects dealt with.

The authors' e-mail addresses are made available to the geoscience community for queries, criticisms or additional information. They will certainly be answered.

## The Editors

## El modelado de los sistemas petroleros: una revisión

Demetrio M. Santamaría Orozco

[santamade59@gmail.com](mailto:santamade59@gmail.com)

Facultad de Ingeniería de la UNAM

### Resumen

El concepto de sistema petrolero comienza en 1980 y cuatro décadas más tarde se convierte en una herramienta informática muy poderosa y utilizada por la mayoría de las compañías petroleras para representar la historia y evolución de los hidrocarburos en una cuenca sedimentaria desde su origen hasta la trampa. Esta incluye todos los elementos necesarios para la formación de petróleo y gas, tales como: rocas generadoras, vías de migración y rocas portadoras, rocas almacén, trampas y sellos, así como los procesos que interactuaron durante esa evolución: generación, expulsión, migración, entrapamiento, preservación y degradación o destrucción. Todos ellos con una sincronía tal, que dé lugar a la formación y almacenamiento de los hidrocarburos. La herramienta también integra información de varias disciplinas; geología, geofísica, geoquímica, biología, matemáticas, etc., así como de ingeniería petrolera. El sistema petrolero y los *plays* se interpretan y representan a través de modelos 1D, 2D y 3D que reconstruyen como pueden estar distribuidos y concentrados los hidrocarburos en el subsuelo. A través de estos modelados es posible visualizar y comprender si hay o no petróleo o gas en áreas frontera y estimar cuánto potencial petrolero podrían almacenar esas áreas, o predecir si las trampas están cargadas y que tipo de petróleo o gas tienen, lo que significa aplicar la integración de las disciplinas mencionadas junto con la probabilidad para reducir el grado de incertidumbre. Además, el flujo de trabajo se ha ido perfeccionando y esta herramienta se aplica cada vez más en la toma de decisiones en cualquier etapa de la exploración. Por lo que, se ha convertido en una pieza clave para disminuir los riesgos; exploratorio, geológico y económico. Mas recientemente, se ha incorporado otras técnicas, como la inteligencia artificial y el aprendizaje automático que incorporan millones de datos en cada procesado del modelado, haciendo cálculos y estimaciones más precisas sobre la formación y transformación de los hidrocarburos y las simulaciones matemáticas las hace cada vez en menor tiempo. Finalmente, las rocas generadoras se consideran ahora verdaderos sistemas petroleros y son uno de los llamados recursos no convencionales.

**Palabras clave:** Sistema Petrolero, flujo de trabajo, petróleo, gas, modelado, inteligencia artificial, aprendizaje automático.

### Abstract

The petroleum system concept began in 1980 and four decades later it became a very powerful computer tool used by most oil companies to show the hydrocarbons history and evolution in a sedimentary basin, from source to trap. This includes all the elements necessary for oil and gas formation, such as: source rock, migration paths and carrier rocks, reservoir rock, trap, and seal, as well as the processes that interacted during this evolution: generation, expulsion, migration, accumulation, preservation and degradation or destruction. All of them with a synchronization such that it gives rise to the formation and storage of hydrocarbons. The tool also integrates information from various disciplines, geology, geophysics, geochemistry, biology, mathematics, etc., in addition petroleum engineering. The petroleum

systems and the plays are interpreted and represented through 1D, 2D and 3D models that reconstruct how the hydrocarbons can be distributed and concentrated in the subsurface. Through these modeling it is possible to visualize and understand if or not oil or gas there, or in border areas and how much oil potential those areas could store, if the traps were charged, and what type of oil or gas they have this means, which means applying the integration of the disciplines together with probability to reduce the degree of uncertainty. Furthermore, the workflow has been improved and this tool is increasingly applied in decision-making at any stage of the exploration. Therefore, it has become a key piece that reduces risks; exploratory, geological, and economic. More recently, other techniques have been incorporated, such as artificial intelligence and machine learning that incorporate big data in each modeling process, making more precise calculations and estimates on the hydrocarbon formation and transformation, and mathematical simulations are made every time in less time. Finally, source rocks are now considered true petroleum systems and are one of the so-called unconventional resources.

**Keywords:** *Petroleum System, workflow, oil, gas, modeling, artificial intelligence, machine learning.*

## Introducción

Los avances del conocimiento sobre algunos recursos naturales de la tierra son muy dinámicos. En primera instancia se trata de resolver ¿Por qué son o han sido utilizados por el hombre y después cómo fue su historia y evolución en la tierra? Todo esto dependerá de las necesidades que vaya descubriendo o requiriendo el ser humano del recurso y su diversos usos y aplicaciones, así como de la riqueza y seguridad que aporte tales usos para un individuo, una empresa, un país o el mundo entero. También, dependerá de las propias investigaciones y publicaciones durante el avance científico y tecnológico de cada una de las disciplinas que intervienen para su exploración, explotación, transformación y aplicación, encima del grado de entendimiento de las regiones donde se encuentre en abundancia, entre otros factores más. En la actualidad, la producción y aplicación del recurso depende, no sólo de la oferta y demanda, sino también de su sustentabilidad y de la poca o mucha afectación al medio ambiente, ya sea por la contaminación o el cambio climático, más aún, por el instante o época en que se requiera, para satisfacer las necesidades en alguna emergencia por un determinado grupo de personas, una nación o toda la humanidad.

Para el caso de los combustibles fósiles, hoy en día son cada vez más usados o requeridos y, por ende, hay un incremento de recursos económicos expuestos para toda su cadena de valor. De ahí que se ha invertido muchísimo dinero en zonas geográficas-geológicas cada vez más complicadas y de difícil acceso, como, por ejemplo: las aguas profundas de los océanos, zonas con tectónica muy compleja o zonas con fuertes deformaciones de cuerpos evaporíticos, por citar algunos. Paradójicamente, al mismo tiempo se están tratando de sustituir los combustibles fósiles con energías renovables y de preferencia "limpias" para no dañar tanto al medio ambiente.

En particular, el origen y formación del petróleo ha sido causa de una gran polémica en la comunidad científica desde hace décadas, pues ha generado debates año tras año. No obstante, las hipótesis se han ido agrupando y en general han coincidido en un origen orgánico, mientras que, las teorías sobre su formación frecuentemente han sido atribuidas a las transformaciones de antiguos restos orgánicos contenidos en rocas sedimentarias al sufrir un aumento de temperatura a través de largos periodos de tiempo (Welte y Yukler, 1981).

Grandes cantidades de materia orgánica (MO) se producen y se depositan diariamente en nuestro planeta y se han depositado y acumulado junto con enormes cantidades de sedimentos inorgánicos durante cientos de millones de años. Aunque esa MO no siempre se preserva, pues la mayoría se ha oxidado, sin embargo, existen ciertos horizontes estratigráficos, que contienen grandes cantidades de MO y estos se distribuyen en algunos lugares del planeta. Dichos

horizontes están caracterizados por haber sido depositados en ambientes acuáticos (continentales, transicionales y marinos), con baja hidrodinámica y asociados casi siempre a condiciones anóxicas, reductoras, relacionados en muchas ocasiones con cambios climáticos globales, y en algunas épocas asociados a procesos de eutrofización y vulcanismo.

Cuando la MO se deposita en una cuenca sedimentaria sufre modificaciones, en la mayoría de los casos, por cambios en sus condiciones termodinámicas originales (presión, volumen y temperatura), tan sólo con el enterramiento que soportan por el depósito de sedimentos más jóvenes que, primero los cubren y después los van sepultando cada vez más y más, durante varios millones de años, aunado a los procesos geológicos naturales a los que, de manera ineludible se ven sometidos (diagenéticos, plegamientos, fallamientos, etc.).

Por otra parte, entender ¿Cómo y Por qué se formaron los hidrocarburos? Ha dado pauta a una serie de estudios que se han ido aglutinando en el llamado "**Sistema Petrolero**", el cual se originó como un concepto y posteriormente fue evolucionando hasta ser considerada una poderosa herramienta de trabajo que, integra y aglutina mucha información geológica, geofísica, geoquímica y de otras disciplinas. Esta herramienta describe y sintetiza muchas características del trabajo colectivo. Asimismo, se integra al modelado geológico que, está apoyado a su vez, con sistemas de cómputo muy robustos y de alta velocidad, con programas informáticos eficientes que, hacen una simulación de lo que ocurrió en el subsuelo a lo largo de millones de años, en unas pocas horas. Esto, a través de algoritmos que, manejan grandes cantidades de datos e informaciones que permiten una comprensión sin precedentes de los enlaces que guardan procesos geológicos completos, además, detectan rápida y cuantitativamente algunas inconsistencias o incertidumbres. Actualmente, esta herramienta de trabajo se sostiene en bases informáticas y en muchas ocasiones es indispensable durante las distintas etapas de exploración en la mayoría de las empresas petroleras, ya sea operadoras o de servicio.

## Antecedentes

Antes de los años 70 no se mencionaron conceptos específicos que establecieran la relación entre las rocas generadoras y el petróleo (Welte, 1966). Fue hasta que (Dow, 1974), introdujo el término "sistema de aceite" para tratar de explicar cómo y por qué se forma el petróleo en el subsuelo, posteriormente (Perrodon, 1980) acuñó el término "sistema petrolero", luego (Maissner et al., 1984) propusieron la "máquina de hidrocarburos". Sin embargo, a finales de los ochenta y principios de los noventa la mayoría de los exploradores coinciden en utilizar el término "Sistema Petrolero" (Magoon (1987, 1988, 1992; Demaison y Huizinga, 1991). Tres años después se publica la Memoria 60 de la AMGP "El Sistema Petrolero desde la fuente hasta la trampa" (editado por Magoon y Dow, 1994), donde se hace un compendio de trabajos de los especialistas más notables de esa época, sobre geología estructural, geoquímica orgánica y otros temas relacionados. Posteriormente el concepto se aplica cuantitativamente con el "sistemas petroleros totales" (TPS) (Magoon y Schmoker, 2000). Nueve años después tal término siguió desarrollándose, pero se promovió la integración multidisciplinaria. Así, los estudios se complementaron con modelados de cuencas (Al-Hajeri et al., 2009), además, no sólo se tomó en cuenta a los datos de las geociencias, sino también se complementaron con matemáticas, análisis cuantitativos, y se incorporaron muchos principios y leyes fisicoquímicas (Hantschel y Kauerauf, 2009). Cabe destacar que, en la Conferencia Hedberg de 2016 en Santa Barbara, Cal. EEUU, se realizó una encuesta, a varias decenas de especialistas, para determinar las prioridades en el modelado de cuencas y los sistemas petroleros (MCSP); los resultados mostraron que la prioridad principal fue; la aplicación de flujos de trabajo, seguido de la migración de fluidos, después nuevas herramientas y funcionalidades de los modelos, luego la caracterización y modelado de roca generadora y su madurez, posteriormente la geometría, la tectónica y modelado de fallas, y finalmente, la caracterización y modelado de la roca almacenadora y la roca sello (Curry, 2019). Recientemente han surgido flujos de trabajo que vinculan paquetes de restauración estructural con herramientas de modelado de cuencas, aunque se siguen perfeccionando los sistemas operativos con inteligencia artificial (*Artificial Intelligence*) y el aprendizaje automático

(Machine Learning). De tal suerte que, con los nuevos avances en el MCSP se ha disminuido el riesgo exploratorio de los *plays* asociados a sistemas petroleros y se han propuesto mapas de probabilidad de análisis de riesgo de 10, 50 y 90 % (Ducros y Gonçalves, 2020, Tao et al., 2020).

Los sistemas “expertos” están diseñados para ayudar a los exploradores a tomar las mejores decisiones, sin embargo, es difícil en la mayoría de los casos cuantificar la incertidumbre, la cual juega un papel muy importante para el futuro de la exploración, de ahí que, varios temas han ido diversificando cada vez más, complicando progresivamente su operación. Tales sistemas, también están diseñados para integrar y manipular mucha información en modelos numéricos y, con la ayuda de la inteligencia artificial (AI) (nombrada por vez primera por McCarthy, 1989), tienen la capacidad de interpretar otro tipo de datos, como los externos, y asimilar correctamente tales datos, al utilizar y aprender de ellos mismos, para lograr objetivos y tareas más específicas (Haenlein et al., 2019), así que, los sistemas expertos o sistemas informáticos poco a poco se ha hecho más robustos, pero a la vez más complicados, a pesar de que aprenden rápidamente de ellos mismos, y analizan e interpretan cada vez con mayor precisión los MCSP que son en extremo complejos y muy dinámicos, aun falta mucho por desarrollar y perfeccionar (Figura 1).

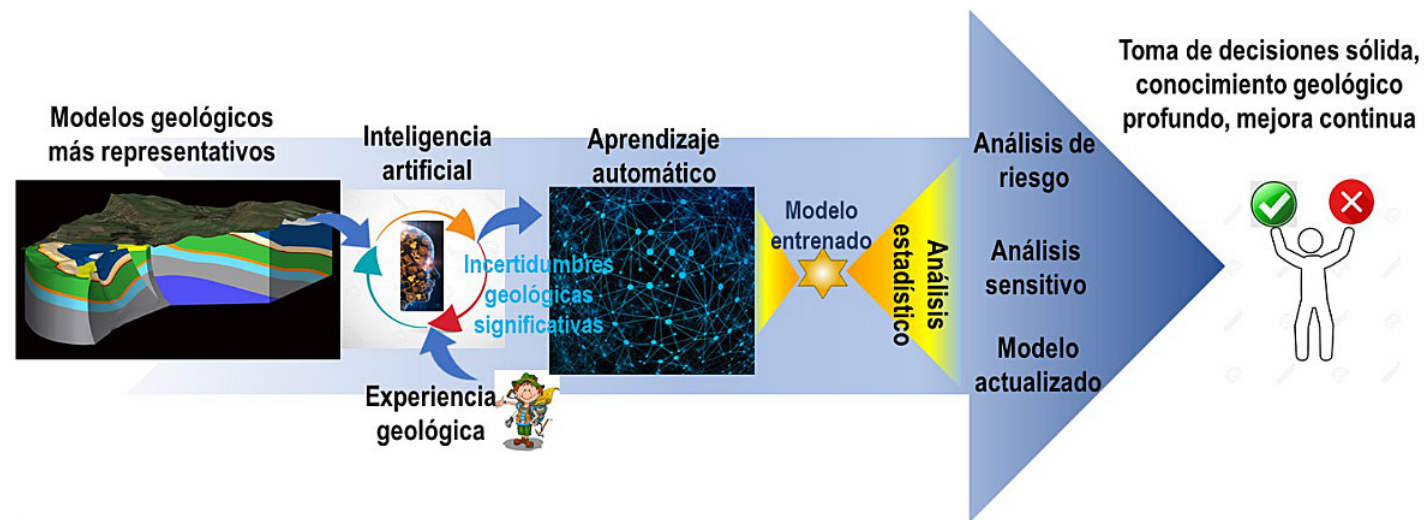


Figura 1. Flujo de trabajo global para un análisis preciso y eficiente que incorpora conocimientos y conceptos geológicos (Modificado de Ducros y Gonçalves, 2020).

Si se considera que un “sistema” es un conjunto ordenado de elementos y procesos relacionados entre sí, con composición, estructura y entorno que, funcionan como un todo, o bien, que regulan el funcionamiento en sincronía de algún cuerpo, material u organismo de origen natural o artificial. Entonces se puede decir que el “sistema petrolero” es un conjunto de elementos y procesos involucrados en la acumulación de hidrocarburos en un yacimiento. Estos elementos incluyen a: la roca generadora, roca almacenadora, roca sello, vías de migración o rocas portadoras, sobrecarga y trampa. Mientras que, los procesos abarcan la: generación, expulsión, migración, acumulación, preservación y degradación de los hidrocarburos. Además, de la formación de la trampa. Otros parámetros que incluye el sistema petrolero son; el flujo de calor, historia de sepultamientos, deformaciones, levantamientos y erosiones. Por otro lado, el modelado de cuenca incluye a los modelos de: generación, migración y carga de fluidos, estructural, estratigráfico sedimentológico, etc. Dichos modelos son dinámicos, debido a que los procesos antes mencionados, tanto de las rocas, como de los fluidos que atraviesan a la columna geológica, están en constante movimiento y transformación.

Todos estos elementos y procesos muestran una temporalidad o sincronía, tal que, permita cargar a los fluidos a una trampa en el subsuelo. Si esa trampa llega a contener la cantidad suficiente para que, su explotación la haga económica o estratégicamente viable, entonces ésta podrá ser considerada como un yacimiento.

Por otra parte, la incertidumbre es la falta de seguridad, confianza o certeza sobre algo, especialmente cuando crea alguna inquietud. En otras palabras, se refiere a rarezas epistémicas que implican información escasa o no precisa y que genera cierta desconfianza. Es por ello por lo que, frecuentemente se aplica para las predicciones de acontecimientos futuros, a mediciones físicas realizadas o desconocidas, o bien, a la situación de desconocimiento que se tiene acerca de lo que pueda suceder en el futuro. La incertidumbre o indeterminación en los sistemas petroleros es algo que siempre va a tener un cierto grado de confianza o de desconfianza, según el lado como se vea (Wendebourg y Trabelsi1, 2005).

### Metodología

Para las compañías petroleras, antes de la etapa de exploración de una cuenca petrolera, la planeación es muy importante y esta se rige a través de un flujo de trabajo que, evalúa e integra y analiza muchos datos e información de las ciencias de la tierra y de ingeniería petrolera. Este flujo de trabajo comienza con el establecimiento del marco tectónico estratigráfico regional, seguido de un análisis estructural, para lo cual este, se puede apoyar con inversión e interpretación sísmica, así como análisis secuencial y estratigrafía sísmica, después se expone la interpretación petrofísica, luego los estudios geoquímicos regionales, la caracterización sísmica para afinar el modelado estratigráfico, posteriormente se establece el modelado de cuenca y del sistema petrolero que incluye, tanto; al modelado de generación como; migración y llenado (Al-Hajeri et al., 2009). A partir de ese avance, se pueden identificar a los *play* más representativos de la cuenca, y posteriormente llevar al cabo la evaluación y la jerarquización de estos, para finalmente dar las posibles localizaciones de los prospectos u oportunidades (Figura 2). Existen muchos enfoques para su clasificación, y algunas empresas han desarrollado sus propios métodos utilizando algunos de estos elementos (Seubert, 2012), por ejemplo, los divide en tres:

- Datos, basados en mediciones de campo, o tomados y derivados de otros datos, así como mapas y registros.
- Con base en un método probado, lógico, validado y justificable, tales datos se pueden extrapolar hacia otras áreas donde no haya información disponible.
- Una metodología que contenga todos los elementos y procesos y despliegue mapas, gráficos sencillos y de fácil comprensión para los no especialistas.

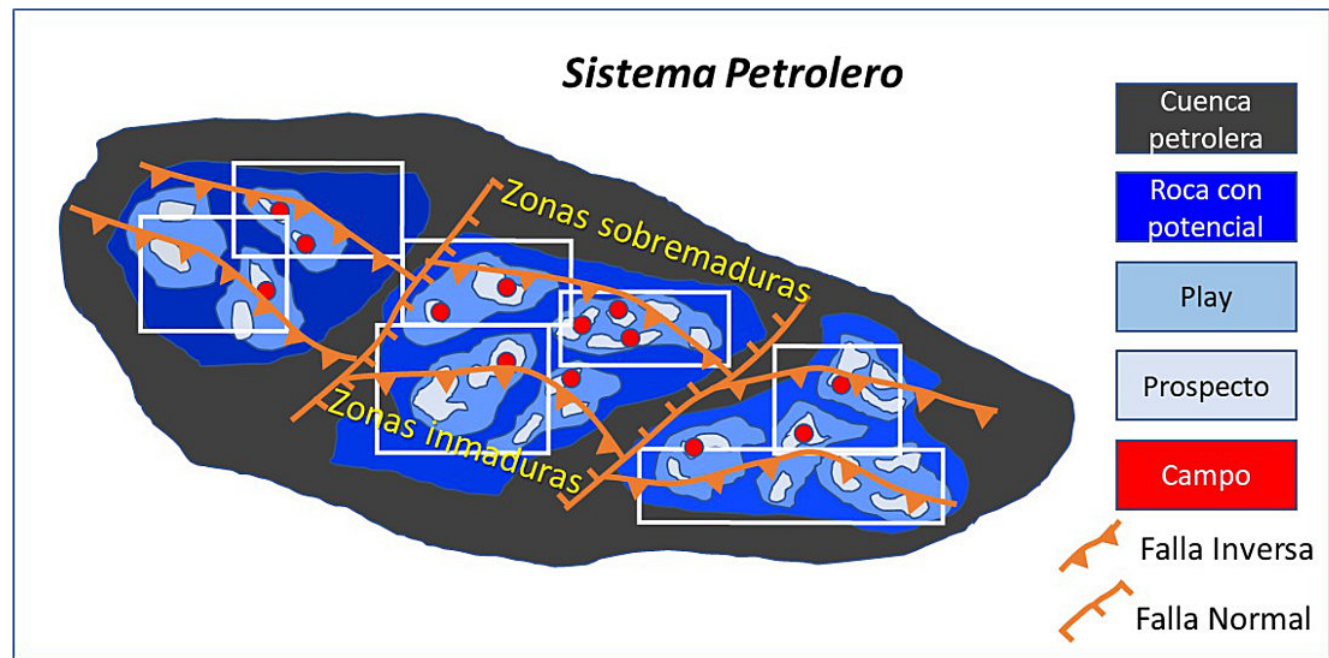


Figura 2. Representación esquemática de una cuenca, un sistema petrolero, varios plays y algunos prospectos, para finalmente ubicar y descubrir los campos de hidrocarburos.

### Marco geológico de las cuencas petroleras

Una prospección o búsqueda de petróleo y/o gas requiere definir una estrategia de exploración basada en el método científico, en este paso, lo más recomendable es que vaya de lo general a lo particular, inclusive si es que alguna región ya está estudiada y sólo se requiere volver a estudiar para actualizar conceptos, o bien, para implementar nuevas tecnologías y reactivar antiguos campos productores. Aunque, el estudio puede comenzar en cualquier punto de la etapa exploratoria y con cualquier grado de avance exploratorio en una cuenca petrolera, desde poco hasta intensamente explorada, cualquiera que sea el camino por seguir, lo más relevante es determinar las zonas con mayor potencial petrolero y reducir el riesgo exploratorio. Con la salvedad de que, el riesgo siempre va a existir, aun cuando aumente el conocimiento y el grado de exploración del sistema petrolero, a través del tiempo, lo único que va a ocurrir es que, éste irá disminuyendo, así puede pasar de más del 90% de incertidumbre a menos del 10% pero nunca llegará a cero. Complementario a esta estrategia, es conveniente mantener una visión sobre la escala a la que se requiere explorar las distintas regiones de una cuenca petrolera, según su área geográfica y el nivel de detalle estimado, en cada área será distinto, aunque para cada una de estas sea muy importante la escala macro (por ejemplo: para una cuenca son centenas o decenas de miles de  $\text{km}^2$ , para la porción generadora regularmente será de miles a cientos de  $\text{km}^2$ , para los plays cientos o decenas de  $\text{km}^2$ , para los prospectos algunos  $\text{km}^2$ , por último para los campos y yacimientos centenas a decenas de hectáreas). Más adelante se menciona el otro tipo de escala, la micro, que va desde el metro hasta el nanómetro e incluso a nivel molecular. Por otra parte, los tiempos de exploración, si estos abarcan desde el inicio hasta el fin, pueden llevarse entre 2 y 10 años o más (dependiendo del sitio a explorar, de la complejidad geológica, de la accesibilidad geográfica, entre otros factores), hasta dar con el primer descubrimiento comercial. Y a veces más de 15 años en obtener el primer barril extraído del yacimiento descubierto, como sería el caso de aguas profundas o zonas de presal.

Al seguir los conceptos anteriores, en primera instancia se hace necesario establecer los objetivos y alcances del estudio. Además, habrá que definir el marco geológico de la cuenca petrolera para saber si hay alguna concentración de

hidrocarburos económicamente atractivos, y después dilucidar en dónde se encuentran las mayores concentraciones, así como caracterizar los procesos fisicoquímicos que hubiesen interactuado durante la formación y entrapamiento de estos, a fin de entender como fueron los eventos geológicos y su secuencia o temporalidad durante su evolución. En dichos estudios es conveniente incluir tanto, el marco tectónico, como el estructural. Asimismo, distinguir los ambientes sedimentarios de todas las unidades estratigráficas que componen la columna geológica de la cuenca y el dominio tectono-estratigráfico donde se desarrollaron, ya que estos serán los primeros datos de entrada para el modelado de cuenca. Por lo que se refiere al sistema petrolero, tres son los factores que controlan la acumulación de hidrocarburos: 1) la roca generadora y sus procesos de generación y expulsión/migración, 2) la geometría de la columna sedimentaria, posterior a la deposición de grandes cantidades de material orgánico para determinar el tipo de drenaje, por donde podrían ser conducidos los hidrocarburos y 3) la forma y el volumen de la trampa en su primer llenado (Mi et al., 2018).

### Tectónica y geodinámica en las cuencas petroleras

Las cuencas sedimentarias son los elementos geológicos básicos del sistema terrestre: su formación y evolución están controladas principalmente por la tectónica de placas y la geodinámica, y debido a esto se han producido una gran variedad de tipos de cuencas. Anteriormente para caracterizar a una cuenca sedimentaria rica en hidrocarburos se hacía con base en criterios tectónicos (Klemme, 1980). Cuando surgieron nuevos conceptos y se integró el modelado de cuencas, se empezó a caracterizar por medio de los sistemas petroleros (Perrodon, 1995). Este último autor fue quien definió tres sistemas petroleros principales, los cuales dependían de la etapa de desarrollo, o entorno geodinámico, de la cuenca en la que se encuentran. Estos tipos fueron: 1) ríff inicial; 2) plataforma continental; y 3) orogénico / deltaico. Las discrepancias no sólo se diferencian en el ambiente tectónico, sino también, en las cantidades de tasas de sedimentación, predominancia de materia orgánica, tipo de kerógeno, tipos de plegamientos, incluso predominio de ciertas edades geológicas.

Por otra parte, (Tissot et al., 1987) sugirieron que, la historia térmica y el sepultamiento de las cuencas sedimentarias ayuda a comprender la evolución de los hidrocarburos y su relación con la geodinámica. El modelo de generación del petróleo y el modelado cinético son básicos para el entendimiento de los sistemas petrolero, (Behar et al., 1997; Santamaría-Orozco et al., 2008; Stainforth, 2009). Desde hace más de 35 años aparecieron los primeros modelos sobre el mecanismo de transformación de kerógenos en laboratorio. Mientras que, los modelos estructurales de kerógeno se han vuelto más sólidos debido a los avances en la caracterización espectroscópica. Paralelamente han surgido los modelados sobre el mecanismo de la adsorción (Colléll et al., 2014). Debido a esto es muy difícil hacer comparaciones entre la temperatura programada en el laboratorio y la temperatura natural del campo, porque esta última puede ser muy cambiante en millones de años. Primero, porque, el flujo de calor no es constante en una cuenca sedimentaria, este varía respecto a la ubicación espacial de la misma, y no solo eso, sino que también varía a través del tiempo geológico y en ubicación espacial. Es por esta razón que, el flujo de calor puede presentar anomalías incrementales en algunas regiones, debido a la carga de sedimentos diferenciada, que provoca una mayor subsidencia en graben internos, zonas lístricas, microcuencas. Y así provocan el acortamiento y debilitamiento de la litósfera, también, depende de la evolución tectónica propia de cada cuenca.

El desarrollo y la evolución de las cuencas dependen, no sólo del efecto tectónico de la placa litosférica, sino también de las acciones sublitosféricas y de la superficie terrestre. Por consiguiente, es mejor tomar en consideración tanto, las teorías de plataforma-geosinclinal o tectónica de placas, como, la geodinámica, es decir, los mecanismos de la placa litosférica, sublitosférica y de la superficie terrestre por los complejos procesos de formación y evolución de las cuencas sedimentarias. También deben estar incluidos los ambientes de la placa litosférica, sublitosférica y de la superficie terrestre, los regímenes dinámicos de formación y evolución de la cuenca, como el escenario tectónico (extensión,

compresión y cizallamiento), los procesos térmicos y efectos de la gravedad, las diversas naturalezas del basamento de la cuenca y los tipos de la corteza (corteza continental, oceánica o transicional), y la historia del relleno sedimentario de la cuenca y la cambiante paleogeografía. Por lo tanto, los procesos geodinámicos de las cuencas incluyen el régimen tectónico, térmico o gravitacional, hasta si hay cuencas superpuestas, así como cuencas residuales que se forman bajo regímenes térmicos o tectónicos de múltiples etapas.

De acuerdo con (Mann et al., 2003) las principales cuencas petroleras del mundo las clasifican, con base al entorno tectónico y las divide en seis clases simplificadas (Tabla 1):

Tabla 1. Clasificación tectónica de las principales cuencas petroleras del mundo (Mann et al., 2003)

(1) márgenes pasivos continentales
(2) <i>rifts</i> continentales y cuencas superpuestas de hundimiento o "cabeza de buey";
(3) márgenes de colisión producidos por colisión terminal entre dos continentes
(4) márgenes de colisión producidos por colisión continental relacionados con la acreción del terreno, colisión de arco y / o subducción superficial
(5) márgenes de strike-slip
(6) márgenes de subducción no afectados por grandes arcos o colisiones continentales

### Caso Golfo de México

El Golfo de México puede ser un buen ejemplo de una cuenca sedimentaria con varios sistemas petroleros (Gonzales y Holguín, 1991; Santamaría, 2000; Guzmán y Holguín, 2001; Escalera, 2010; Weimer et al., 2017). Y dentro de la clasificación de Mann, ésta comenzó siendo de tipo 2, formado a partir de la ruptura entre el sur de América del Norte (México y la Península de Yucatán) y el norte de Sudamérica (Colombia y Venezuela) durante el Jurásico Temprano y Medio (Padilla y Sánchez, 2007; Huerta y Harry, 2012). Y posteriormente se convirtió en una de tipo 1, al abortar el *rifting* que separó a la Península de Yucatán de Norte América, moviendo el bloque sobre una falla con un movimiento de rotación en sentido inverso a las manecillas del reloj, dando lugar al proto-golfo de México. Durante el Jurásico Tardío Cretácico Temprano, los bordes de la cuenca fueron una margen pasiva, primero tipo silicioclastica y luego predominantemente carbonatada (Salvador, 1991; Marton y Buffler, 1994; Pindell y Kennan, 2009). Al enfriarse la corteza, esta sufrió un acortamiento de entre 63 y 76 %, así fueron profundizándose paulatinamente los sedimentos mesozoicos el centro del Golfo de México y más tarde la profundización continuó por la carga de los sedimentos cenozoicos en las márgenes pasivas en el norte se depositaron espesores más de 12 km, mientras que en el sur no alcanzó los 9 km, en estas márgenes se produjeron estructuras tipo *rollover*, sistemas imbricados, *pop ups*, pliegues con fallas inversas, además incluyeron movilidad de sal jurásica o de paquetes de arcillas, (McBride et al. 1998 Hudec et al., 2013). Asimismo, la tectónica salina originó estructuras tipo: domos y toldos salinos, cuencas de extracción de sal y fallas de crecimiento. Las rocas generadoras incluyen lutitas calcáreas del Jurásico Superior y del Cretácico Superior. Mientras que las rocas almacén son predominantemente silicioclasticas en el norte y carbonatos naturalmente fracturados en el sur. Así se puede dividir a los sistemas petroleros y plays del norte y sur del Golfo de México:

Los sistemas petroleros del norte de México son:

Oxfordiano-Neógeno (!)	Tithoniano-Neógeno (.)	Albiano-Neógeno (!)
------------------------	------------------------	---------------------

Turoniano-Neógeno (!)	Eoceno-Neógeno (.)	
-----------------------	--------------------	--

Los símbolos significan: demostrado o conocido (!), hipotético (.), especulativo (?)

Mientras que los sistemas petroleros del sur de México son:

Oxfordiano-Kimmeridgiano (.),	Tithoniano-Kimmeridgiano (!),	Tithoniano-Albiano (!)
Tithoniano-Maastrichtiano/Daniano (!)	Turoniano-Neógeno (?)	

Algunas rocas silicioclasticas de Paleógeno y Neógeno de grano fino son excelente rocas sello, asimismo, las evaporitas jurásicas proporcionaron también sellos efectivos al estar relacionadas con la historia anterior de las fallas lo que ocasiona una sal alóctona sin raíces y con soldaduras que favorecen trampas de hidrocarburos marinos más profundos (pre-sal). Actualmente el Golfo de México es una importante super cuenca oceánica con tirantes de agua de más de 3 km en su parte central. El Golfo de México es un sistema petrolero sobrecargado, drenado verticalmente y de alta impedancia (Demaison y Huizinga, 1991, Magoon et al., 2001.).

### Relaciones entre la historia estratigráfica-sedimentológica y los sistemas petroleros

Como se mencionó anteriormente la historia estratigráfica - sedimentológica de una cuenca sedimentaria está estrechamente relacionada con sus sistemas petroleros. El modelado estratigráfico-sedimentológico es una técnica útil para probar el papel de los parámetros que pueden actuar durante los procesos de depósito de las rocas sedimentarias y exponer posibles escenarios de depósito para una región determinada durante ciertos periodos de tiempo. Este modelado junto con el modelado del sistema petrolero puede tener diferentes enfoques, sin embargo, lo que se busca es cerrar la brecha entre los modelos deterministas complejos y el análisis probabilístico simplista, el propósito del modelado del sistema petrolero es reconstruir los procesos fisicoquímicos que ocurren en las cuencas sedimentarias a través del tiempo geológico (Peters et al., 2009). Así que, datos sedimentológicos deben ser acordes con los datos geoquímicos y estos a su vez con los datos paleontológicos para un determinado intervalo estratigráfico. La historia estratigráfica proporciona información del espesor depositado en determinados periodos de tiempo, mientras que la historia sedimentológica expone las variaciones que tuvo el nivel del mar al profundizarse o levantarse una cuenca sedimentaria, de ahí que las reconstrucciones paleogeográficas, exhiben además, los ambientes de depósito donde fueron depositadas las unidades litoestratigráficas, su pequeñas variaciones o cambios de facies, así como la historia diagenética posterior a su depósito y los cambios que ocurrieron en sus propiedades fisicoquímicas.

Al explorar una área determinada que contenga rocas con altos contenidos de MO, una gran distribución geográfica y que posteriormente a su depósito se presenta un periodo de sepultamiento con altas tasas de sedimentación. Ese conjunto de eventos puede favorecer la generación de hidrocarburos, por el simple hecho de profundizarse la MO y modificar sus condiciones PVT, ya que, como se mencionó párrafos arriba la temperatura jugará un rol muy importante durante la etapa catagenética (ventana de generación de petróleo). Aunque este sepultamiento no será definitivo, porque la temperatura también juega un papel importante en la generación de hidrocarburos, de ahí que, el flujo de calor será otro factor clave en la generación de hidrocarburos y dependiendo de la variación que haya tenido a través del tiempo en alguna región determinada. Después de la sedimentación de las rocas generadoras ocurre el craqueo o rompimiento primario de la MO controla la generación del petróleo primario en última instancia. Por lo tanto, la



tectónica y geodinámica que haya dominado en esa región jugarán también un rol importante en todo el engranaje del sistema petrolero.

**Elementos del sistema petrolero**

**La roca generadora o madre o fuente,**

Este primer elemento es básico para tener un sistema petrolero, si no hay este elemento, prácticamente no es conveniente invertir tiempo y recursos económicos en la cuenca sedimentaria, puede incluso no encontrarse ningún yacimiento convencional, aun así, si existe roca generadora (*source rock*), con la madurez necesaria para generar hidrocarburos, esta misma puede ser un sistema petrolero completo y podría ser estimado su potencial económico, con una evaluación, desde el punto de vista de recursos no convencionales.

Este tipo de rocas se caracterizan por estar constituidas con sedimentos de grano fino, ya sean siliciclásticos o carbonatos (Figura 3), generalmente de colores oscuros, que van desde gris medio, oscuro a negro, son comunes las estructuras laminadas, cuando se rompe la roca con abundante materia orgánica (**MO**) de un afloramiento en el campo o de un núcleo en el laboratorio tienen un olor fuerte a huevo podrido o compuestos orgánicos aromáticos.

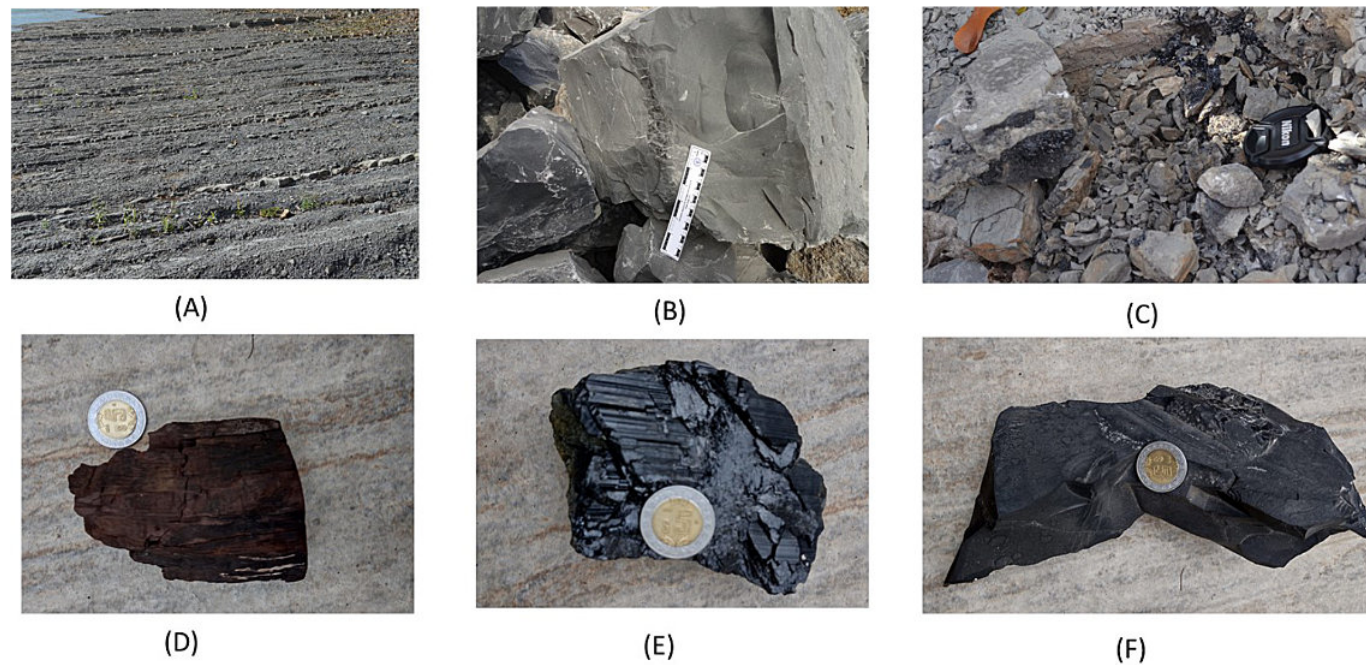


Figura 3. Diferentes tipos de rocas generadoras. A, afloramiento de capas delgadas de lutitas calcáreas del Jurásico Superior, Huauchinango, Puebla, B, Caliza arcillosa del Jurásico Superior, La Ceiba, Veracruz, C, Emanaciones de chapopote en lutitas calcáreas del Jurásico Superior, detalle de A, D, trozo de madera de una turba de la Cuenca carbonífera de Sajonia, Alemania, E, carbón de Nueva Rosita, de la Cuenca carbonífera de Sabinas. F, Lutita negra del Jurásico Superior, Zongolica, Veracruz.

Las rocas generadoras se caracterizan por tres componentes:

- 1) **La cantidad de MO** contenida en la roca, pues se ha considerado que una roca con más de 1% de Carbón Orgánico Total (COT o TOC por sus siglas en inglés) ya puede ser considerada una buena roca generadora, (Tissot y Welte, 1984; Hunt, 1995), los valores entre los que oscilan las rocas generadoras van de 1 a 10% COT, aunque existen algunas rocas en México que han reportado más de 20% de COT (Santamaría, 2000).
- 2) **La calidad de la MO**, para lo cual se ha dividido en varias facies orgánicas a la MO que predomina en la roca, ya que, se ha dividido en tres grandes grupos según el tipo de kerógeno I, II, III y IV (Espitalié et al., 1977) o bien, acordes al ambiente de depósito; lagos (predominantemente tipo I), marina (Predominantemente tipo II) y deltas (Predominantemente tipo III), (Jones, 1987). Al carbón se le ha dividido en dos tipos, ya sea de origen sapropélico o húmico, donde los constituyentes esenciales son los macerales. Los principales grupos de estos macerales son: Liptinitas, Exinitas y Vitritinas. Cabe resaltar que al igual que el carbón, la MO está constituida por estos mismos constituyentes. Por otro lado, (Evenick, y McClain, 2013), propusieron cuatro afinidades básicas de las rocas generadoras: (a) afinidad arcilla-cuarzo con carbonato menor, (b) afinidad arcilla-cuarzo con carbonato, (c) afinidad carbonato y (d) agrupamiento y afinidades bimodales. Además, menciona que, cada roca generadora puede tener múltiples organofacies o facies orgánicas, y estas pueden variar dentro o entre cuencas.
- 3) **La madurez de la MO** por el incremento de temperatura conforme avanzaba su sepultamiento o porque estaba cerca de alguna fuente calorífica en el subsuelo, para definir este concepto se han dividido en tres etapas de madurez; Diagénesis, Catagénesis y Metagénesis, (Vassoevich et al., 1969; Horsfield y Rullkotter, 1994). Las profundidades promedio de cambios en la MO van de 1 a 2 km se producen grandes cantidades de bitumen por craqueo primario, alcanzando el pico máximo entre 2.5 y 3.5 km, de 4 a 6 km domina la generación de ligeros, gas y condensados producto del craqueo secundario del aceite, más de 6 km el kerógeno se empieza a carbonizar y se produce básicamente gas seco.

Las características físicas, biológicas y geológicas de ciertos intervalos estratigráficos son los factores que controlan las condiciones de depósito y, por ende, la generación de hidrocarburos. Esto se relaciona con las principales rocas generadoras definidas por (Klemme y Ulmishek, 1991), quienes hicieron una recopilación de muchas cuencas petroleras a lo largo y ancho del planeta, hasta esos tiempos conocidas. Y concluyeron que son seis los intervalos estratigráficos más representativos de rocas generadoras, tres de ellos pertenecientes al Paleozoico con menos de un 30% y otros tres horizontes del Mesozoico-Cenozoico con casi un 70% del total. (Tabla 2)

Tabla 2. Principales intervalos cronoestratigráficos y porcentaje de recursos de combustibles fósiles de cada uno de ellos.

Paleozoico		Mesozoico-Cenozoico	
• Silúrico	9%	• Jurásico superior (Oxfor-Tithoniano)	25%
• Devónico superior-Tournaisiano	8%	• Cretácico medio (Aptiano-Turoniano)	29%
• Pennsylvaniaco- Pérmico inferior	8%	• Oligoceno-Mioceno	12.5%

La eficiencia de productividad y conservación de la MO dependerá de varios controles (Arthur et al., 1987), dentro de estos, la hidrología y el clima, son dos de los más importantes para la productividad de la MO, debido a que, en zonas de climas cálidos y tropicales húmedos o en aguas caliente marinas o con resurgencia (*upwelling*) y en latitudes bajas a medias es más propenso la productividad de organismos. Mientras que, la preservación de materia orgánica acumulada se da más en ambientes acuosos, en eventos anóxicos oceánicos (*oceanic anoxic events OAE*) (Hesselbo et al., 2000; Jones y Jenkins 2001, Jenkins, 2013), en condiciones reductoras y con baja hidrodinámica. A través del tiempo

geológico, la Tierra ha tenido cambios climáticos globales, estos han estado asociados a los ciclos orbitales de Milankovitch, aunado a estos, los ciclos solares son relevantes para las condiciones idóneas de productividad de organismos (Bennett, 1990; Olsen and Kent, 1999), de ahí que existan zonas de abundancia de ciertos organismos en varios intervalos estratigráficos. Por lo tanto, los movimientos de la tierra (translación, rotación, nutación, precesión, bamboleo de Chandler y retención de perihelio) son las fuerzas astronómicas asociadas a fenómenos como la excentricidad, oblicuidad, precesión y se han intensificado preponderantemente en los horizontes estratigráficos ricos en MO antes mencionados (Gale, 1989). Sin embargo, el clima prevaleciente en esas edades sólo fue en ciertas regiones del planeta, de ahí que, la evolución de cada cuenca petrolera estuvo asociada con los movimientos específicos de las placas tectónica y geodinámica propia de la cuenca.

### La roca almacén o roca reservorio

Los yacimientos (*reservoirs*) son aquellas estructuras en el subsuelo que presentan altos porcentajes de porosidad y permeabilidad siendo los tipos principales las rocas carbonatadas y siliciclásticas o areniscas, en ellas existen similitudes y diferencias (Burchette, 2012; Ajdukiewicz y Lander, 2010). En general se puede identificar dos diferencias principales para estos yacimientos: 1) El sitio de procedencia de los sedimentos (autóctonos vs. alóctonos), las areniscas son de lugares alejados al sitio de depósito. 2) La reactividad química, en general los minerales carbonatados muestran más alteraciones, lo que sugiere que la creación de porosidad por disolución es menos significativa que la oclusión de la porosidad durante la diagénesis y el sepultamiento de los depósitos de areniscas, (Ehrenberg y Nadeau, 2005). Las variables que rutinariamente se evalúan son: espesor impregnado, profundidad máxima del yacimiento, temperatura máxima, litología preferente, diagénesis y paragénesis, porosidad y permeabilidad promedio, para el caso de los carbonatos, los vóculos o micro cavernas por disolución, así como el fracturamiento o micro-fallamiento, son muy relevantes. Todos y cada uno de estos aspectos se tienen que determinar en los intervalos de producción, sean estos, uno o varios, tanto en campos de petróleo, como de condesado o gas.

Los métodos y herramientas para predecir el rendimiento de los yacimientos naturalmente carbonatados han mejorado dramáticamente (Shafiei, et al., 2013). Debido a que se ha constatado que, más de la mitad del petróleo que se podría extraer no es posible sacarlo y permanece en el yacimiento. Los intentos de simular el comportamiento de los fluidos y precisar donde se ubica el petróleo restante aun no tienen mucho éxito, principalmente por la heterogeneidad extrema que caracteriza a estos yacimientos. Los modelos de yacimientos desarrollados recientemente son simples y con programas informáticos de simulación de flujo, pero consideran heterogeneidad geológica extrema y petrofísica típica de yacimientos carbonatados. Sin embargo, se siguen afinando, lo que ha llevado a predicciones más confiables del rendimiento de yacimientos y a localizar volúmenes de petróleo aún no extraídos. Por otro lado, la microporosidad de las arcillas y la garganta de poro son ahora fundamentales en el modelado 3D, de hecho, un poro grande no necesariamente es más permeable. Eso va a depender de la heterogeneidad del yacimiento y cuando se introduce la tortuosidad, se ha observado que no se mueven los fluidos en línea recta, mientras mayor tenga desviación el camino, menor será su permeabilidad (Azar et al., 2008).

Se considera que la porosidad está relacionada a la fracción de espacios vacíos en una roca almacén relativa al volumen total del yacimiento, mientras que la permeabilidad está relacionada a la conductividad o interconectividad de los espacios porosos o de fracturas y es una característica de los yacimientos para permitir el flujo de los fluidos bajo un gradiente de presión (Ehrenberg, et al., 2006). Cuando un poro está completamente saturado con un solo fluido, la capacidad de la roca para permitir que ese fluido pase a través de él se denomina permeabilidad absoluta. No obstante,

los poros suelen estar ocupados con más de un fluido (agua, aceite y gas) y los fluidos compiten para fluir a través de la roca. Mientras que, la permeabilidad relativa es debida a que los poros contienen múltiples fluidos que, interactuando entre sí, no todos se mueven a través de la roca al mismo ritmo. Por eso es necesario conocer la permeabilidad relativa de cada fluido. La efectividad de un medio para permitir que cierto fluido (aceite, agua o gas) se mueva en él se denomina permeabilidad efectiva. Todo esto entra en juego cuando se trata de determinar la permeabilidad relativa o la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación específica sobre la permeabilidad absoluta. Para la caracterización de los yacimientos se han utilizado herramientas, análisis y metodologías cada vez más precisas, a distintas escalas y resolución, desde imágenes satelitales, geología aérea, a escala megamétrica para visualizar antiguos ambientes sedimentarios con imágenes del subsuelo, macrométrica a escala de núcleo de pozo con el uso de tomografías, micrométrica con láminas delgadas y fotografías microscópicas, hasta graduaciones nanométricas con imágenes de microscopio electrónico de barrido.

### La roca sello

Cuando faltan sellos de confinamiento, los hidrocarburos escapan a la superficie. Por lo tanto, el sello es un elemento esencial del sistema petrolero. Un yacimiento debe entonces de tener un sello (*cap rock* o *seal rock*), o roca sello apta para retener y preservar los fluidos en el yacimiento por un determinado tiempo geológico. Las rocas sello son principalmente sedimentos capaces de deformarse bajo esfuerzos relativamente bajos, comúnmente las rocas sello son: lutitas calcáreas, calizas arcillosas, anhidritas (y otros sulfatos), sal (y otros haluros) que están frecuentemente en la parte superior de los yacimientos (Downey, 1984). La permeabilidad en este tipo de rocas varía de  $10^{-6}$  a  $10^{-8}$  Darcy. También las fallas cerradas pueden actuar como sellos (Yielding et al., 1997).

Hay dos clases importantes de sellos: sellos regionales donde migran hidrocarburos y sellos locales que limitan las acumulaciones. Los principales sellos de cubierta actúan para limitar la migración de hidrocarburos a unidades estratigráficas particulares. En la práctica, sin embargo, la abrumadora mayoría de las rocas sello eficaces son evaporitas, rocas clásticas de grano fino y rocas ricas en materia orgánica. Estas litologías se evalúan comúnmente como sellos, porque tienen altas presiones de entrada, son lateralmente continuas, mantienen uniformidad de litología en grandes extensiones y son relativamente dúctiles.

Por otra parte, el agua subterránea tiene gran relevancia en la industria petrolera, las cuencas sedimentarias regularmente tienen zonas con dos o más sistemas hidrogeológicos superpuestos. Los sistemas poco profundos suelen ser de gran extensión y presentan presiones hidrostáticas normales. Mientras que los más profundos, donde se genera el aceite, generalmente no son tan amplios y están anormalmente sobre presurizados. De tal suerte que, las cuencas con sepultamientos intensos, los sellos de los compartimentos de fluidos no siempre siguen un horizonte estratigráfico específico y se agrupan en una serie de compartimentos de fluidos individuales que no están en comunicación de presión hidráulica entre sí, ni tampoco con el exceso de régimen hidrodinámico y usualmente tienden a expulsar estos fluidos. Los sellos de sedimentos clásticos pueden ser causa de la mineralización de algún carbonato a lo largo de una termoclina subterránea. Así que en la parte superior del sello existe un cambio con el gradiente geotérmico, debido a eso, el sello es más profundo donde el gradiente es más bajo. Este concepto de deshidratación episódica de los intervalos estratigráficos donde se acumulan los fluidos debe considerarse en cualquier programa de modelado de cuencas, cuando la generación de aceite se produce en una sección sobre presurizada compartimentada de la cuenca y el aceite se mueve generalmente en sentido vertical hacia arriba a rocas presionadas normalmente.

### Rocas portadoras, o vías o rutas de migración

Las vías de migración de los fluidos (agua, hidrocarburos, gases) que cruzan a una cuenca sedimentaria están determinadas por el arreglo y la distribución tridimensional de las rutas de migración generalmente es a través de las superficies abiertas o discontinuas que se generan en las rocas portadoras (*carrier rocks*), algunas suelen estar paralelas a las capas sedimentarias o algún arreglo geométrico de fallas o fracturas que las atraviesa. El petróleo migra por debajo de la superficie de sellado, y toma la ruta estructuralmente más favorable (Hindle, 1997). Dicha distribución dentro del sistema petrolero se modela con algún dispositivo electrónico robusto, como un procesador o computadora, usando programas comerciales o desarrollos propios de las empresas, que usan innumerables datos y parámetros. Sin embargo, como el subsuelo no es homogéneo, ni continuo, se hacen muchas correlaciones, interpolaciones, extrapolaciones y suposiciones. Las rutas que utilizan los hidrocarburos derivados de las rocas generadoras forman una red densa y generalmente son mejores en los centros de los depocentros, no así en las márgenes, porque ahí se acuñan los paquetes litoestratigráficos. Debido a esto es indispensable conocer la columna geológica por la que atravesaran los fluidos y sobre todo estudiar su comportamiento en análogos, como pueden ser los afloramientos de campo. Cada unidad litoestratigráfica tiene su propia forma de escurrimiento y por eso es conveniente extrapolar como sería su escurrimiento o movilidad de fluidos en sentido inverso, de esta forma se usan primero modelos simples de migración. Eventualmente estas rutas pueden conducir a los fluidos hasta la superficie, o bien, pueden quedar atrapados en trampas geológicas y cargarlas de distintas formas, en distintos tiempos y con distintos gastos. Los hidrocarburos pueden también atravesar mantos de acuíferos profundos con aguas connatas o más someras aguas meteóricas en zonas freáticas. De hecho, no sólo es importante conocer la columna geológica, sino también su configuración estructural. Por tanto, las desviaciones marcadas de las rutas pueden ocurrir, ya sea, porque se topan con barreras o zonas impermeables (alguna falla, cabalgamiento, discordancia, etc., o bien, por una intrusión salina o arcillosa), o por cambios de porosidad y permeabilidad dentro de la misma unidad litoestratigráfica, debido a cambios de facies o diagenéticos. También en zonas complejas es común encontrar traslapes o sobreposición de capas y yuxtaposición de fallas. De tal suerte que, es posible extrapolar el tipo de escurrimiento con las configuraciones de unidades litoestratigráficas por sísmica, algo parecido a una topografía inversa del subsuelo, también pueden presentarse desviaciones de los fluidos cuando hay condiciones hidrodinámicas en respuesta a aguas subterráneas y los canales que llegan a formar en el subsuelo.

### La trampa

Una trampa petrolera es una estructura geológica en el subsuelo capaz de retener una gran cantidad de hidrocarburos, líquidos o gaseosos, además de otros líquidos y gases. Se han clasificado de acuerdo con su geometría y relación geológica en; 1) estructurales, 2) estratigráficas y 3) la combinación de ambas, a las que llaman mixtas (Biddle y Wielchowsky, 1994). Las trampas estructurales se producen por plegamiento o fallamientos de los estratos de la tierra, liderando la formación de domos, anticlinales y pliegues. La mayoría de las trampas del mundo son de tipo estructural, más del 75%. Mientras que las trampas estratigráficas se originan por variaciones laterales y verticales en las propiedades de la roca almacén, tales como la litología, diagénesis, porosidad, permeabilidad, el espesor, entre otras, menos del 15% de todos los yacimientos del mundo son de este tipo. Finalmente, las trampas mixtas o compuestas son las menos comunes y representan menos del 10%. Como se mencionó en las vías de migración ocurren otros procesos además de la migración como la segregación, convección, miscibilidad y solubilidad, etc., que en la trampa buscan el equilibrio y la homogenización. Sin embargo, eso no ocurre y dentro del yacimiento regularmente hay variaciones sutiles pero que marcan diferencias, tan sólo con medir en distintos lugares del yacimiento; presiones, temperaturas,

densidades del aceite, composición, etc. se comprobará que los aceites o los gases no son iguales (Santamaría et al., 2002), lo que significa que los tiempos de homogenización varían respecto al proceso en cuestión. Además, cuando un yacimiento ya está en producción esa misma provocará variaciones y se harán más evidentes rápidas por la comunicación hidráulica y se esto se comprobará, en poco tiempo, con los cambios de su estado de fase.

### Trampas estructurales

Estos tipos de trampas se forman como resultado de alguna deformación estructural - una curvatura o chipote - de rocas sedimentarias. Estas trampas toman varias formas y son el resultado de diferentes tipos de deformación. Tal deformación sucede a través de un largo lapso, que va de decenas a centenas de millones de años, después de que se depositaron los sedimentos ricos en MO que originan a las rocas generadoras y que por la carga de sedimentos generaron y expulsaron hidrocarburos, de tal suerte que, estas trampas contienen petróleo, gas o agua en los poros de la roca almacén. El gas se mueve preferentemente hacia arriba en la trampa, ya que es el más ligero, que el petróleo y este a su vez es más ligero que el agua, la que habitualmente se encuentra en la parte inferior. La trampa también requiere de una roca sello que, evita la migración ascendente de estos fluidos o gases. Las trampas por fallamiento también se originan por desplazamientos de capas sedimentarias y a diferencia de los largos periodos que ocupan las primaras, estas pueden generarse en periodos relativamente más cortos.

### Trampas estratigráficas

Estas trampas se originan como resultado de la deposición en rocas sedimentarias. Cuando el sedimento que forma la roca almacén se deposita en una capa discontinua, los sellos se crean junto y encima de la roca almacén. En algunos casos, estos sellos están hechos de lutitas impermeables o de baja permeabilidad depositado alrededor del otro depósito, bloqueando el petróleo y el gas en su interior. Los sellos en sí también pueden ser rocas generadoras. Hay dos tipos principales de trampas estratigráficas que se clasifican cuando se producen cambios en relación con el proceso de sedimentación, formando cuñas. Las trampas estratigráficas primarias son el resultado de los cambios que se desarrollan durante el proceso de sedimentación. Estos son generalmente cambios estructurales que surgen como resultado de la deposición discontinua de sedimentos. Las trampas estratigráficas secundarias son el resultado de los cambios que se desarrollan después de que se ha producido la sedimentación. Estos cambios pueden implicar cambios en la porosidad de la roca, por procesos diagenéticos que, conducen a la formación de una roca similar a un sello o tapa formando generalmente lentes alargados.

### Trampas combinadas o mixtas

En parte son estratigráficas y parte son estructuras sutiles, son aquellas que no pueden definirse solo por el cierre estructural. Tienen una trayectoria bien documentada como participantes significativos a los recursos globales de hidrocarburos. Este tipo de trampas tienden a carecer de un cierre de cuatro vías obvio y no suelen descubrirse utilizando las estrategias de exploración estándar diseñadas para trampas estructurales.

### Compartimentos o compartimentalización

Durante la migración y llenado de las trampas pueden ocurrir que un yacimiento contenga varios bloques que estén interconectados o no, lo cual va a depender del grado de compartimentación muy importante, donde cada uno de estos bloques resulta ser una unidad independiente para su llenado y preservación. En ese contexto, existen numerosos ejemplos donde el recurrente movimiento de estas fallas ha producido periódicos llenados de los reservorios apilados verticalmente resultando entonces la coexistencia de petróleos pesados, biodegradados provenientes de un llenado y degradación inicial, con petróleos livianos y petróleos de mezcla provenientes de pulsos de migración y biodegradación tardíos en la misma estructura, dentro de estos bloques o compartimentos, la heterogeneidad estratigráfica produce una anisotropía adicional, resultando en general las zonas de mayor contenido de cuerpos arenosos de buenas condiciones petrofísicas, aislados lateralmente por intervalos arcillosos locales y con direcciones de drenaje transversal al rumbo del fallamiento, como aquellas de mayor grado de saturación y acumuladas (*sweet spots*). Dentro del entrapamiento estructural, es posible distinguir dos estilos estructurales distintos.

### Procesos del sistema petrolero

#### La generación

Como se mencionó anteriormente, el origen del petróleo es orgánico y en los últimos años, incluso se han generado artificialmente bio-aceites muy similares a los combustibles fósiles naturales, por métodos de pirólisis de distintos materiales orgánicos, en estos experimentos el incremento de temperatura no ha sido programado (Guedes et al., 2018 y Huang et al., 2019).

Para el caso de las rocas generadoras más abundantes del mundo (tipo II, asociadas a ambientes marinos), estas han generado una basta cantidad de hidrocarburos líquidos y gaseosos, a partir de la transformación de la MO contenida en ellas entre profundidades promedio de 1000 y 5000 m. La concentración y composición del kerógeno junto el espesor neto generador y la historia de sepultamiento de las rocas generadoras determina los volúmenes de petróleo y gas generados (Hunt, 1990). Además, el sepultamiento junto con el flujo de calor, producen cambio de sus propiedades termodinámicas, tales como: calor, trabajo y energía interna, que alteran a su vez a las variables: presión, volumen y temperatura (PVT). Así al incrementar la carga litológica, aumenta tanto la presión, como la temperatura, y comienza la transformación de la MO por el incremento de calor y energía interna, que producen velocidades de reacción química o cambios cinéticos que producen los hidrocarburos. Por medio de craqueo primario, muchos hidrocarburos no permanecen mucho tiempo en las rocas generadoras, debido a que los fluidos ejercen la presión necesaria para ser expulsarlos, detalle de esto se verá en los siguientes incisos. Primero saturan la roca y después la fracturan, seguido de la expulsión o migración primaria del petróleo y gas, después la MO restante vuelve a generar hidrocarburos y se repite el proceso, saturan la roca y la vuelven a fracturar, hasta que se agota casi por completo la MO, aunque siempre queda un remanente en ellas, menor al 10%. Tal proceso es recurrente como si fueran pulsaciones. Con frecuencia la máxima generación ocurre en temperaturas que van desde los 90 hasta los 110 °C (Hunt, 1995).

La relación de transformación (RT o TR por sus siglas en inglés) es la proporción entre el petróleo (aceite y gas) realmente formado por el kerógeno y la cantidad total de petróleo que el kerógeno será capaz de generar (Tissot y Welte, 1984). La RT mayor al 50% del kerógeno ocurre a aproximadamente 135 °C, pero el rango es muy amplio y abarca aproximadamente 30 °C (120-150 °C) dependiendo de tipo de kerógeno o facies orgánicas.

Los datos de pirólisis rutinaria permiten la partición del carbono orgánico en la roca generadora inmadura en cuatro componentes iniciales: petróleo (S1), generador de petróleo (S2), generador de gas (S3) e inerte (S4) (Figura 4).

Como se mencionó anteriormente, las rocas generadoras más abundantes del mundo son las de ambientes marinos. Estas son propensas a generar petróleo y gas asociado, y contienen kerógeno tipo I o tipo II. Cuando estas rocas son inmaduras y analizadas por pirólisis Rock-Eval, un método en sistema abierto con temperatura programada, la que proporciona valores mayores a 700 de índice de hidrógeno (IH) medido en *mg de hidrocarburo/g de carbono orgánico total* (COT o TOC por sus siglas en inglés) y conforme aumenta la madurez disminuyen los valores entre 700-300 HI y cuando ya están sobremaduras los valores generalmente son menores de 300 IH. Así el tipo de kerógeno está definido por el IH en rocas inmaduras y su estrés térmico, aunque en algunas ocasiones no necesariamente está vinculado a la respuesta cinética. Debido a que, la cinética puede ser inadecuada cuando hay variaciones en las facies orgánicas dentro de la unidad litoestratigráfica de roca generadora. Por tanto, habrá que evaluar la incertidumbre aportada por la cinética del kerógeno a las simulaciones numéricas y usar una distribución cinética promedio para múltiples muestras de roca generadoras, así como la desviación estándar para cada energía de activación en esa distribución; también habrá que utilizar la cinética de la roca generadora determinada en varios lugares y utilizar un método de promedio ponderado que combine la cinética para muestras de diferentes ubicaciones en la unidad de roca generadora dando a la distribución de energía de activación para cada muestra un peso proporcional a su rendimiento de S2 de pirólisis de Rock-Eval, o bien, los hidrocarburos generados por la materia orgánica (Peters et al., 2006). Por consiguiente, el MCSP utiliza modelos cinéticos para predecir que tanto petróleo se ha generado dentro de las rocas generadoras. Aunque, los modelos cinéticos todavía se calibran empíricamente con experimentos de pirólisis y/o en tendencias de maduración natural. Los modelos más acreditados involucran una serie o una distribución continua de reacciones paralelas para describir el craqueo primario (es decir, formación directa de compuestos móviles a partir del kerógeno). Por lo general, se calibran contra la pirólisis de sistema abierto con temperatura programada con distintas tasas de calentamiento. La consideración de las tendencias de maduración natural (es decir, la disminución del potencial de petróleo) también se puede utilizar para la calibración, pero las discrepancias de las propiedades de la materia orgánica, la disponibilidad de muestras profundas y las incertidumbres en la historia térmica limitan la efectividad de tales métodos (Ungerer, 1990, Schaefer et al., 1990, Pepper y Corvi, 1995). Existen métodos de pirólisis abierto, cerrado, con agua, sin agua, temperaturas tipo destello o relámpago (*flash*) o muy lentas (Tissot et al., 1974, Horsfield et al., 1989, Lewam, 1985). Cualquiera que sea el método, las principales energías de activación se encuentran en el rango de 45 a 60 kcal/mol. El craqueo secundario, que se refiere generalmente al craqueo de compuestos móviles, no puede modelarse a partir de pirólisis de sistema abierto ni de series naturales (tiempos de residencia desconocidos), sino únicamente a partir de pirólisis en sistema cerrado. Aunque los modelos de craqueo primario y secundario todavía necesitan mejoras experimentales y esquemas cinéticos más realistas, su capacidad para predecir las cantidades y la composición del petróleo depende principalmente de la migración, que es aún poco conocida.

Cinco facies orgánicas o, organofacies, cinéticas de kerógeno, cada una de las cuales se caracteriza por una entrada de materia orgánica específica y una sobreimpresión diagenética temprana (Tabla 3), pueden relacionarse ampliamente con las asociaciones de facies sedimentarias/edad, incluso utilizando solo la sísmica y estratigrafía de secuencia (Pepper y Corvi, 1995):

Tabla 3. Organofacies y tipo de materia orgánica, rango de madurez para generar productos.

Tipo	Organofacies	Ventana de Generación de Aceite	Ventana de Generación de Gas
A	acuático, marina, silíceo o carbonatada/evaporita	95-135 °C	135-180 °C
B	acuático, silicioclástica,	100-145	145-190
C	No marina, lacustre,	105-155	155-200
D/E	Terrígena, no marina, siempre húmeda, costera,	125-165	165-210
F	Terrígena, no marina, costera,	145-175	175-220

Se asume una tasa de calentamiento de 2°C por M.a.

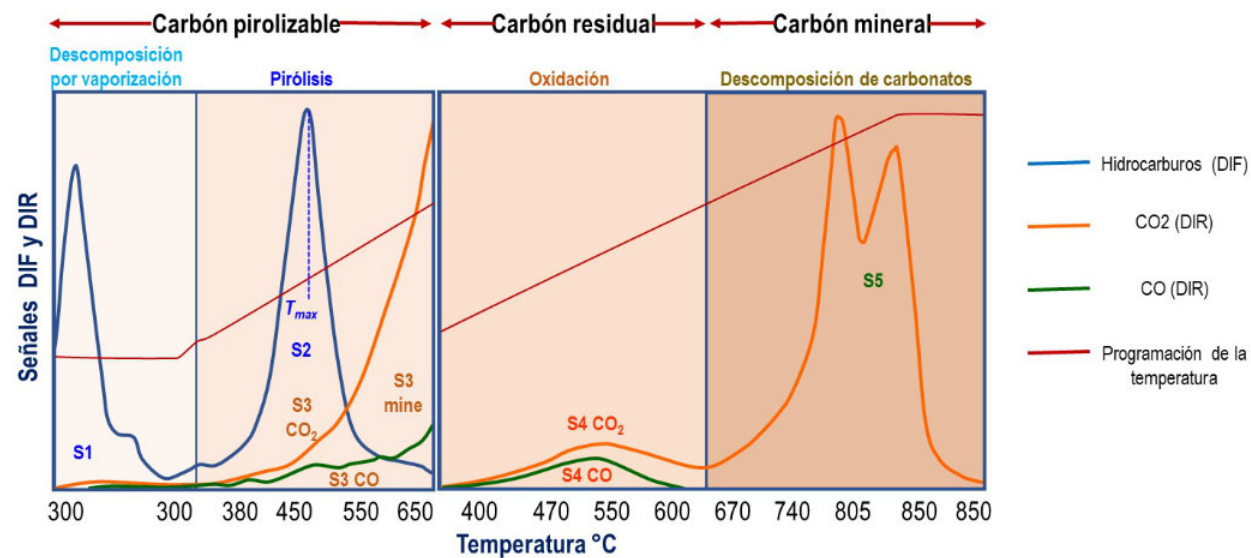


Figura 4. Análisis Rock Eval de una muestra de roca generadora, la pirólisis tiene una tasa de calentamiento de 25°C/min y el rango de temperatura va de 300 a 850°C en un Rock Eval 6. Las curvas representan las distintas fracciones de petróleos generados o libres (S1) y por generar o residuales (S2), así como CO<sub>2</sub> (S3), y Carbonatos (S4). Este análisis provee datos para el cálculo de un índice importante utilizado en la determinación de la madurez y el tipo de kerógeno. Los resultados del proceso de pirólisis se computan para determinar los volúmenes de carbón pirolizable, carbón residual, carbón mineral y TOC (Fuente: McCarthy et al-. 2011, tomado de Vinci Technologies SA).

Los parámetros cinéticos son las energías de activación y los factores de frecuencia, además para las grandes fracciones de petróleo y gas generados es posible calcular la concentración y composición de esos productos durante su evolución. La regresión no lineal de los grandes conjuntos de datos combinados de laboratorio y campo, varían hasta en 12 órdenes de magnitud en la velocidad de calentamiento, esto quiere decir que si la tasa de calentamiento en laboratorio fue de 0.1 °C por minuto en el campo puede ser 1°C por 10<sup>-12</sup> a 10<sup>-14</sup>. Sin embargo, como se no se conoce exactamente como se calentó la MO de la roca generadora, se hace simulaciones para construir los modelos cinéticos. Al punto que las energías de activación medias que gobiernan la generación de petróleo aumentan sistemáticamente en el orden de A a F, provocando un aumento correspondiente en la temperatura de generación. "ventana" de generación de gas que oscila entre aproximadamente 175 °C a 230 °C.

Por lo tanto, los umbrales de temperatura de la generación global de petróleo y gas constituyen instrumentos contundentes con los que analizar el potencial petrolero de las cuencas sedimentarias. Debido a que el petróleo no

expulsado proporciona una materia prima potencial para el craqueo de petróleo a gas en la roca generadora, los modelos cuantitativos de generación de petróleo se vuelven realmente útiles solo cuando se combinan con modelos de craqueo y expulsión de petróleo y gas (Figura 5). Por ejemplo, la asociación frecuentemente observada entre provincias gasíferas y carbones no puede explicarse únicamente por su comportamiento de generación.

$$k = A * \exp(-E_a/RT)$$

Cabe destacar que, el término cocina de hidrocarburos fue introducido por (Ziegler en 1980) el cual evolucionó al concepto cocina generativa (Demaison, 1984) y este a su vez en subsistema generador (Demaison y Huizinga, 1994) y describe la generación de hidrocarburos y su evolución dentro de una cuenca sedimentaria.

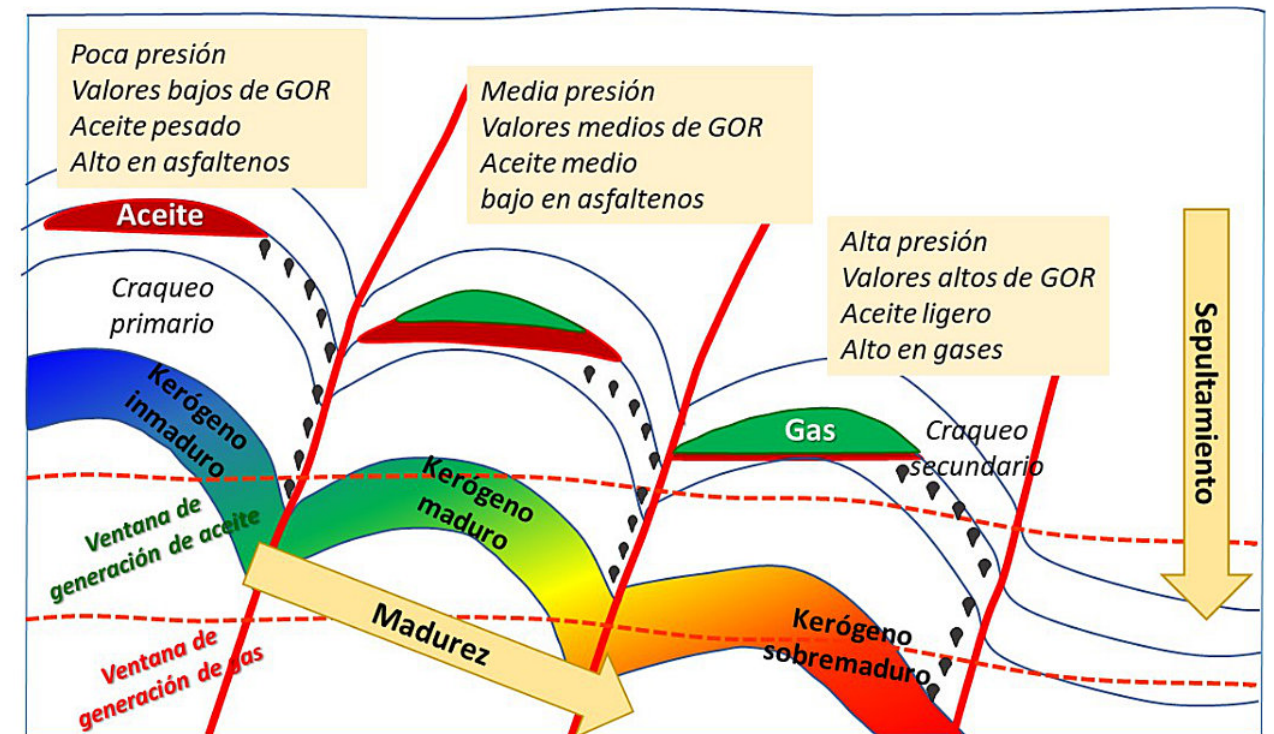


Figura 5. Propiedades de los fluidos y gases generados y almacenados cuando existe variaciones de profundidad y fenómenos de craqueo primario y secundario.

### La expulsión

Los hidrocarburos son expulsados de la roca generadora, una vez que la MO se transforma en hidrocarburos y esta ocurre en dirección del flujo, que está controlado por la configuración y las presiones internas de los intervalos estratigráficos saturados de fluidos provocando la compresión que reduce el espacio de los poros entre los granos y así inicia la expulsión de los hidrocarburos desde la roca generadora hacia la trampa o la superficie y a este proceso también se le llama migración primaria. Aunque sigue siendo poco entendida la expulsión y el movimiento de los hidrocarburos en su primera fase, se han hecho varias simulaciones experimentales de cómo es tal movimiento y se han comparado con series naturales. El conocimiento adquirido de estos experimentos se utiliza ahora para desarrollar

modelos matemáticos que reproducen la cinética de la generación y migración de petróleo con el propósito de evaluar la cuenca. Así, mediante una combinación de observación de series geoquímicas homogéneas, simulación experimental y modelado matemático, se ha establecido que los parámetros para estimar la cantidad y composición del petróleo son la temperatura, el tipo de materia orgánica, el tiempo (o velocidad de calentamiento) y el movimiento del petróleo y gas (la carga).

La catálisis que llegan a hacer los minerales arcillosos, aunque todavía es controvertida, es más bien retener la fracción pesada del petróleo y dejan escapar muchos iso-alcanos. Mientras que, la presión tiene poca influencia dentro del rango de rocas generadoras efectivas. También se han desarrollado método de absorción y adsorción de gases en la MO y minerales arcillosos. El kerógeno es una macromolécula tremendamente compleja que hasta el momento no está suficientemente caracterizada para desarrollar modelos predictivos fundamentales de craqueo térmico de moléculas complejas. No obstante, estos modelos se aplican actualmente sólo al craqueo de moléculas simples (gases y alcanos) con grados limitados de craqueo (Ungerer, 1990).

### La migración

Como se mencionó, durante la historia del sepultamiento de una cuenca suceden modificaciones dentro de la columna litológica, cuando la MO contenida en las rocas generadoras se transforma en hidrocarburos, estos junto con otros fluidos se mueven preferentemente de forma vertical, a través de conductos, hacia sedimentos de menor presión y en algunos casos se acumulan en las trampas estructurales y estratigráficas más cercanas (England et al., 1987). Por tanto, el movimiento de los fluidos desde la roca generadora hasta la trampa o reservorio es cuando ocurre la migración, a esta también la han llamado migración secundaria. Así que, la migración es ocasionada por el incremento de la sobrecarga de sedimentos que incrementa la presión y la temperatura, una vez que salen expulsados los hidrocarburos de la roca generadora, estos atraviesan las capas que los separan hasta la trampa, por las vías de migración y es cuando ocurre la migración secundaria. Las geometrías estructurales, las fallas y sus historias de movimiento, junto con las propiedades petrofísicas de las unidades de flujo, son algunos de los principales controles sobre las vías de migración de hidrocarburos dentro de las cuencas sedimentarias. El modelado de migración usa técnicas combinadas de restauración estructural y análisis de sellos de fallas, las que están integradas con el código de modelado de la vía rápida de migración de hidrocarburos basado en métodos de percolación de invasión. Generalmente son modelos en 3D, pero también se toma en consideración el tiempo, por esa dinámica de fluidos se ha nombrado como 4D, (Clarke, et al., 2006).

Durante el proceso de migración se enfatizan las propiedades fisicoquímicas de los gases y líquidos del petróleo, en particular el comportamiento de fase de los hidrocarburos en condiciones de subsuelo, el cual se muestra como un factor importante para la determinación del comportamiento de la migración. Para esto es conveniente presentar correlaciones de ingeniería para estimar las propiedades de los fluidos de petróleo en condiciones geológicamente realistas. Las direcciones y magnitudes de las fuerzas que actúan sobre la migración del petróleo se deducen de los efectos combinados de la flotabilidad y el flujo de agua en los sedimentos compactados. Estas fuerzas se combinan utilizando una descripción del potencial del fluido. Con este tipo de procedimiento, es factible definir la dirección de la migración. Para después estimar las tasas de migración a partir de las propiedades de los sedimentos involucrados, lo que permite hacer una distinción entre las capas portadoras "laterales" y "verticales". La migración puede tener dos tendencias preferenciales, migración vertical y horizontal o lateral, o bien, la combinación de ambas, en distintos porcentajes. Aunque se ha documentado que la migración vertical ha sido preponderante en la mayoría de las cuencas petroleras, en una relación 2 a 1 (Demaison y Huizinga, 1991). Otros factores y procesos que intervienen en las vías o

rutas de migración son; la presión de poro, flotabilidad, segregación gravitacional, convección, miscibilidad, solubilidad, y otros más.

Cuando se usa un enfoque simplificado los cálculos predictivos son más rápidos y precisos en la exploración de petróleo. Además, los resultados se comparan con enfoques más complejos del modelado de cuenca en 3D. Las pérdidas por migración están relacionadas con el volumen de poros acumulativo empleado por el petróleo para establecer las rutas de migración. En la mayoría de las regiones del mundo el mecanismo de migración del petróleo es predominantemente por flujo a granel, con una pequeña contribución de difusión para los hidrocarburos ligeros en distancias menores de 100 m. Los factores de pérdida involucrados en la migración secundaria se estiman a partir de evidencias de campo. De hecho, la migración controla el tiempo de residencia del petróleo en las zonas calientes de las cuencas sedimentarias y, por lo tanto, determina el grado de conversión del petróleo en gas según lo reproducen los modelos numéricos. Algunos estudios han documentado que la migración primaria ocurre en una fase separada del agua y que se genera una concentración suficiente de petróleo para que comience la expulsión. De hecho, se encuentran sistemáticamente altas eficiencias de expulsión (más del 50%) para rocas generadoras ricas y maduras. Una mayor comprensión de la migración primaria requiere observaciones de series naturales, estudios petrofísicos de rocas generadoras (porosidades inferiores al 10%, permeabilidades en el rango nano-Darcy). Investigación termodinámica de sistemas orgánicos multifásicos no convencionales (kerógeno/líquido(s)/gas(es)) y simulación experimental bajo esfuerzo térmico. Como consecuencia, los modelos más recientes tratan de rastrear correctamente las rutas de migración y la historial térmica de los fluidos de petróleo acorde a la composición que se requiera modelar.

El mecanismo de llenado del yacimiento se presenta como una extensión lógica de los descrito anteriormente para la migración (Figura 6). Esto, junto con la ineficacia de las mezclas en yacimientos, puede ser por fenómenos de difusión o convección, que tienden a causar gradientes de composición laterales significativos en los yacimientos por encima de los gradientes verticales inducidos gravitacionalmente.

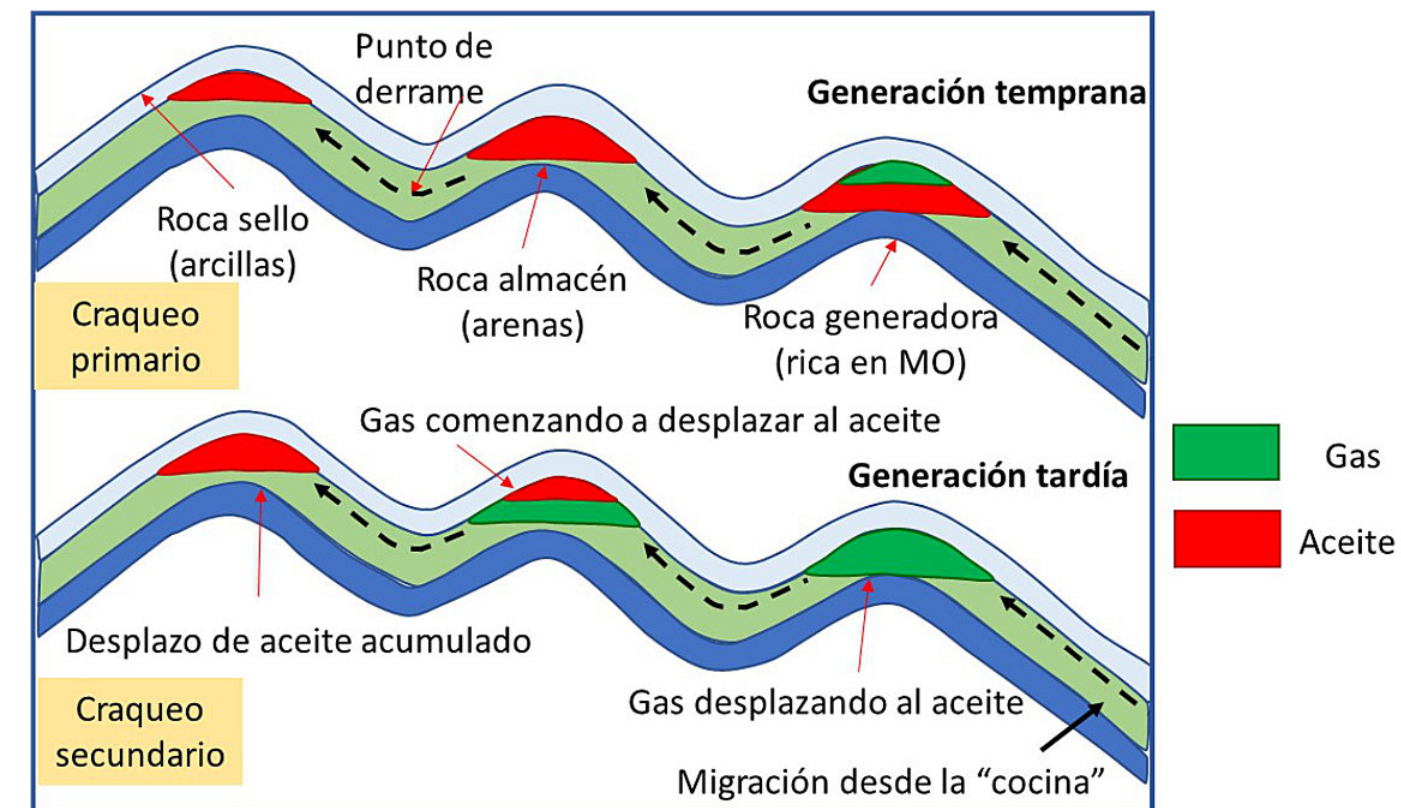


Figura 6. Dinamismo de un sistema petrolero, la migración y la carga de hidrocarburos es gradual y puede ser continua o por pulsaciones. (Fuente; Gussow, 1954, con modificaciones de He y Murray, 2019)

### La acumulación

El llenado de la trampa se da después de la migración secundaria, donde domina el proceso de acumulación y concentración de grandes cantidades de hidrocarburos en un determinado volumen de roca almacén, que se llegue a mantener por largos periodos de tiempo y que evidentemente si hay un buen sello, no permite grandes pérdidas en el yacimiento. Heterogeneidades espaciales de las composiciones de petróleo inalterado dentro de campos individuales han sido documentadas (Leythaeuser et al., 2000). Las cuales se han atribuido a cambios en la composición de múltiples cargas de petróleo durante la historia de la acumulación junto con un grado limitado de mezcla de fluidos de petróleo en el yacimiento. La acumulación va a depender de la geometría y el volumen del yacimiento, así como de su litología, grado de heterogeneidad, porcentajes de porosidad y permeabilidad, además de la historia diagenética y de fracturamiento micro y macro al que haya sido sometido.

### La preservación

La preservación de hidrocarburos en yacimientos del subsuelo suele ocurrir entre profundidades de 1000 a 6000 m de columna litológica, y estos yacimientos se encuentran tanto en el continente, como en el océano, con tirantes de agua de 1 metro de profundidad hasta más de 3000 metros bajo el nivel medio del mar. Mientras que la temperatura oscilan entre 80°C y 170 °C para los petróleo y gases asociados. Yacimientos de hidrocarburos a profundidades mayores de 7000 m en su mayoría son del mesozoicos y predominantemente contienen gas y condensado, o gas seco.

### Caso de estudio

En la cuenca de Tarim, China hace poco tiempo se descubrió una gigantesca acumulación de petróleo a profundidades entre 7000 y 8000 m en una sección del paleozoico inferior en la parte sur de la región de Halahatang. En este yacimiento, las presiones varían entre 75 MPa y 85 MPa, con coeficientes de presión entre 1.2 y 1.7 y temperaturas que fluctúan entre 140°C y 172°C (Zhu et al., 2019). Según estos autores, la carga y acumulación de petróleo se produjo durante la orogenia hercyniana tardía, seguida de un posterior sepultamiento profundo gradual, que tuvo lugar antes de un rápido hundimiento que comenzó hace aproximadamente 5 Ma. Después del sepultamiento, el espesor de los estratos aumentó en exceso a más de 2000 m antes de alcanzar finalmente su profundidad actual. Por lo tanto, esta acumulación de petróleo representa un antiguo sistema petrolero bien conservado. Basándose en las características geoquímicas de los aceites y gases, los aceites crudos pueden clasificarse como maduros, procedentes de facies orgánicas marinas mixtas de lutitas, margas y carbonatos, mientras que los gases y condensados están asociados a los aceites. A pesar de las altas temperaturas actuales de los yacimientos, no se ha producido craqueo secundario del petróleo debido a la exposición relativamente corta de aceites a altas temperaturas en un régimen de gradiente geotérmico bajo. Por lo tanto, todavía existe un potencial de exploración significativo en condiciones similares para el petróleo líquido en estratos aún más profundos.

Finalmente, los factores principales que controlan la acumulación o pérdidas de petróleo son las fallas y los sellos. Mientras que, la karticidad intercapas son excelentes vías de conectividad fractura-cavidad desarrollados adyacentes a las fallas, y generalmente son el resultando en el enriquecimiento de petróleo y gas a lo largo de zonas de fallas. Los yacimientos de alta calidad en estas zonas son fáciles de identificar porque presentan características de marcada amplitud similar a las cuentas en secciones sísmicas.

### La biodegradación

En forma natural, la acción de microorganismos es capaz de degradar el petróleo, aunque la degradación progresiva del petróleo crudo no es ni homogénea, ni lineal y tiende a eliminar primero algunas fracciones como: los hidrocarburos saturados (parafinas, isoprenoides, esteranos, hopanos), seguido de los aromáticos y finalmente los hidrocarburos polares, es decir asfaltenos altamente condensados y resinas. Los grados de biodegradación varían desde muy ligeros, leves, moderado, pesado y severo (Wenger, et al., 2002). Los niveles crecientes de biodegradación generalmente causan una disminución en la calidad del aceite, disminuyendo la producibilidad y el valor del aceite a medida que disminuyen la gravedad API y los rendimientos de destilados; además, aumentan la viscosidad, el azufre, los asfaltenos, los metales, los residuos de vacío y el índice de acidez total. La biodegradación puede ser producida por microorganismos aeróbicos o anaeróbicos.

Dentro de los yacimientos el proceso de biodegradación en los aceites almacenados ocurre generalmente a temperaturas inferiores a 80 ° C. De hecho, los hidrocarburos de yacimientos menos profundos y fríos tienden a biodegradarse progresivamente más rápidamente que los de los yacimientos más profundos y calientes. Se ha observado que existen tendencias generales para los parámetros de calidad del petróleo vs. las temperaturas actuales del yacimiento de < 80°C y se han publicado escalas de biodegradación (Peters y Moldowan, 1993, p. 252-265). Durante la caracterización de los yacimientos, el control sobre la biodegradación en algunas áreas puede tener efectos significantes para hacer predicciones o estimaciones pre-perforación sobre la calidad de los aceites. La ocurrencia prevalente de biodegradación en yacimientos de petróleo poco profundos se ha atribuido a la degradación de hidrocarburos bacterianos aeróbicos estimulada por la recarga superficial de aguas meteóricas portadoras de oxígeno. Asimismo, bacterias anaeróbicas fermentadas reducen sulfatos y pueden degradar también al petróleo. Por el contrario, las aguas de formación con alta salinidad pueden inhibir la degradación por bacterias y ser escudos efectivos de la calidad de deteriorización del petróleo. Por consiguiente, los métodos calibrados de riesgo de la calidad del petróleo se basan en una evaluación detallada de la carga del yacimiento, la historia de temperatura. Así los controles locales sobre la biodegradación deben desarrollarse sobre una base de *plays* y prospectos. Además, la biodegradación conduce a la formación de compuestos de ácido nafténico, que aumentan la acidez del aceite (típicamente medido como índice de ácido total IAT o TAN por sus siglas en inglés). El aumento de TAN puede reducir aún más el valor del aceite y puede contribuir a problemas de producción y tratamiento, como la corrosión y la formación de emulsiones. Por lo tanto, la biodegradación del petróleo crudo en los yacimientos de petróleo ha afectado negativamente a la mayoría de los petróleos del mundo, lo que ha hecho que la recuperación y refinación de ese petróleo sean más costosas.

Se conoce aún muy poco sobre la lenta cinética de reacción y la incertidumbre en cuanto a las vías de degradación reales que ocurren en los yacimientos de petróleo. Sin embargo, hallazgos más recientes sugieren que los procesos de degradación anaeróbica dominan los ambientes sedimentarios subsuperficiales. Mientras que en el laboratorio la degradación de los hidrocarburos del petróleo crudo en condiciones metanogénicas imita la eliminación secuencial característica de clases de compuestos que se observa en el petróleo degradado en yacimientos. La eliminación preferencial inicial de n-alcanos genera cantidades cercanas a estequiométricas de metano, principalmente por metanogénesis hidrogenotrófica (Jones et al., 2008). Más recientemente, se han desarrollado modelos conceptuales estequiométricos de biodegradación del petróleo en sistemas petroleros naturales, uno de estos es el BioClass OD y se utiliza para predecir los cambios químicos o de composición del petróleo durante la biodegradación en sus diferentes grados y las correspondientes pérdidas de algunos compuestos que podrían ocurrir en un yacimiento (Haeseler et al., 2010). Los modelos constan de dos partes: un simulador composicional y cuantitativo de OD y el acoplamiento dinámico de este simulador de OD con un modelado de cuenca que considera la historia del sistema petrolero (por ejemplo, tiempo, temperatura, dinámica de fluidos). El modelo OD calcula las pérdidas de hidrocarburos de las diferentes clases

químicas. Se basa en cuatro ecuaciones estequiométricas globales que describen la biodegradación de hidrocarburos en condiciones aeróbicas, desnitrificantes, reductoras de sulfato y metanogénicas.

### La dispersión - desaparición o fuga de hidrocarburos

El último proceso que ocurre a través de la historia y evolución de los hidrocarburos que se forman en el subsuelo es la pérdida de estos en la superficie terrestre, ya sea por emanaciones, filtraciones o fugas naturales en continentes o en océanos. A estas filtraciones (*seeps*) las han llamado de distintas formas en Latinoamérica como: chapopoterías, rezumaderos, manadero, mene, brotadero, entre otras más. Paradójicamente en la primeras etapas de exploración a nivel regional, la prospección geoquímica superficial, la exploración sísmica y la teledetección por satélites han documentado filtraciones de petróleo y gas en cuencas marinas de todo el mundo y han sido el punto de partida para descubrir áreas nuevas que puedan contener recursos prospectivos de hidrocarburos. De hecho, según el *National Research Council* (2003) alrededor del 46 % de crudo que existe en los océanos proviene de emanaciones naturales. Sin embargo, la estimación de la contribución total de hidrocarburos no se ha comprobado al 100% y sólo se considera una primera aproximación realista la medición del metano a la atmósfera y aun así es muy incierta, en gran medida, porque el conjunto de datos es muy pequeño  $20 \text{ Tg a}^{-1}$ . Esta es una contribución significativa al cálculo mundial, particularmente porque el metano agotado es de tales filtraciones  $^{14}\text{C}$  (Judd, 2004). Esto significa que, aún no hay un programa de medición de filtraciones a nivel mundial, para dar cifras más precisas y de ser posible mediante estudios isotópicos diferenciar cuales son de origen biogénico y cuales termogénico provenientes de yacimientos subterráneos o cuales están relacionados a cuerpos más superficiales de la columna geológica y que posiblemente estén asociados a hidratos de metano.

En la superficie del mar, el aceite flotante forma manchas, reveladas por la teledetección, cuyos orígenes están lateralmente dentro de  $\sim 1000 \text{ m}$  de ventilación del fondo marino. Esto contradice la distancia mucho mayor pronosticada si las gotas de petróleo suben a través de una columna de agua mayor a  $500 \text{ m}$  con una velocidad esperada de  $\sim 0,01 \text{ m s}^{-1}$  mientras que cuando están sujetas a corrientes marinas laterales pueden alcanzar el doble de velocidad o más. Lo que indica que el petróleo sube con las burbujas de gas a velocidades promedio de  $\sim 0,15 \text{ m}^{-1}$  hasta la superficie (McDonald et al., 2002).

En el Golfo de México se han hecho estudios de tipo regional tanto en el norte como en el sur sobre las manifestaciones superficiales de hidrocarburos para determinar el origen y sus implicaciones exploratorias (Hood et al., 2002; Holguín et al., 2005).

### Análisis de Datos y Resultados

#### Modelado 1D, 2D y 3D

El modelado geoquímico de generación de hidrocarburos tiene sus orígenes cuando comenzaron a hacerse las curvas de sepultamiento y obtener el índice Tiempo-Temperatura (ITT) (Lopatin, 1971, Waples, 1980). Esta técnica de análisis rápido proporciona la historia del sepultamiento y reconstruye la evolución de las propiedades fisicoquímicas de las unidades sedimentarias individuales en función de la profundidad y el tiempo, además, calcula la velocidad con la que el kerógeno se descompone bajo el esfuerzo térmico para generar petróleo en función de las mismas variables, con estas variables se hace el modelado más simple.

El principio es muy sencillo, pues se grafica la profundidad vs tiempo; para la profundidad se toma la columna geológica de algún pozo, de preferencia alguno que haya atravesado toda la columna litológica hasta atravesar a las rocas generadoras y se hace la reconstrucción del llenado de la cuenca sedimentaria. Mientras que, para el tiempo se ubican las unidades estratigráficas en la tabla geocronológica en millones de años. Con esa gráfica se puede visualizar rápidamente, cuando ocurrió, por ejemplo: altas tasas de sedimentación y hundimiento (enterramiento), o bien, periodos de levantamientos (exhumaciones) y erosiones, o incluso, cuando ocurrió algún fallamiento estructural y deformaciones de los sedimentos (Figura 7). Actualmente las curvas de sepultamiento se siguen usando, sin embargo, el ITT dejó de usarse y ahora se utilizan parámetros de madurez mejor calibrados como; la reflectancia de la vitrinita ( $\% R_o$ ) o la temperatura máxima de pirolisis Rock-Eval ( $T_{max}$ ), entre otros muchos más. Así se puede obtener los resultados del modelado 1D.

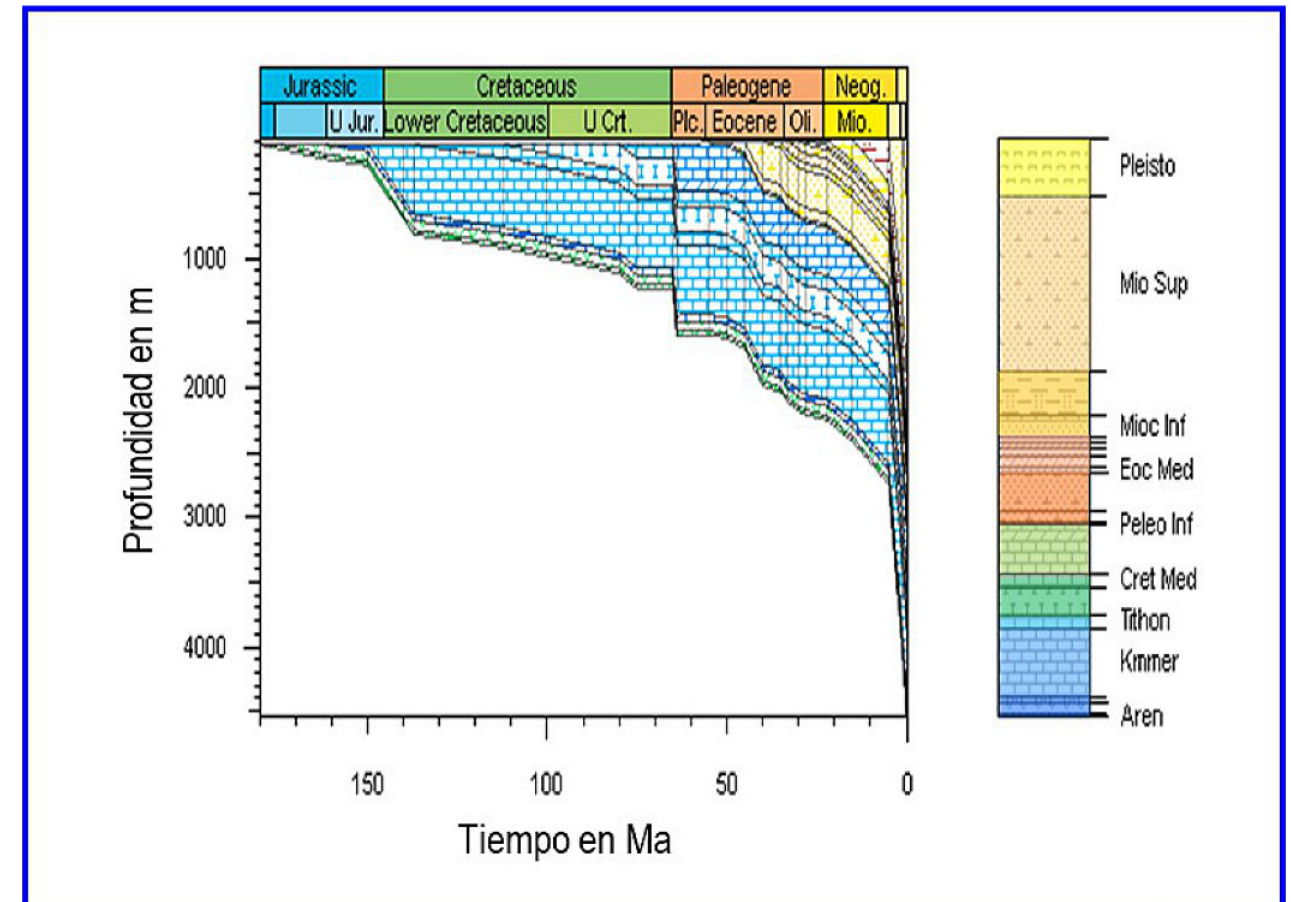


Figura 7. Curvas de sepultamiento de un pozo representativo de la Sonda de Campeche, México, tomado de Santamaría 2000.

Una década después (de 1990 a 2000), muchos estudios se realizaron en secciones geológicas que cortaban a la cuenca, transversal y longitudinalmente. Esta técnica proporciona la historia de sepultamiento a lo largo de ese transecto, de tal manera que se pueden modelar áreas de generación y de ubicar posibles prospectos, con el modelado **2D**. También se pueden realizar predicciones de composición y fase aproximada. La calibración se basa con información de pozos que cortan en algún punto a dicha sección. Ya para finales del siglo pasado una nueva generación de programas de modelado de cuencas comienza a estandarizar a la industria petrolera. La característica más importante es la implementación de los modelos de flujo de fluidos con tres fases; agua, aceite crudo líquido, gas natural y otros gases. Los modelos del flujo de Darcy en 2D junto con mapas de vías de flujo de estos compuestos son analizados. Con estos se puede visualizar los procesos de flujo desde la roca fuente hasta la trampa.



Finalmente (de 2000 a 2010), aparecen los modelado **3D**, donde se considera evolución geológica de un volumen de la cuenca. Esta técnica representa utiliza millones de datos y los maneja con software sofisticado de modelado numérico. Además, de proporcionar información sobre la generación y migración de hidrocarburos en tiempo y espacio, las rutas de migración se pueden cartografiar y simular distintos escenarios de llenado, o de pérdida. Actualmente (de 2010 a 2020) se pueden hacer predicciones de: las características de los fluidos y gases, volúmenes generados, estados de fase, relaciones aceite/gas (RAG) o (GOR por sus siglas en inglés), composición y calidad de los aceites, entre otros más.

Los modelos de sistemas petroleros también se utilizan en la predicción de la presión de poro y así planificar el diseño del pozo y el desarrollo de los campos, o bien, se pueden emplear para identificar y explicar contradicciones en los datos de dos o más disciplinas. Los modelos son muy valiosos durante la exploración sísmica para identificar la riqueza de los recursos, tales como puntos dulces (*sweet spots*) en extensiones productivas no convencionales como de gas de lutita, y durante el desarrollo y la producción del campo para mejorar la eficiencia de la terminación del pozo. Sin embargo, el modelado de sistemas petroleros es diferente a la simulación de yacimientos, en tanto que cubre una escala más grande que, podría incluir varios campos de petróleo y gas, y considera un marco temporal geológico de millones de años, en lugar de un marco temporal de producción de años o décadas cuando se hace la simulación de yacimientos.

El MCSP se aplica ya a la evaluación de recursos de petróleo y gas. En este modelado se utilizan modelos de sistemas petroleros para predecir las composiciones y propiedades de los fluidos en prospectos aún no perforados. Esto se describe en las fases cinéticas. También, se desarrollan los modelados de migración y llenado del yacimiento, análisis de la incertidumbre, modelo cinemático estructural, modelo estratigráfico sedimentológico, modelo diagenéticos, predicción del tipo y calidad de hidrocarburos, balance de materia, entre otros.

En resumen, el MCSP incorpora datos de geociencias que fortalecen el proceso de evaluación y los resultados se presentan visual y numéricamente. Las herramientas informáticas (software) son dinámicas y nunca se llega a tener la última versión, más bien se van actualizando y cambian de versión, es por esto por lo que, tienen ventajas y desventajas o limitaciones. Los modelados pueden ser unidimensionales (1-D), bidimensionales (2-D) y tridimensionales (3-D). Los hay propios de las empresas operadoras o. comerciales de las empresas de servicios. Asimismo, tales software se han integrado como módulos de plataformas mucho más robustas, las cuales integran muchísima información y datos de muchas de las disciplinas que intervienen en la cadena de valor en la parte de Exploración y Producción o *upstream*. Con los grandes volúmenes de datos (*big data*) que pueden provenir de: pozos, geológicos, geoquímicos, estructurales, núcleos, sísmica, etc., el *big data* ofrece el potencial de hacer que el análisis de sistemas petroleros sea una herramienta que, sea capaz de predecir, localizar o detectar la presencia de hidrocarburos.

En otra escala, más a detalle, la caracterización del yacimiento abarca la comprensión y los métodos utilizados para caracterizar la heterogeneidad del yacimiento. Puede definirse como la construcción de imágenes realistas en 3D de propiedades petrofísicas utilizadas para predecir el rendimiento del yacimiento, también llamado modelo geocelular estático. Estos modelados ya son multidisciplinarios que implican no únicamente el manejo de las herramientas informáticas, sino que, además, integra años de experiencia en geología, geofísica, petrofísica, registro de pozos, geoestadística e ingeniería de yacimientos. Igualmente, las imágenes tridimensionales se obtienen a partir de modelos geológicos construidos con datos de núcleos, registros eléctricos. Las propiedades petrofísicas, son obtenidas a partir de núcleos, registro geofísicos y datos de producción, y se distribuyen dentro del modelo geológico al vincular las propiedades petrofísicas en las capas geológicas, mediante el uso de métodos geoestadísticos y geofísicos avanzados. Finalmente, el modelo se coloca en un simulador numérico para probar y predecir el rendimiento del yacimiento a futuro.

Por otra parte, la migración de hidrocarburos es un proceso dinámico que se puede simular de manera eficiente con un simulador de cuencas 3D. Sin embargo, este proceso es muy sensible a la evolución de la geometría 3D y a la distribución de facies. La evolución y configuración de la geometría a través del tiempo geológico es un nuevo desafío al

que se enfrentan algunos equipos de trabajo. Desafortunadamente, los *plays* generalmente están limitados por la geología estructural y no por el modelado de cuencas.

La distribución de las facies es tan importante como la geometría para la predicción de las vías de migración de los hidrocarburos. Esta distribución de facies se obtiene generalmente, a partir de la interpretación geológica y sísmica. Las mejoras en ambas disciplinas son necesarias, especialmente en aquellas zonas donde no están limitados por pozos.

El modelado de cuencas en 3D se ha convertido en el núcleo de la evaluación de cuencas para la exploración. De hecho, ahora es una forma de lograr la coherencia entre los datos proporcionados por todas las ramas de la exploración, y se usa como una herramienta para verificar la calidad de los datos proporcionados en la entrada. Así, cualquier desajuste puede usarse para cuestionar datos de entrada específicos. Por supuestos, la calibración de los datos naturales disponibles limita el modelo, mientras que las pruebas de sensibilidad o sensibilidad se utilizan para evaluar el alcance de posibles alternativas, o bien, de varios escenarios que conduzcan a los mismos resultados o que de alguna manera puedan funcionar.

Actualmente se han desarrollado algoritmos de redes neuronales (*neural networks*) y aprendizaje automático (*machine learning*) para brindar predicciones derivadas de sistemas complejos con múltiples variables. Esto es ventajoso cuando las mediciones directas de las variables clave son limitadas en número o difíciles de obtener. Se ha desarrollado una caja abierta transparente de una red de aprendizaje que proporciona información sobre sistemas complejos con puntos de referencia de rendimiento para algoritmos de aprendizaje automático poco claros (Wood, 2018). Hay muchos sistemas petroleros que tienen múltiples variables. Es por esto por lo que, los algoritmos de inteligencia artificial (*artificial intelligence*) ofrecen soluciones eficaces para predecir tales variables difíciles de obtener, o bien, a menudo no proporcionan información sobre otros sistemas inferiores y las relaciones entre las variables utilizadas y las predicciones obtenidas no satisfacen a los tomadores de decisión.

### Características del sistema petrolero

El *play* es uno o varios prospectos, genéticamente relacionados que comparten características similares, elementos como: rocas generadora, almacenadora y sello, así como procesos de; generación, migración, carga y acumulación de hidrocarburos. Que deben ser evaluados para saber si son económica o estratégicamente viables su extracción y si se justifica la perforación de un pozo explorador.

El sistema petrolero puede ser identificado con tres niveles de certeza, según su relación genética entre la roca generadora y la trampa.

1. **Nivel de certeza conocido o demostrado (!):** Existe una buena correlación geoquímica entre la roca generadora y el petróleo de un yacimiento. La información geoquímica demuestra la existencia de una roca generadora.
2. **Nivel de certeza hipotético (.):** La información geoquímica demuestra la existencia de una roca generadora, sin embargo, no hay correlación geoquímica entre la roca generadora y el petróleo de los yacimientos existentes.
3. **Nivel de certeza especulativo (?):** La existencia de roca generadora y acumulaciones de petróleo es postulada solamente con base en evidencia geológica o geofísica.

La probabilidad de éxito para descubrir un *play* está en función de los componentes siguientes:

- Riqueza orgánica y volumen de la roca generadora.
- Potencial generador de la roca generadora.
- Eficiencia de expulsión de los hidrocarburos la roca generadora con respecto a su madurez térmica.
- Grado de adsorción y absorción de la roca generadora con respecto al volumen de generación y al ambiente de depósito.
- Relación de transformación de la materia orgánica y calidad de hidrocarburos en función de la cinética.
- Calidad de la trampa o reservorio en función de su porosidad, permeabilidad y arquitectura.
- Efectividad del yacimiento, en función sus facies sedimentarias.
- Certidumbre de la migración y del llenado.
- Garantía del sello.

Al sistema petrolero los han dividido en dos subsistemas, el generador y el almacenador.

#### **El subsistema generador**

Incluye desde el depósito de sedimentos con riqueza orgánica acumulada en distintos ambientes sedimentarios hasta su litificación al convertirse roca generadora, así como la generación y expulsión de hidrocarburos derivados a partir de la transformación de la materia orgánica contenida en esas rocas generadoras, en función del tiempo y la temperatura.

#### **El subsistema almacenador**

Incluye los sedimentos con buena porosidad y permeabilidad en distintos ambientes sedimentarios hasta su litificación al convertirse roca almacenadora, así como la migración, acumulación y preservación de hidrocarburos que provienen desde las rocas generadoras, también incluye la formación de la trampa y la degradación o alteración de los hidrocarburos dentro del yacimiento.

#### **Factor de carga**

La carga de los hidrocarburos hacia las trampas va a depender de muchos factores, entre estos están: el tipo de hidrocarburos cargados, aceites o gases; de las propiedades fisicoquímicas de los aceites (pasados ricos en asfaltenos, azufre y metales o ligeros, ricos en parafinas y pobres en azufre y metales); de la cantidad, calidad y madurez de las rocas generadoras; de donde provienen estos hidrocarburos (una o varias fuentes o rocas generadoras); de las porosidades y permeabilidades que tengan las vías de migración (rocas portadoras o fallas y fracturas abiertas), de la complejidad estructural de una zona parte de una cuenca, Además, si la carga es única y sencilla o múltiple y compleja, entonces depende también del momento de la carga y generalmente durante el modelado son escasos este tipo de datos, lo que se traduce en una restricción de los resultados. Asimismo, existe un relación temporal entre (tiempo y cantidad de hidrocarburos) la carga o caudal, con el yacimiento y el sello, cada uno de ellos, con sus factores de riesgo específicos. Por lo tanto, el MCSP combinado con el análisis de probabilidad puede ser utilizado como un método de

apoyo en la toma de decisiones para la evaluación del riesgo exploratorio. El índice de potencial generador (IPG o SPI por sus siglas en inglés) permite diferenciar cuando las cargas de los sistemas petroleros van de: pobres (IPG < 5), moderados (IPG 5-15) hasta ricos (IPG > 15), y que impedancia llegan a tener, alta o baja. (Demaison y Huizinga, 1991).

#### **Estilos de drenaje y migración**

Son varios factores los que afectan la capacidad del llenado y retención de fluidos en un yacimiento, el flujo de fluidos simple o multifásico a través del yacimiento, el sistema de producción en baja y en alta presión, y la migración misma dentro del yacimiento que aún está poco entendida.

Factor de carga (Demaison y Huizinga, 1991) o carga regional representa la cantidad total de petróleo y gas que puede ser atrapado en una cuenca petrolera, menos las pérdidas por: retención en las propias rocas generadoras; los que quedan atrapados en las vías o conductos durante la expulsión y migración; las fugas de estos en la superficie (emanaciones o chapopoterías), puesto que ahí se evaporan o degradan. La riqueza de una roca generadora se expresa en términos de potencial genético, a partir de datos de Rock-Eval y extrapolaciones laterales y verticales, todo es cuestión de un balance de materia orgánica original contenida en la roca y su relación de transformación, que tanto petróleo o gas se formó, migro, se atrapó y se perdió. Para el cálculo de riqueza orgánica total se han desarrollado algunos métodos que combinan datos de Rock-Eval con registros eléctricos de pozo (Passey et al, 1990).

#### **Momento crítico**

El momento críticos es el instante de mayor posibilidad en que coinciden los procesos de generación – migración – acumulación de hidrocarburos dentro del sistema petrolero. Es ese punto en el tiempo en que concuerdan esos procesos. En la carta de eventos se marca justamente al comenzar el proceso de preservación (Figura 8). Este momento puede ir variando a través del tiempo y espacio, y éste va a depender de la coexistencia de los procesos, debido a que en las cuencas sedimentarias los esfuerzos tectónicos no son siempre los mismos, ni tampoco son homogéneos y pueden variar de un lugar a otro, las cuales es posible ver dicha variación, desde algunas decenas de km, hasta muchas centenas de km, tal variación puede durar desde miles de años hasta varios millones de años. Las causas pueden ser distintas: por alguna orogenia, tectónica salina, enfriamiento o calentamiento rápido de la litósfera, etc. El momento crítico también puede estar representado en mapas o secciones geológicas con ubicación geográfica y estratigráfica o incluso cuando se hacen reconstrucciones de los modelos geológicos en modelos 3D.

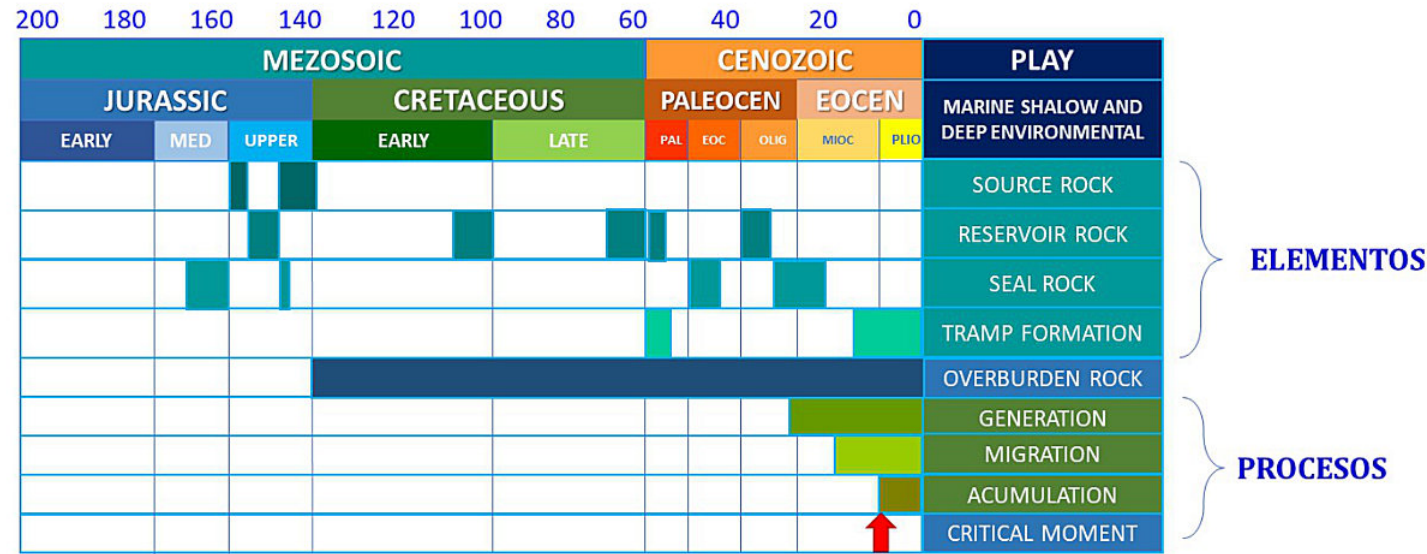


Figura 8. Procesos y elementos de un sistema petrolero, las características son de la Sonda de Campeche. La flecha roja representa el momento crítico de la conjunción de todos los procesos y elementos en sincronía para formar y cargar los yacimientos de hidrocarburos.

**Discusión**

Los primeros modelados de cuenca básicamente se hacían en 2D, donde las predicciones del modelo eran el producto final, caracterización de las rocas generadoras y no se usaban como insumos para otras disciplinas. Con el transcurrir de tiempo, esto fue cambiando y en las últimas tres décadas, el MCSP ya se había integrado a un complejo flujo de trabajo renovado de ciclo completo y con mayor resolución en 3D. Además, evolucionó a ser multidisciplinario, integral y holístico. Ahora no solamente intervienen la mecánica de los fluidos, su carga, variación de composición y cinéticas, sino también se puede mejorar los resultados de las imágenes sísmicas y modelar tensiones efectivas en unidades presalinas (Figura 9), y así convertir en velocidades sísmicas que se utilizan para volver a migrar los datos sísmicos en bloques 3D. La aplicación del modelo de velocidad mejorado puede mejorar la iluminación del volumen de rocas presalinas. De tal suerte que, proporciona modelos subyacentes del yacimiento y de la roca generadora. Además, ya se modela la geomecánica del yacimiento, lo que permite la predicción de los campos de tensión y la presión de poro a través del tiempo geológico, ayudando a los exploradores a evaluar el riesgo de fallas en los sellos que causan fugas de hidrocarburos en las trampas. También sirve para mejorar la planificación de pozos y las actividades de perforación direccional.

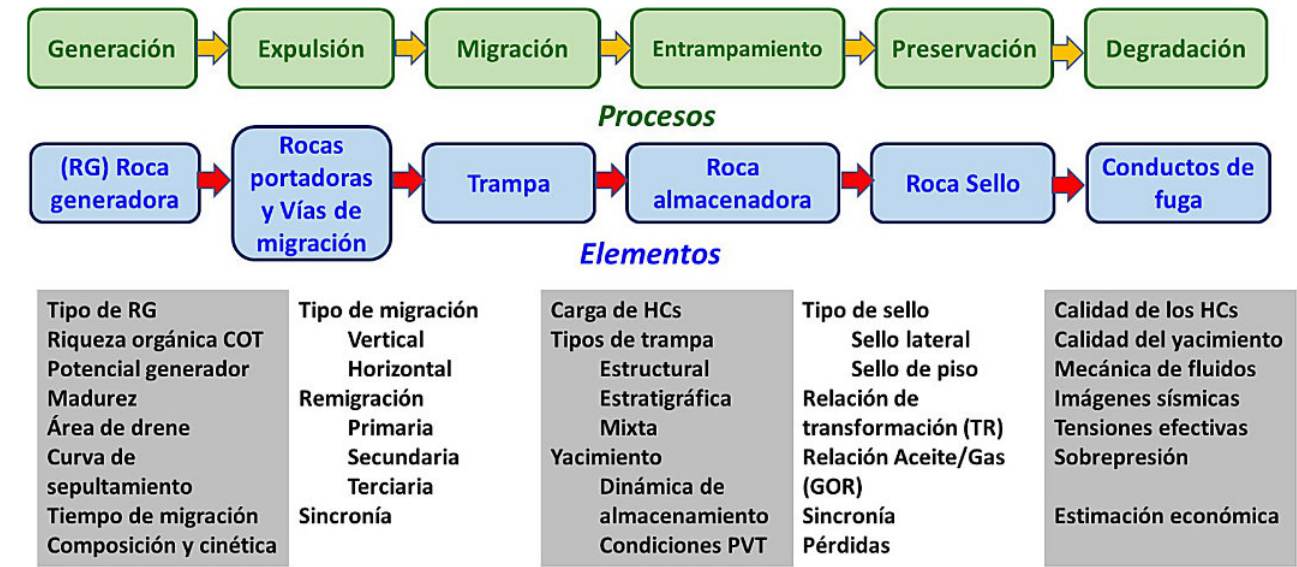


Figura 9. Visión multidisciplinaria e integral de los procesos y elementos del sistema petrolero, así como de los eventos que ocurren durante la formación de hidrocarburos en una cuenca sedimentaria.

El flujo de trabajo lo desarrollan y perfeccionan tanto en empresas operadoras como de servicio. Estas últimas son las que están luchando para ser las plataformas más usadas o aplicadas y su meta es tener la menor incertidumbre en la exploración, lo que redundaría en la disminución del riesgo geológico y por ende el económico en sus predicciones de localización de *play* y prospectos (Figura 10).

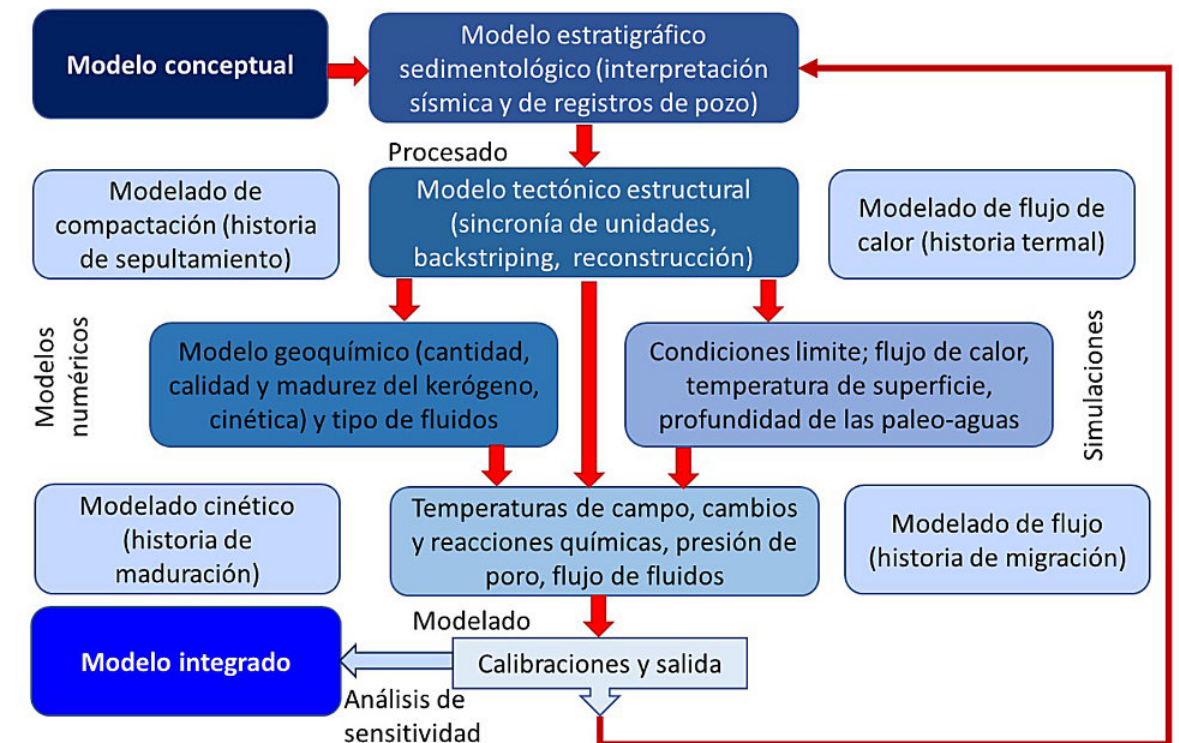


Figura 10. Diagrama de flujo del modelado de cuencas y de sistema petroleros, con la primicia de que el sistema es interactivo y siempre perfectible (Modificado de Peters et al., 2009).

**Existen algunos dilemas sobre varios temas a resolver, por ejemplo:**

La caracterización de facies orgánicas de las rocas generadoras, primero se hizo con la pirólisis Rock-Eval y se dividió en kerógenos tipo I, II y III, después se le agregó azufre al tipo II-S, con el transcurrir del tiempo y las mejoras tecnológicas la pirólisis acoplada a la cromatografía de gases, se dividieron las facies con las porciones generadas de varias clases de hidrocarburos ( $C_1 - C_5$ ,  $C_6 - C_{14}$  y  $C_{15} +$ ) y junto con la cinética de generación se propusieron varios componentes de hidrocarburos pasando de 3 y 7 a 14 y 16, esto ha permitido mejorar las predicciones de las fases de hidrocarburos a través de ecuación de estado con cálculos tipo destello, usando diagramas de fase (PVT). Incluso se utiliza para la predicción de las propiedades de las fases, como densidades, viscosidades o composiciones de las fases, (di Primio y Horsfield, 2006). Pero ¿Qué pasaría si se aumentan los componentes a más de 30 y se tomasen en cuenta el oxígeno y nitrógeno, así como el vanadio y el níquel? O bien, ¿Qué ocurre realmente en la naturaleza? o ¿Todas las reacciones de las clases de hidrocarburos son continuas? o ¿Los compuestos generados siguen un trayectoria irreversible, o son cíclicos, por ejemplo; del  $C_1$  al  $C_5$ ? y ¿Qué pasa con los compuestos más pesados y qué ocurre en realidad cinéticamente durante las reacciones secundarias o terciarias?

Por otro lado, se comprende la física principal detrás de la migración, pero aún no se comprende bien qué mecanismo es el dominante a escala regional y local, en zonas anómalas ¿Cómo afectan a las rutas de migración? o ¿Cómo son las tasas de migración del petróleo "stringer"? y ¿Cómo se mueven los hidrocarburos a través de las rocas portadoras? Estos temas ya se habían abordado superficialmente (Hantschel y Kauerauf, 2009). Y cabe aclarar que, dentro de estos, no es lo mismo hacer estimaciones en áreas estructuralmente complejas, que, en zonas con tectónica salina, o en zonas sin altas complejidades estructurales. De esto, surgen otras interrogantes: ¿Cómo será la sincronización de las historias de generación, migración y acumulación? Habrá que limitarse a ciertas ventanas de tiempo y se deberá extrapolar a todo el intervalo que abarque el sistema petrolero. Si se propone un caso de un sistema petrolero completo donde la generación ocurrió hace aproximadamente 10 millones de años y la migración tuvo una distancia aproximada de 5 km hasta la acumulación de un yacimiento, la tasa de migración regional promedio fue de 0.5 cm/año. Si esta medición es así, ahora surgen otras preguntas; ¿La carga ocurrió de manera constante o fue por pulsaciones en todo el sistema petrolero formado? Cualquier progreso en estos temas de migración puede tener un efecto importante para aumentar las tasas de éxito de la exploración. Para finalizar, en el futuro, la comunidad MCSP espera dar grandes pasos en la investigación sobre mejores métodos de riesgo, con la aplicación de la inteligencia artificial y el aprendizaje automático en computadoras cuánticas (*quantum computers*) y mejorar rápidamente sus procesos en base a su propia experiencia, con aprendizaje de ellas mismas.

Los análisis y modelado de sistemas petroleros son ahora una contribución para las tomas de decisiones durante la evaluación de áreas prospectivas en la exploración petrolera, para esto se requiere que:

- => Los geocientíficos intenten comprender los procesos más complejos y los modelos sean más deterministas.
- => Los exploradores exijan a su jefes centrarse en lo "esencial" al condensar sus análisis en unos pocos números y dar jerarquizaciones.
- => Los tomadores de decisiones tomen este producto extraído del trabajo de los anteriores para darles un valor económico o estratégico. Sin embargo, la decisión más adecuada no debe basarse en una persona o en un paquete, sino por el contrario, debe considerar todos puntos de vistas en base a los resultados y posibles escenarios.

En resumen, el MCSP utiliza las propiedades derivadas de la roca o los fluidos, por lo tanto, brindan una oportunidad para un enfoque iterativo. Las predicciones de la calidad del yacimiento utilizan la historia y evolución de presión y temperatura derivados de los modelados como entrada para otros modelos de calidad del yacimiento, que se utilizan para predecir la porosidad o evaluar si el historial de presión-temperatura puede explicar las porosidades medidas. Estos son algunos ejemplos en los que las predicciones de MCSP se convierten en parámetros de entrada importantes para otras disciplinas, lo que cambia el uso tradicional de los modelos de cuencas y cada vez resuelven más incógnitas, por el contrario, abren compuertas de nuevas oportunidades y aplicaciones para la exploración y producción de hidrocarburos.

**Conclusiones**

El sistema petrolero actualmente es una herramienta informática muy poderosa que utilizan la mayoría de las compañías petroleras para la incorporación de reservas, o bien, para apoyar con más bases técnicas la toma de decisiones de las siguientes etapas en la etapa de exploración.

Incluye todos los elementos y procesos necesarios para la formación y almacenamiento de petróleo y gas, con una sincronía tal que permita ubicar las mejores áreas para la ubicación de los primeros pozos exploratorios, al disminuir la incertidumbre y los riesgos geológicos.

Integra muchísimos datos, información y análisis de varias disciplinas de geociencias; geología, geofísica, geoquímica, biología, matemáticas, etc., así como de ingeniería petrolera. Para simular un modelo geológico más realista de alguna región de una cuenca petrolera.

Los sistemas petroleros se pueden modelar en 1D, 2D y 3D. A través de estos modelados se pretende disminuir el riesgo exploratorio y económico en ciertas áreas que podrían contener un atractivo potencial petrolero en los *plays* y prospectos con mayores posibilidades de estar cargados de hidrocarburos.

Esta herramienta se ha ido perfeccionando y robusteciendo, de tal suerte que cada vez se aplica más en la toma de decisiones.

El modelado de cuencas y análisis del sistema petrolero permite a los geocientíficos incorporar algunos aspectos en sus flujos de trabajo estándar. En lugar de ejecutar un modelo del sistema petrolero antes de que se haga un descubrimiento, el modelo se puede ir actualizando con información nueva sobre los fluidos descubiertos y servir como una herramienta de desarrollo a lo largo de la vida útil del yacimiento.

A la par, se han mejorado los flujos de trabajo y actualmente, se ha incorporado otras técnicas, como la inteligencia artificial y el aprendizaje automático que incorporan millones de datos en cada procesado del modelado, haciendo cálculos y estimaciones más precisas sobre la formación, transformación y acumulación de hidrocarburos.

También apoya las simulaciones matemáticas de los yacimientos y lo hace cada vez en menor tiempo.

Por último, a las rocas generadoras ya se les consideran ahora, como verdaderos sistemas petroleros de los llamados recursos no convencionales.

## Referencias

- Ajdukiewicz, J. M., and Lander, R. H., 2010, Sandstone reservoir quality prediction: state of the art: AAPG Bulletin, v. 94, p. 1082-1091.
- Al-Hajeri, M.M., Saeed, M.A., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A., Neumaier, M., Schenk, O., Swientek, O., Tessen, N., Welte, D., Wygrala, B., Kornpihl, D., Peters, K., 2009. Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review, Schlumberber. 21, p. 14-29.
- Arthur, M.A., Schlanger, S.O., and Jenkyns, H.C., 1987, The Cenomanian–Turonian Oceanic Anoxic Event, II. Palaeoceanographic Controls on Organic Matter Production and Preservation, in Brooks, J., and Fleet, A., eds., Marine Petroleum Source Rocks: Geological Society of London, Special Publication 26, p. 401–420
- Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F. and Espitalié, J. (1997) Thermal Cracking of Kerogen in Open and Closed Systems: Determination of Kinetic Parameters and Stoichiometric Coefficients for Oil and Gas Generation. Org. Geochem., 26, 5/6, 321-339.
- Bennett K. D., 1990, Milankovitch cycles and their effects on species in ecological and evolutionary time, *Paleobiology*, v. 16(1), p. 11-21.
- Biddle, K.T., Wielchowsky, C.C., 1994. Hydrocarbon traps. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), The Petroleum System—From Source to Trap: AAPG Memoire, 60, Chapter 13, p. 219-235.
- Burchette, T.P., 2012, Carbonate Rocks and Petroleum Reservoirs: A Geological Perspective from the Industry, Geological Society, London, Special Publications., 370, 17-37.
- Clarke S. M., Burley S. D., Williams G. D., Richards A. J., Meredith D. J. and Egan S. S., 2006, Integrated four-dimensional modelling of sedimentary basin architecture and hydrocarbon migration, *Analogue and Numerical Modelling of Crustal-Scale Processes*. Geological Society, London, Special Publications, 253, 185-211.
- Collell, J., P. Ungerer, G. Galliero, M. Yiannourakou, F. Montel, and M. Pujol, 2014, Molecular simulation and modelisation of methane/ethane mixtures adsorption onto a microporous molecular model of kerogen under typical reservoir conditions: Microporous and Mesoporous Materials, v. 197, p. 194-203.
- Curry, D. J. (2019). The Future of Basin and Petroleum Systems Modeling. (H. CONFERENCE, Ed.) *AAPG Bulletin*, 103, 2285-2293.
- Curry J. D., 2019, The Future of Basin and **Petroleum System** Modeling. HEDBERG CONFERENCE: AAPG Bulletin, v. 103, no. 10, pp. 2285–2293
- Demaison, G. J., 1984, The generative basin concept, in G.J. Demaison and R. J. Munis, eds., Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation: AAPG Memoir 35, p. 1-14.
- Demaison, G. J., and B. J. Huizinga, 1991, Genetic classifications of petroleum systems: AAPG Bulletin, v. 75, p. 1626–1643.
- Demaison, G. J., and B. J. Huizinga, 1994, Genetic Classification of Petroleum Systems Using Three Factors: Charge, Migration, and Entrapment: in: The petroleum system -From source to trap: AAPG Memoir 60, Chapter 4: Part I., p. 73-89.
- Dow, W. G., 1974, Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in Williston Basin, Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., 58, 1253-1262.
- Downey, M., 1984, Evaluating Seals for Hydrocarbon Accumulations, AAPG Bulletin, v. 68, no. 11, p- 1752-1763.
- Ducros M, and Gonçalves, F., 2020, AI and **Petroleum System** Risk Assessment, GEO ExPro Magazine. P. 25-28.
- Ehrenberg S. N., and Nadeau. P. H., 2005, Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. AAPG., Bulletin, v. 89, no. 4, p. 435–445.
- Ehrenberg, S. N., Eberli, G. P., Keramati, M., and Moallem S. A., 2006, Porosity-permeability relationships in interlayered limestone-dolostone reservoirs, AAPG., Bulletin, v. 90, no. 1, p. 91–114.
- limestone-dolostone reservoirs
- England, W. A., A. S. Mackenzie, O. M. Mann, and T. M. Quigley, 1987, The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface: Journal of the Geological Society (London), v. 144, p. 327 –347.
- Escalera-Alcocer, J.A., 2010, Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México, Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería, Especialidad Ingeniería Geológica, 67 pp.
- Espitalié, J., Laporte J. L., Madec M., Leplat P., Paulet J., and Boutefeu A., (1977) Méthode rapide de caractérisation des roches mères de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution: Rev. Inst. Fr. Pétr., v. 32, p. 23-42.
- Evenick, J. C., and T. McClain, 2013, Method of characterizing source rock organofacies using bulk rock composition, in J.-Y. Chatellier and D. M. Jarvie, eds., Critical assessment of shale resource plays: AAPG Memoir 103, p. 71–80.
- Gale, A., 1989, A Milankovitch scale for Cenomanian time, Terra Nova, v. 1, n. 5, p. 420-425.
- González, G. R. and Holguín, Q. N. (1991) Geology of the source rocks of Mexico, Source-Rock Geology in: XIII World Petroleum Congress, Topic 2, Forum with Posters , Buenos Aires, Argentina. p. 1-10.
- Guedes, R.E., Luna, A.S., Torres, A.R., 2018. Operating parameters for bio-oil production in biomass pyrolysis: a review. J. Anal. Appl. Pyrol. 129, 134–149.
- Gussow W. C., 1954, Differential entrapment of oil and gas: A fundamental principle, AAPG, Bulletin, v. 38, no. 5, p. 816-853.
- Guzmán Vega, M. A. y Holguín Quiñones N., 2001, El Concepto De Sistema Petrolero y La Geoquímica Orgánica en México. Bol Asoc. Mex. Geol. Petrol. 49, 7-16.
- Haenlein, M., Kaplan, A., Tan, C.-W., & Zhang, P. (2019). Artificial intelligence (AI) and management analytics. Journal of Management Analytics, 6(4), 341–343.
- Haeseler, F., Behar, F., Garnier, D., and Chenet P. Y., 2010, First stoichiometric model of oil biodegradation in natural petroleum systems, Part I – The BioClass OD approach. Org. Geochem. V. 41, p. 1156-1170.
- Hantschel T, A. Kauerauf, 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling, Springer, London, 476 p.
- He Z., and Murray A., 2019, Top-Down Petroleum System Analysis: Exploiting Geospatial Patterns of Petroleum Phase and Properties, AAPG, Search and Discovery Article #42421.
- Hesselbo, S.P., Grocke, D.R., Jenkyns, H.C., Bjerrum, C.J., Farrimond, P., Morgans Bell, H.S., Green, O.R., 2000. Massive dissociation of gas hydrate during a Jurassic oceanic anoxic event. Nature 406, 392–395.
- Hindle, A. D., 1997, Petroleum migration pathways and charge concentration: A three-dimensional model: AAPG Bulletin, v. 81, p. 1451 –1481.

- Horsfield, B., U. Disko, and F. Leistner, 1989, The microscale simulation of maturation: Outline of a new technique and its potential applications: *Geologische Rundschau*, v. 78, no. 1, p. 361–374.
- Horsfield B. & Rüllkötter J. (1994) Diagenesis, catagenesis and metagenesis of organic matter. Pp. 189-199 in: *The Petroleum System. From Source to Trap* (L.B. Magoon & D.G. Dow, editors). American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60.
- Huang, Y. Gao, Y. Zhou, H. et al., (2019) Pyrolysis of palm kernel shell with internal re-cycling of the heavy oil, *Bioresour. Technol.* V. 272 p. 77–82
- Hudec, M.R., Norton, I.O., Jackson, M.P.A., and Peel, F.J., 2013, Jurassic evolution of the Gulf of Mexico salt basin, *AAPG Bulletin*, 97, 1683-1710.
- Huerta A.D., and Harry D. L., (2012) Wilson cycles, tectonic inheritance, and rifting of the North American Gulf of Mexico continental margin. *Geosphere* 8:1–12
- Hunt J.M., 1995, *Petroleum Geochemistry and Geology*. Freeman, New York, 743 pp.
- Hunt, J. M., 1990, Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments, *AAPG. Bull.*, 74, 1-12,
- Jones, R. W., (1987) Organic facies. (in: *Advances in Petroleum Geochemistry*. Eds. J. Brooks and D. H. Welte, London: Academic Press), v. 2. p. 1-90.
- Jones, C. E., and H. C. Jenkyns (2001), Seawater strontium isotopes, oceanic anoxic events, and seafloor hydrothermal activity in the Jurassic and Cretaceous, *Am. J. Sci.*, 301, 112–149.
- Jones, D. M., Head, I. M., Gray, N. D., Adams, J. J., Rowan, A. K., Aitken, C. M., Bennett, B., Huang, H., Brown, A., Bowler, B. F. J., Oldenburg, T., Erdmann, M., and Larter, S. R., 2008, Crude-oil biodegradation via methanogenesis in subsurface petroleum reservoirs, *Nature*, v. 451, p. 176-181.
- Kaufman, R.L., A.S. Ahmed, and R.J. Elsinger, 1990, Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from Individual Reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico, in D. Schumacker and B.F. Perkins (eds.): *Proceedings of the 9th Annual*
- Klemme, H. D. 1980, Petroleum Basins--Classifications and Characteristics, *Journal of Petroleum Geology*, Vol.3, No.2, pp. 187-207,
- Klemme, H. D. & Ulmishek, G. F., 1991, Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. *Am. Ass. Petrol. Geol. Bull.* 75, 1809–1851.
- Lewan, M. D., 1985, Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation, *Phil. Trans. R. Soc. London A* 315,123-134.
- Magoon, L. B., 1988, The Petroleum Systems, a classification scheme for research, exploration, and resource assessment; in L. B. Magoon, ed. *Petroleum Systems in the United States*, US Geological Survey Bulletin, 1870, p. 2-15.
- Magoon, L.B., 1992 'The petroleum system – status of research and methods', U.S. Geological Survey Bulletin 2007, USA.
- Magoon, L. B., and Dow, W. G., 1994, The petroleum system, in L. B. Magoon and W. G. Dow, eds., *The petroleum system -From source to trap*: AAPG Memoir 60, p. 3 – 24.
- Magoon L. B., and Schmoker J. W., 2000, The Total Petroleum System - the natural fluid network that constrains the assessment unit. Chapter PS, USGS, Digital Data Series 60. 20 p.

- Magoon, L.B., Hudson, T.L., Cook, H.E., 2001. Pimienta-Tamabra(!) – a giant supercharged petroleum system in the southern Gulf of Mexico, onshore and offshore Mexico. In: Bartolini, C., Buffler, R.T., Cantú-Chapa, A. (Eds.), *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*, Memoir 75. AAPG, Tulsa, pp. 83–125.
- Mann, P., L. Gahagan, and M. B. Gordon, 2003, Tectonic setting of the world's giant oil and gas fields, in M. T. Halbouty, ed., *Giant oil and gas fields of the decade 1990–1999*, AAPG Memoir 78, p. 15–105.
- Marton, G., and Buffler, R.T., 1994, Jurassic reconstruction of the Gulf of Mexico: *International Geology Review*, v. 36, p. 545–586
- McBride, B. C., Weimer, P., and Rowan M. G., 1998, The Effect of Allochthonous Salt on the Petroleum Systems of Northern Green Canyon and Ewing Bank (Offshore Louisiana), *Northern Gulf of Mexico AAPG Bull.* V.82 p. 1083-1112.
- McCarthy, J. (1989). *Artificial Intelligence, Logic and Formalizing Common Sense*. Philosophical Logic and Artificial Intelligence, 161–190.
- McCarthy, K., Rojas K., Niemann, M., Palmowski D., Peters K. y Standkiewicz A., 2011, La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras, *Oilfield Review*, v. 23, No. 2, p. 34–47
- Meissner F. F., Woodward J., and Clayton J. L., 1984, Stratigraphic relationships and distribution of source rocks in the Greater Rocky Mountain Region. In *Hydrocarbon Source Rocks of the Greater Rocky Mountain Region*. (eds. J. Woodward, F.F. Meissner and J. L. Clayton), p. 1-34. Rocky Mtn. Assoc. of Geology.
- Mi L, Zhang Z., Pang X., Liu J., Zhang B., Zhao Q., and Feng X., 2018, Main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Baiyun Sag at northern continental margin of South China Sea. *Petrol. Explor. Develop.*, v. 45(5), p. 963–973.
- Olsen, P. E., and Kent, D. V. 1999, Long period Milankovitch cycles from the Late Triassic and Early Jurassic of eastern North America and their implications for the calibration of the Early Mesozoic time-scale and the long-term behavior of the planets. *Roy. Soc. London Philos. Trans. Ser. A*, 357, 1761
- Padilla y Sánchez, R.J., 2007. Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* 59, 19-42.
- Passey, Q. R., S. Creaney, J. B. Kulla, F. J. Moretti, and J. D. Stroud, 1990, A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs: *AAPG Bulletin*, v. 74, p. 1777-1794.
- Pepper, A. S., and P. J. Corvi, 1995, Simple kinetic models of petroleum formation: Part I— Oil and gas generation from kerogen: *Marine and Petroleum Geology*, v. 12, p. 291 – 319.
- Perrodon, A., 1980, *Geodynamique petroliere: genese et repartition des gisesment d'hydrocarbures*, Paris, 1st edition. Masson-Elf Aquitaine. 381 p.
- Perrodon, A., 1995, Petroleum systems and global tectonics. *Jour. Petrol. Geol.*, 18, 471-476.
- Peters, K. E., C. C. Walters, and P. J. Mankiewicz, 2006, Evaluation of kinetic uncertainty in numerical models of petroleum generation: *AAPG Bulletin*, v. 90, p. 1–20,
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M., 1993, *The Biomarker Guide*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.
- Peters KE, Magoon LB, Lampe C, Hosford Scheirer A, Lillis PG, Gautier DL. 2008. A four-dimensional petroleum systems model for the San Joaquin Basin Province, California. In Hosford Scheirer A (Editor). *US Geological Survey. Professional Paper 1713, Chapter 12*, Washington, DC. 35 p

- Jenkyns, H. C. 2010, Geochemistry of oceanic anoxic events. *Geochem. Geophys. Geosyst.* 11, Q03004 p. 1-30.
- Pindell, J.L., and Kennan, L., 2009, Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America in the mantle reference frame: An update, in James, K.H., et al., eds., *The origin and evolution of the Caribbean plate: Geological Society of London Special Publication 328*, p. 1–55.
- Shafiei A, Dusseault MB, Zendehboudi S, and Chatzis I., 2013, A new screening tool for evaluation of steam flooding performance in naturally fractured carbonate reservoirs. *Fuel*;108:502–514.
- Salvador, A., 1991, Origin and development of the Gulf of Mexico basin, in Salvador, A., ed., *The Gulf of Mexico Basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Geology of North America*, v. J, p. 389–444.
- Santamaría-Orozco, D., 2000, Organic geochemistry of Tithonian source rocks and associated oils from the Sonda de Campeche, México: Aachen, Germany, Thesis PhD ISSN 0944-2952, Technical University RWTH 168 p.
- Santamaría-Orozco D., Guzmán V. M. A., Castro O. L., Hernández, E. M. C. Rosales, C. E. y Ortuño M. E., 2002, Application of reservoir geochemistry to convection phenomena: Case study from a big oil field in south Gulf of Mexico, 8th Latin American Congress on Organic Geochemistry, ALAGO, Cartagena, Colombia, October 19-24. pp.119-121
- Santamaría-Orozco D. M., Amezcua-Allieri M. A. y Carrillo-Hernández T. D. J. (2009). Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis: revisión sobre el conocimiento actual. *Bol. Soc. Geol. Mex.* 61, 353-366.
- Schaefer, R.G., Schenk, H.J., Hardelauf, H. and Harms, R., 1990. Determination of gross kinetic parameters for petroleum formation from Jurassic source rocks of different maturity levels by means of laboratory experiments. *Org. Geochem.*, 16(1-3): 115-120.
- Seubert B. W., 2012, Workflows for Play Fairway Mapping Using Generic GIS Methods, *Petropep*,
- Stainforth J G. Practical kinetic modeling of petroleum generation and expulsion. *Marine Petroleum Geology*, 2009, 26(4): 552–572.
- Tao, K., Cao, J., Wang, Y., Mi, J., Ma, W., and She, Ch., 2020, Chemometric Classification of Crude Oils in Complex Petroleum Systems Using t-Distributed Stochastic Neighbor Embedding Machine Learning Algorithm: *Energy Fuels*, 34, 5884–5899.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. **Petroleum Formation** and Occurrence. SpringerVerlag, New York.
- Tissot B. P., Pelet R. and Ungerer Ph, 1987, Thermal history of sedimentary basins, maturity indices, and kinetics of oil and gas generation. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.* 71, 1445-1446.
- Tissot, B. P., B. Durand, J. Espitalie, and A. Combaz, 1974, Influence of the nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum: *AAPG Bulletin*, v. 58, p. 499-506.
- Ungerer, P., 1990. State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. *Organic Geochemistry* 16, 1 – 25.
- Vassoevich, N.B., Korchagina, Yu.I., Lopatin, N.V. and Chernyshev, V.V. (1969) Principal Phase of oil Formation. *Moskow Univ. Vestnik* 6, 3-6 (in Russian), English Translation, *Int. Geol. Rev.* 1970, 12, 11,1276-1296.
- Waples D (1980) Time and temperature in petroleum formation. Application of Lopatin's method to petroleum exploration. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull* 64: 916-926.
- Welte, D. H. (1965) Relation between petroleum and source rock. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists*, 49, p. 2246-2265.

- Welte D. H., and Yukler M. A., (1981), Petroleum Origin and Accumulation in Basin Evolution--A Quantitative Model, *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull* 65: 1387-1396.
- Wenger, L. M., Davis, C. L., and Isaksen, G. H., 2002, Multiple Controls on Petroleum Biodegradation and Impact on Oil Quality, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, p. 375-383.
- Wendebourg, J. & Trabelsi, K. 2005. How wrong can it be? Understanding uncertainty in petroleum systems modelling. In: Doré, A.G. & Vining, B.A. (eds) *Petroleum Geology of North-west Europe and Global Perspectives: Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference*. Geological Society, London, 1289–1299.
- Wood D. A., 2018 A transparent Open-Box learning network provides insight to complex systems and a performance benchmark for more-opaque machine learning algorithms, *Advances in Geo-Energy Research* 2018, 2(2): 148-162.
- Yielding G., Freeman B., and Needham D. T., 1997, Quantitative Fault Seal Prediction, *AAPG Bulletin*, v. 81, No. 6, p. 897–917.
- Ziegler, P. A., 1980, Northwest Europe Basin: geology and hydrocarbons province, in A. D. Mail, Ed. *Fast and principles world petroleum occurrence*, Canadian Petroleum of Petroleum Geologists. *Memoir* 6, p. 653-706.



**Demetrio Marcos Santamaría Orozco** es Mexicano, Ingeniero Geólogo por la Facultad de Ingeniería de la UNAM, Maestro en Ingeniería por la DEPI de la UNAM y Doctor en Ciencias Naturales por la Universidad Técnica de Aquisgrán (RWTH *Aachen*), Alemania. Tiene 39 años de experiencia, 3 en la iniciativa privada, 31 en el IMP, y 5 en la UNAM. Fue investigador invitado por la Universidad de *Thier*, y por el KFA de *Jülich*, ambas en Alemania. Participó en 22 proyectos del IMP. Catedrático de Posgrado en la F Ciencias Políticas UNAM, en el IMP, en la ESIA Ticomán IPN, en la ESI de la UA de Coahuila y en la DEPI, UNAM. Ha escrito 2 libros, 3 capítulos de libro, 25 artículos científicos y de divulgación, ha impartido más de 40 conferencias. Fue presidente nacional, de la SGM, presidente de la Delegación Ciudad de México, de la AMGP, director en México de la ALAGO, director del Comité de Ciencias de la Tierra de UMAI, presidente de la Comisión de Especialidad en Ingeniería Geológica de la AIM. Ha sido árbitro y editor de varias revistas científicas nacionales e internacionales. Fue miembro del SIN por más de 6 años y es Académico Titular de la AIM desde 2008.

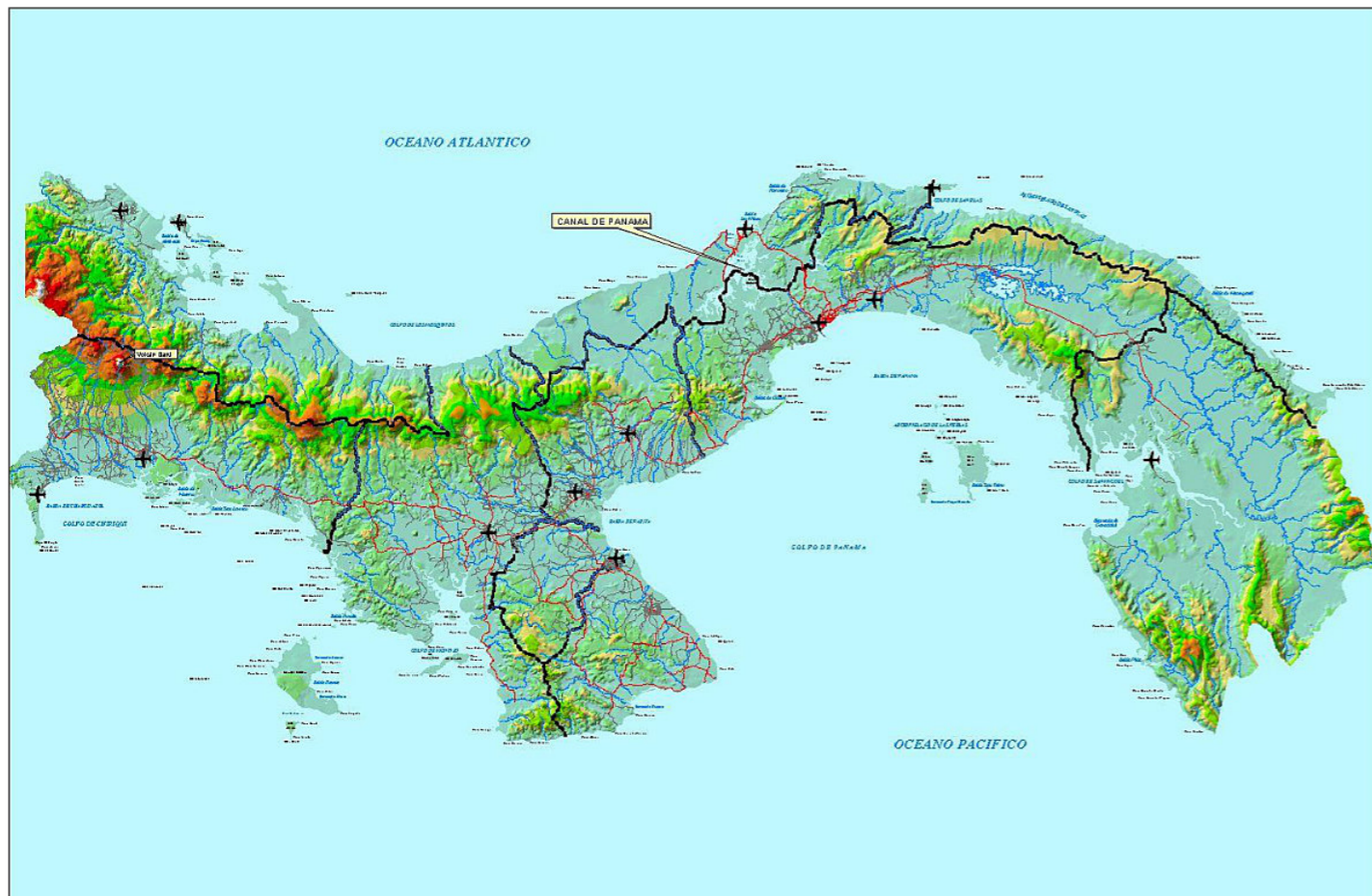
## SUMARIO DEL POTENCIAL DE COBRE-ORO DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

**Humberto Álvarez Sánchez y Martín Clark**

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

Consultores independientes de Geología y Yacimientos minerales.

República de Panamá.



### 1. Introducción.

La República de Panamá está situada entre los océanos Pacífico y Atlántico. Limita al Este con Colombia y al Oeste con Costa Rica. La División político-administrativa es de 10 provincias. La extensión territorial es de 75,517 Km<sup>2</sup>. La mayor parte del territorio nacional está ocupado por la Cordillera Central o Tabasará. Esta cadena montañosa se divide en dos ramales hacia la mitad oriental del país. Al norte discurre en el margen de la costa atlántica, extendida por la Comarca de San Blas, hasta el puerto de Obaldía dentro de Panamá. La rama sur forma las montañas de las Serranías del Sapo, Jungurudó y Pirre, en la Provincia del Darién. La elevación máxima del país es el Volcán Barú de 3,152 m.s. n. m., próximo a la frontera con Costa Rica.

#### 1.1. Clima e hidrografía.

Panamá se encuentra plenamente en la zona intertropical, al norte del Ecuador terrestre. Por su carácter de territorio alargado y estrecho, en gran parte dividido por cordilleras orientadas según la dirección de su eje; su clima es típicamente orográfico con una afectación considerable de su régimen térmico que estratifica la temperatura con la elevación y modifica de forma notable el régimen pluviométrico general. De modo que, en términos generales, el país posee un clima lluvioso relativamente intenso con una media anual de 223,760 m<sup>3</sup> (Figura 1).

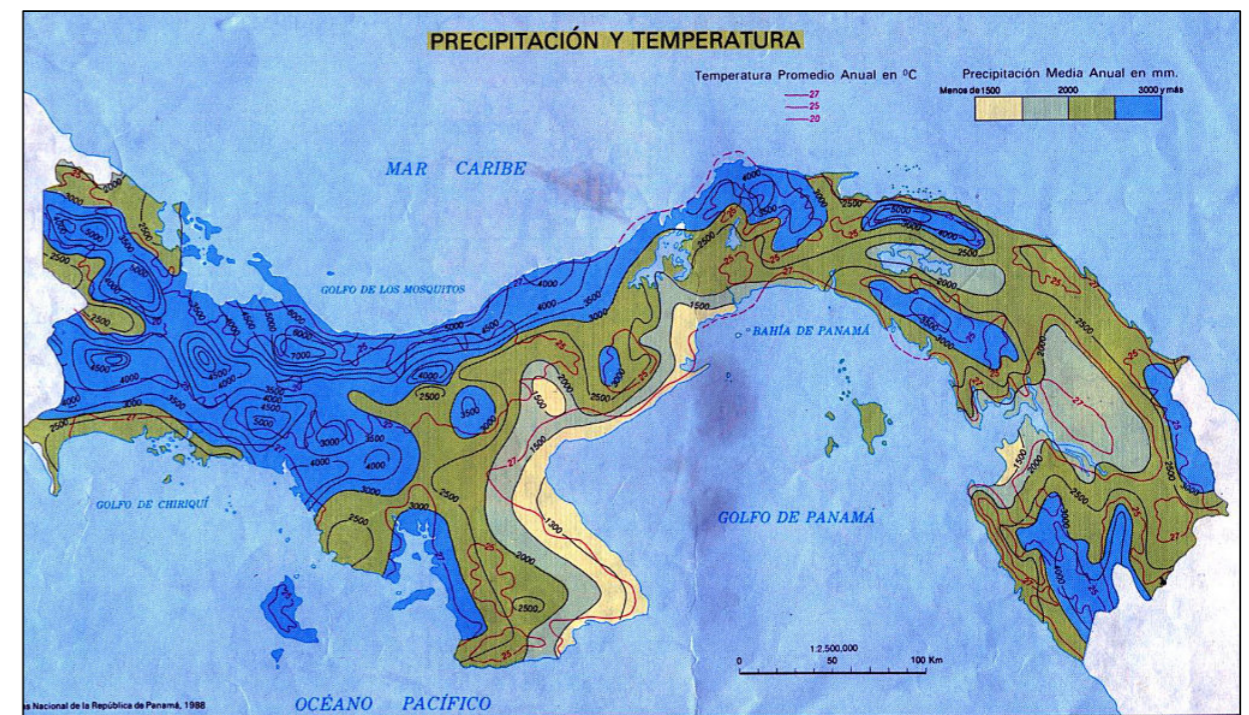


Figura.1. Mapa de isoyetas de la República de Panamá.

La época de lluvias se inicia en firme en el mes de abril y dura hasta diciembre. Los meses de septiembre, octubre y noviembre son los más lluviosos. La temporada seca se presenta en un período conocido como verano, entre enero y marzo. En consecuencia, en el país existe una red hidrográfica densa para sus dimensiones. Las cadenas de montañas favorecen el curso de unos 400 ríos y corrientes que se agrupan en 52 cuencas fluviales. El río más importante por su extensión es el Tuira (Provincia del Darién), con su afluente el Chucunaque, que fluye hacia el golfo de San Miguel, en la costa del océano Pacífico. A causa de las características del relieve y la situación geográfica de las cordilleras, los ríos de la vertiente caribe son cortos, a causa de su nacimiento de montañas próximas y paralelas al mar, con pendientes considerables y cauces rectos y orientados S-N. Los de la vertiente



pacífica, en cambio, son de mayor longitud y caudal, varios navegables y orientados en gran parte con rumbo meridional.

**1.2. Comunicaciones.**

La Republica de Panamá cuenta con un amplio desarrollo del transporte terrestre, vías de comunicación, tecnología digital y redes. Canal ampliado, Metrotrén, carreteras y vías secundarias que facilitan el transporte. Igualmente, un sistema de transporte aéreo nacional e internacional bien posicionado y soporte de aeropuertos regionales localizados en las áreas más sensitivas del país para aerolíneas domesticas de aviones y helicópteros. Igualmente existe un sistema de navegación con uso de embarcaciones diseñadas para atender la demanda de trasiego por mar, ríos o lagos.

El país está surcado por la Carretera Panamericana (Figura 2), uniendo las capitales centroamericanas y las principales ciudades de Panamá. Es la principal arteria vial de Panamá. Su extensión es de 731.96 km, desde Paso Canoas, en la frontera con Costa Rica hasta el poblado de Yaviza, en la Provincia de Darién. De la Carretera Panamericana parten hacia el norte numerosos ramales en su mayoría asfaltados, que conectan a poblados y pequeñas ciudades situadas en la cordillera (Boquete; Santa Fe; La Pintada y otros) o carreteras importantes como la autopista Panamá con el puerto de Colón, en la ribera caribe.



Figura.2. Mapa de carreteras de la Republica de Panamá.

**1.3. Vegetación y parque nacionales.**

La cobertura de vegetación en el país es muy desigual y los bosques tropicales lluviosos ocupan principalmente la cordillera central, hasta la cuenca del Canal de Panamá. A partir del meridiano del Canal, los bosques ocupan gran parte de la región de la provincia del Darién a causa de la escasa población de ese territorio.

Panamá ha sufrido una gran deforestación cuyos negativos efectos se destacan en la Península de Azuero, donde apenas restan pequeñas áreas de bosque en Cerro Hoya y la Serranía del Montuoso. Esta es la razón por la cual el Estado de Panamá, ha desarrollado una política destinada a la definición de áreas protegidas y parques nacionales (Figura 3).

**1.4. Cubrimiento cartográfico y satelital.**

El mapa topográfico nacional de Panamá a 1:50,000 se deriva del Servicio Cartográfico de la Marina de USA. El proceso de actualización sistemática de éste material terminó y continúa en la actualidad por el Instituto Tommy

Guardia, que no posee los recursos necesarios. Por otra parte, la situación demográfica, urbanística y vial se ha transformado y, además grandes regiones del país nunca cumplieron las condiciones de calidad para esta escala.

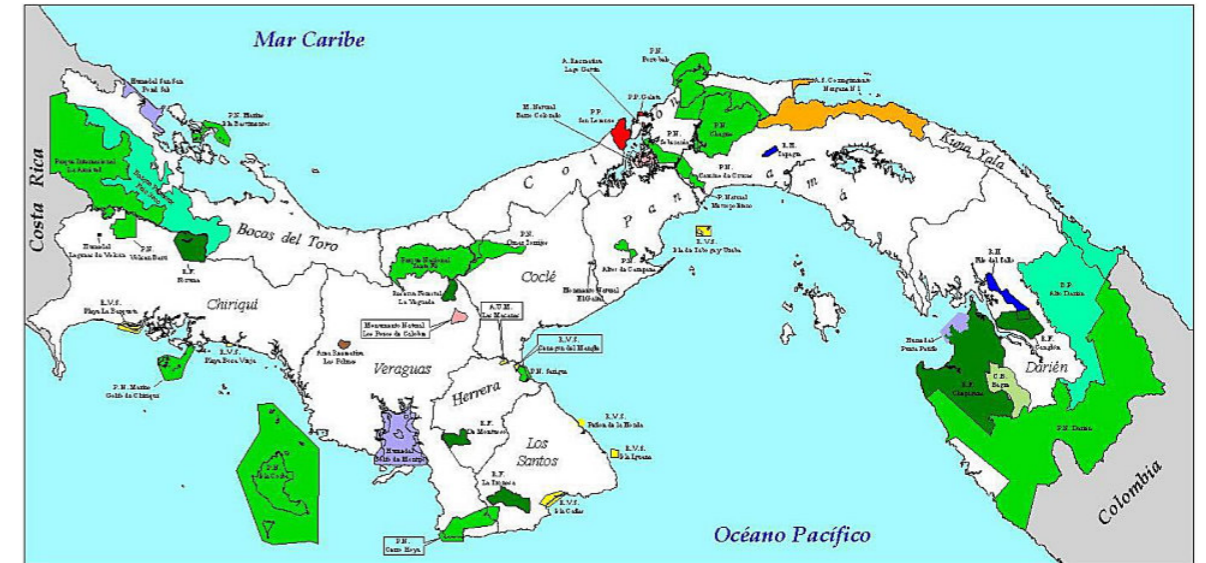


Figura.3. Mapa de Parques Nacionales de la República de Panamá (fuente: Dirección Nacional de Patrimonio. Ministerio de Ambiente).

No obstante, las hojas con una calidad aceptable para los efectos de la exploración ocupan la mayor parte de la mitad occidental del país (Figura 4), considerada al oeste del Canal de Panamá. La base topográfica se encuentra en formatos discretos, compuesta de placas de acetato a razón de 7-10 placas por Hoja 1: 50,000. El sistema cartográfico cuenta con una red de triangulación básica de 1er y 2do orden (Figura 5).

Materiales fotográficos útiles para la exploración y la detección lejana se encuentran disponibles en varios formatos y provenientes de diferentes épocas. El país se encuentra casi completamente cubierto por fotos aéreas pancromáticas estereoscópicas en B/N, a escala 1.50, 000 y 1:25, 000. Las imágenes de los satélites LANDSAT MSS y TM (Figura 6) cubren la totalidad del país; así como Spot Image provenientes de NOAA, USGS, y otras agencias internacionales de Estados Unidos, el Reino Unido y Canadá. Modelos de Elevación Digital (DEM) e Imágenes ortorectificadas (ORI) de Intermap Technologies existen; con un cubrimiento aproximado de 66 placas con una extensión de 7.5 minutos de latitud-longitud, cada placa. Materiales fotográficos de cobertura aérea y satelital de Infrared, cubren parte del territorio de Panamá y pueden adquirirse mediante compra.

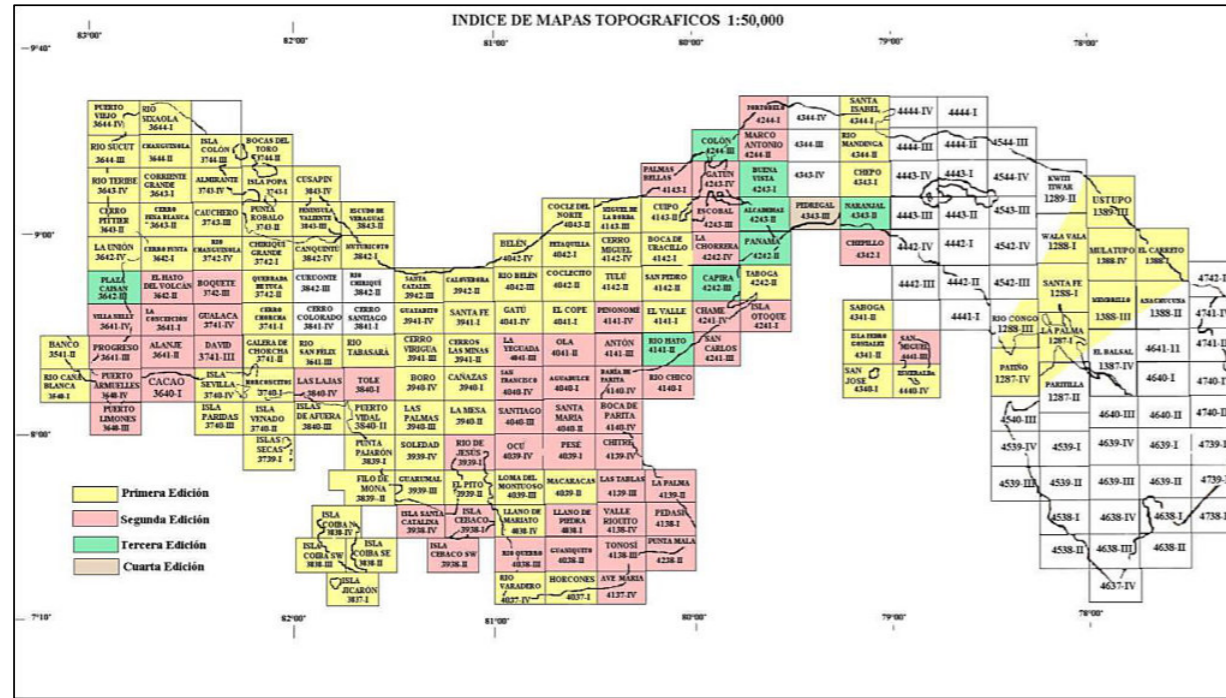


Figura.4. Cubrimiento topográfico a la escala 1.50, 000 de la Republica de Panamá.



Figura.5. Red Básica de triangulación de la República de Panamá.

**1.5. Marco legal de la minería en Panamá.**

La administración de todo lo concerniente a Minería metálica y no metálica en Panamá se encuentra bajo la **Dirección Nacional de Recursos Minerales (DNRM)**; adscrita al Viceministerio de Comercio Interior; uno de los tres viceministerios bajo la autoridad del Ministro de Comercio e Industrias. La DNRM es una dependencia especializada del Ministerio de Comercio e Industrias creada mediante el Decreto Ley N.º 23 de 22 de agosto de 1963 y reformada a través del Decreto de Gabinete N.º 225 de 16 de julio de 1969, el Decreto de Gabinete N.º 404 de 27 de diciembre de 1970 y el Decreto Ley N.º 6 de 15 de febrero de 2006.

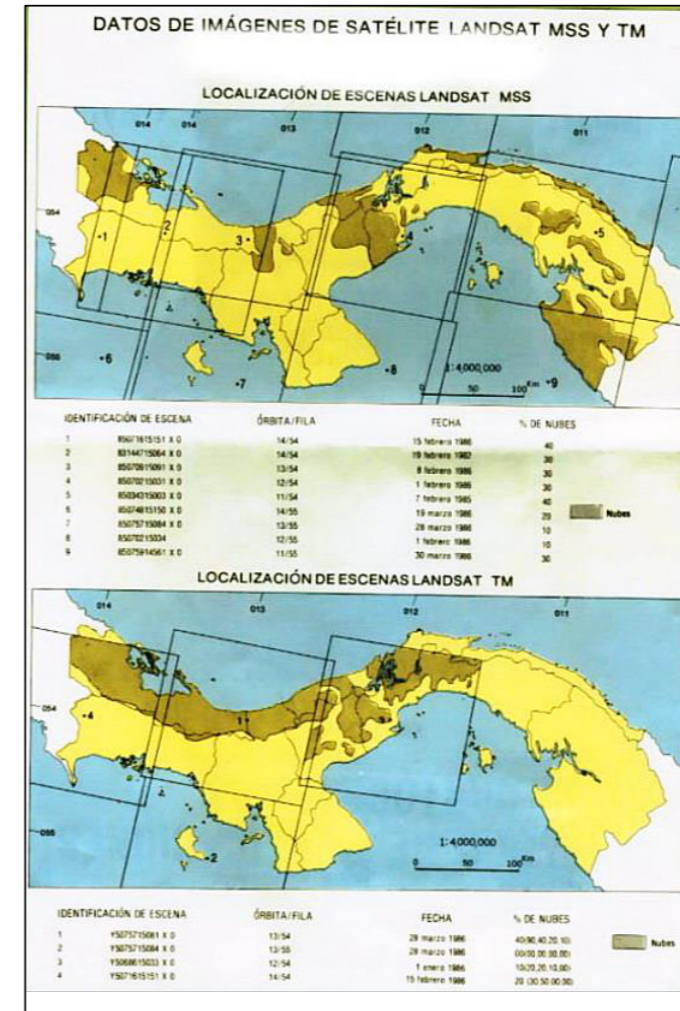


Figura.6. Cubrimiento de fotos satelitales LANDSAT de la Republica de Panamá.

Es el organismo de ejecución técnica y administrativa de la política nacional de aprovechamiento y conservación de los recursos minerales. El país cuenta con un **Código de Recursos Minerales**. A lo largo del tiempo ha sufrido diversas modificaciones. La más reciente ocurrió en el año 2013, mediante un Dialogo Nacional Para la Explotación Responsables de los Recursos Mineros, realizado en Panamá en agosto del año 2013.

El sistema actual de trámite y otorgamiento de las solicitudes de “Exploración y Explotación”, bajo el **régimen de Concesión**, se somete a una revisión técnica pormenorizada, con el objeto de agilizar los trámites, extremadamente lentos y deficientes por muchos años.

El registro del Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) sobre solicitudes de exploración para minerales metálicos contiene un total de 142 solicitudes, las cuales están en diferentes etapas de proceso de revisión y 18 solicitudes en estado de elegibilidad para **Contrato con la Nación**. Existen, además, 15 contratos aprobados, aunque solo 4 están vigentes. 3 Contratos de extracción y 1 contrato de beneficio y transporte.

Las concesiones otorgadas que son derogadas, de acuerdo con el Código Minero de Panamá, pasan directamente al régimen de **Reservas Mineras**. Una Reserva Minera es una “**reserva para el futuro**”. Sin embargo, al situarse en ese estatus las áreas quedan retenidas por el Estado sin que puedan adquirirse para nuevas investigaciones, a menos que se produzca una negociación. Dentro de estas **reservas** existen propiedades con estudios y con informaciones disponibles con la capacidad de estimular el interés de empresas con capacidad técnica y económica suficiente para desarrollar exploraciones.

### 1.5.1. Requisitos para solicitar concesiones para la exploración de metálicos.

La documentación destinada a la solicitud de una de concesión minera, se rige por el Artículo 150 del Código Minero de Panamá y debe satisfacer los siguientes puntos:

- Poder y Solicitud por abogados y firmados por representante legal.
- Pacto Social de la empresa solicitante en conformidad con requisitos del Registro Público.
- Original del Certificado del Registro Público sobre la personería jurídica, los directores y dignatarios y la representación legal de la sociedad.
- Mapas y planos del área donde se encuentra la concesión solicitada.
- Informe de **Descripción de Zonas** preparado por ingeniero acreditado al efecto.
- Declaración Jurada de que trata el Artículo 151 del Código de Recursos Minerales.
- Referencias Financieras de la empresa solicitante.
- Listado del personal técnico y hojas de vida.
- Programa de trabajos y presupuestos para el primer año y los años posteriores.
- Declaración de las razones por las cuales sería conveniente conceder la concesión.
- Carta y recibo de pago de la cuota inicial para la solicitud de concesión.

Los anteriores requisitos se definen en los Artículos 3, 6, 18, 19, 20, 150, 151, 168, 271 y concordantes con el Código de Recursos Minerales y las Leyes que los adicionan, complementan y modifican. Si dentro de las operaciones definidas para el primer año de operaciones se contemplan trincheras o perforaciones, de acuerdo con el Decreto 123 del Ministerio de Ambiente, será necesario presentar un Estudio de Impacto Ambiental Categoría I o II.

### 1.6. Cámara Minera de Panamá.

La Cámara Minera de Panamá (CAMIPA), se fundó en 1990, por un grupo de empresarios, con el propósito de fortalecer la actividad minera de Panamá, impulsar el crecimiento socio-económico del país y defender los intereses colectivos de sus asociados. Su estructura es democrática, no política y defensora del sistema de economía de mercado. Agrupa a empresas nacionales y extranjeras del sector minero metálico, de agregados para la construcción (no metálicos) y aquellas que brindan servicios a las empresas mineras y mantienen vínculos con el sector, como es el caso de empresas de energía, suplidores de equipo y servicios, aseguradoras y bufetes de abogados, entre otras.

## 2. Origen del potencial minero de Panamá

La República de Panamá, posee un potencial minero privilegiado respecto a las dimensiones de su territorio. Esta cualidad para el desarrollo de una industria minera basada en metales básicos y preciosos y los minerales no-metálicos; se ve aumentada por su excepcional posición geográfica y también por sus cuantiosos y variados recursos naturales. Las ventajas comparativas de Panamá en este sentido son tan importantes, que fueron capaces de sostener el notable ímpetu de exploración que tuvo como escenario las provincias centrales y occidentales en 1992-94 y parte de 1996, a pesar de deficiencias de su sistema burocrático y falta de información geológica generalizada de alto nivel.

Las condiciones determinantes para tal situación en gran medida excepcional para América Central y Sur son de carácter geográfico-económicas y geológicas. Entre ellas:

### 2.1. Geográfico-económicas.

Panamá es reconocida como un ventajoso centro de negocios en Latinoamérica y de parte de las primeras potencias económicas mundiales, poseedora de un sistema financiero y bancario estable y competitivo. Estas condiciones permiten generar un favorable ambiente para la inversión extranjera. Durante los últimos 10 años la

economía de Panamá ha experimentado un crecimiento económico medio del 8% y las proyecciones de cara al futuro establecen escenarios del 6-7% que colocarían a Panamá como la segunda economía de la región.

En resumen:

- Situación geográfica privilegiada y prácticamente única, posesionada entre los dos océanos, escenarios del mayor intercambio comercial y desarrollo industrial de la época moderna, comunicados por una vía navegable de menos de 90 km de longitud.
- Red de puertos dotados de tecnología avanzada para la recepción y exportación de todo tipo mercancías.
- Centro financiero y de comercio internacional.
- Nivel de desarrollo económico y social ventajoso en comparación con la mayor parte de las economías de América Latina.
- Red aceptable de comunicaciones e infraestructura material suficiente para una primera fase del desarrollo de una industria minera.
- Estabilidad política, ausencia de conflictos bélicos y tradición comercial.

### 2.2. Geológicas.

La composición de su geología, configurada por un arco volcánico con una ventajosa combinación de geografía montañosa y llanuras intercomunicadas y una estructura tectónica relativamente simple; ha permitido revelar un vasto subsuelo enriquecido con importantes yacimientos minerales, algunos de clase mundial, cuya extracción forma parte de una política de Estado en respaldo a la actividad minera que busca el desarrollo integral de los pueblos que circundan los proyectos mineros.

### 2.3. En resumen:

- Existencia demostrada de yacimientos metálicos de valor económico de Cu, Mo, Au, Ag, y otras posibilidades complementarias aun no suficientemente investigadas para Pb-Cu-Zn polimetálicos; sustentadas por un ambiente geológico de alta favorabilidad, extendido en la casi totalidad del territorio.
- Panamá es uno de los pocos países de la Tierra que posee dos yacimientos de Cobre-Pórfido de clase mundial separados por unos 100 Km.
- A juzgar por el tipo de ambiente e historia geológica y las características de su estructura tectónica, el potencial minero de Panamá puede aún aumentar considerablemente, por el descubrimiento de nuevos tipos de depósitos y otros grupos y asociaciones de metales que no se han investigado.

La nueva era de la minería en Panamá acaba de iniciar en este 2019. La puesta en operaciones de Minera Panamá, S. A. del yacimiento de Cu-Mo y oro de clase mundial de Petaquilla, operada por la empresa canadiense First Quantum Mineral Ltd., es un complejo minero que incluye un Puerto Internacional, una termoeléctrica de 300 MW, una planta de procesos, 3 tajos de mina activos, una línea de transmisión eléctrica de 250km, una presa de relaves, una carretera asfaltada y restantes instalaciones de mina. Solo este megaproyecto minero, con una producción estimada en 350,000 Ton/año de concentrado de cobre es uno de los proyectos en explotación mayores en AL, rendirá a Panamá ingresos por exportación de metales por el orden de más de \$2,000 millones anuales, comparables a los que se espera aporte el Canal Ampliado al año 2025, equivalentes a un 7% del Producto Interno Bruto Nacional.

Otros proyectos conocidos, como Mina de Romance; Mina Santa Rosa (ambas en la Provincia de Veraguas y el yacimiento Cerro Quema, en apertura de mina en la región de Tonosí de la Provincia de Los Santos, península de Azuero, todos de oro, solo por mencionar algunos de los prospectos mineros importantes en desarrollo; son una muestra de la escala en materia minera; en el comienzo de una potente industria minera en la República de Panamá (Figura 7).

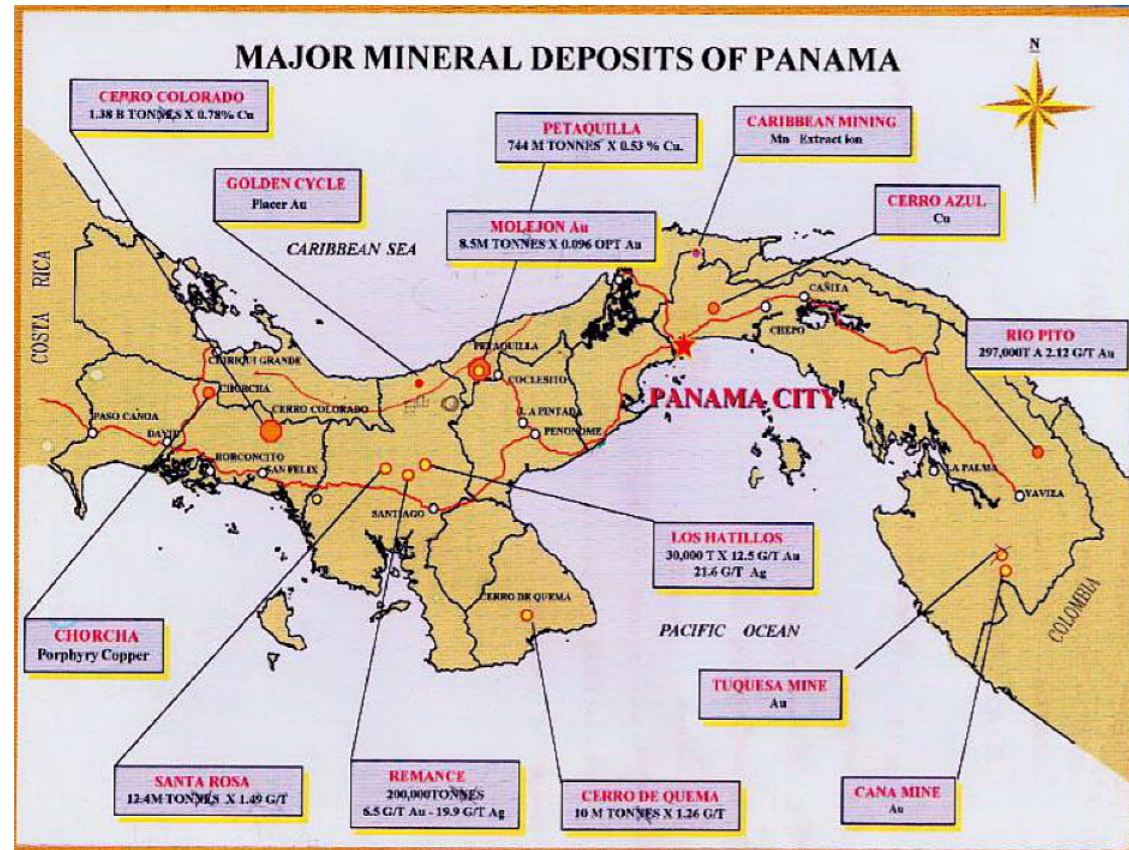


Figura.7. Distribución de depósitos minerales notables en Panamá. (Según B. Price, 1995)

### 3. Datos básicos de la geología y metalogía de Panamá

#### 3.1. Estructura geológica y tectónica.

El Arco Primitivo, producto de la subducción de la Placa Cocos bajo la Placa Caribe, a lo largo de la Fosa de América Central debuta en el Cretácico Superior. Al SW de Costa Rica y Panamá, fue edificado sobre corteza oceánica (Weyl, 1980). La sección basal de edad Cretácico Superior y Paleoceno cubre parte del istmo en la Península de Azuero y en el Darién. Sobre estos complejos yace un edificio volcánico potente, con facies vulcanoclásticas marinas y gruesos paquetes de andesitas subaéreas (Formación Cañazas), cortados por numerosas intrusiones intravolcánicas y subvolcánicas de composición ácida a intermedia y el emplazamiento de batolitos, stocks y complejos de diques (Kesler, 1977, Figura 8). En la geología de Panamá no se conocen macizos metamórficos regionales, excepto en la Península de Azuero, en el techo ofiolítico de basaltos con grado bajo, apenas de anfibolitas epidóticas (corteza oceánica). Otras zonas metamórficas se limitan a las aureolas térmicas de las intrusiones ácidas de cierta importancia.

Kesler (*ibid.*) presentaron un esquema evolutivo del plutonismo. El magmatismo intrusivo se inició hace 70-60 millones de años (final del Campaniano y Maastrichtiano), con el emplazamiento de batolitos dioríticos y cuarzo-dioríticos de Azuero sin relación conocida con la mineralización de tipo Cu-pórfido (Kesler *et al.*, 1977). El magmatismo alcalino es más tardío y comenzó a finales del Paleoceno y comienzos del Eoceno (50 Ma). Los dos últimos periodos de actividad volcánica en el oeste de Panamá ocurrieron en el Mioceno medio y Pleistoceno. La litología de los plutones Ca-K es granodiorítica dominante; pero incluye fases cuarzo-monzoníticas y cuarzo-dioríticas. Los intrusivos porfiríticos son abundantes y los depósitos de cobre-pórfido, incluyendo los de Cerro Petaquilla y Cerro Colorado se correlacionan con la clase calco-alcalina. Las rocas volcánicas adyacentes en interacción con el proceso de emplazamiento de estos plutones, resultaron controladoras de depósitos epitermales de oro-plata, como Cerro Quema, Molejón, Santa Rosa y otros.

Por consiguiente, la pila volcánica del arco panameño muestra una zonación evolutiva normal. En la base se encuentran toleítas, transicionales hacia el complejo principal calco-alcalino. Hacia la sección culminante se encuentran ignimbritas del Mioceno-Plioceno (Formación La Yeguada) con afinidad shoshonítica.

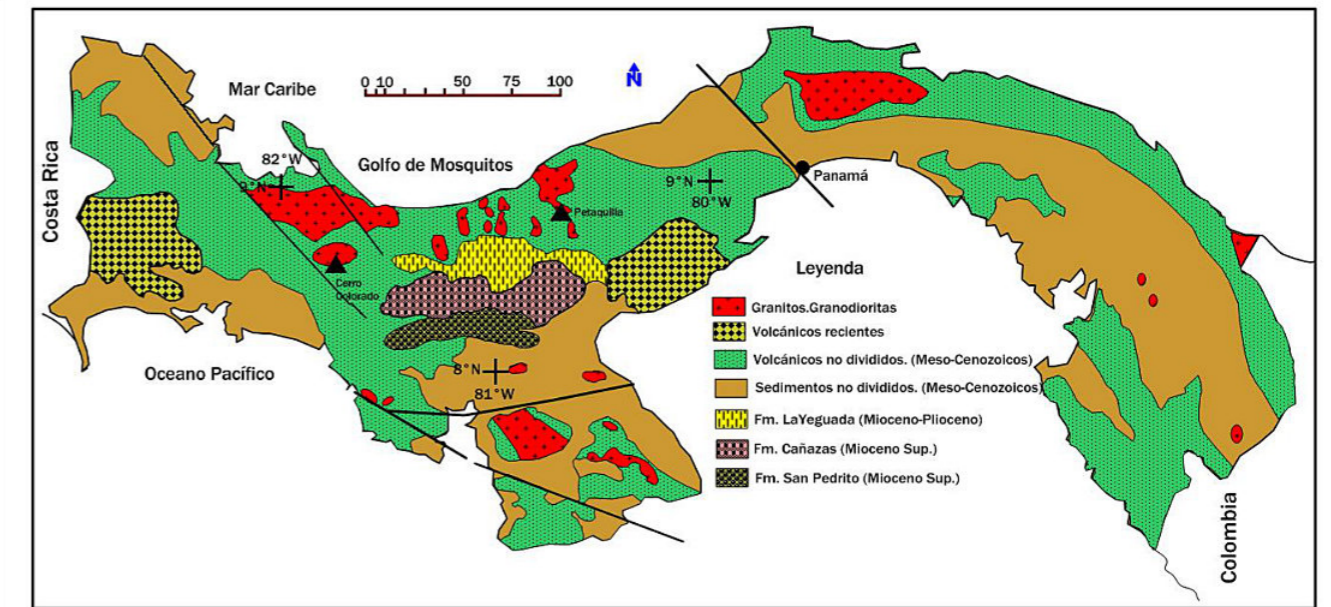


Figura.8. Croquis geológico de la República de Panamá (según Kesler, 1977) con la representación de los principales complejos del arco volcánico panameño.

De esta actividad en gran parte subaérea se conservan los volcanes Barú y El Valle bien conservados y activos durante periodos históricamente registrados y menos conservados como La Yeguada. Basaltos póstumos muy recientes a menudo cubren los volcánicos más antiguos o los cortan con diques, a menudo potentes y abundantes. Este escenario ocupa un vasto territorio que desde la Cordillera de Talamanca en Costa Rica se une con la Cordillera del Tabasará (o central) y hacia el este, el Arco Volcánico aflora separado en dos cadenas: Las montañas de San Blas en el Norte, con el batolito granodiorítico de Río Pito de Edad Paleógeno y la Cordillera del Darién en el Sur, cuya Serranía del Pirre, contiene uno de los más ricos yacimientos de oro de la historia minera americana, el famoso Santo Espíritu de Cana.

Los plegamientos Paleógeno-Mioceno deformaron los complejos volcánicos suavemente, en estructuras braquiformes y con rareza de plegamiento lineal (*e. g.* Región de Changuinola). Gran parte de las secciones del arco volcánico, sobre todo la superior, presentan deformaciones de bloque donde gran parte de las coladas de lava y capas de tobas yacen en posición horizontal, a manera de pequeños altiplanos suavemente basculados. Este tipo de yacencias se observan de forma típica en las zonas de propagación de la Formación La Yeguada.

No obstante esta relativa ausencia de grandes y complejas estructuras de plegamiento; las estructuras regionales de Panamá, reveladas tanto por los estudios de campo como por las imágenes satelitales, revelan un amplio sistema de alineaciones tectónicas con rumbos conjugados NE y NW. Uno de estos sistemas (NW) tiene una prominente expresión en las Penínsulas de Azuero y Soná (sistemas de fallas Torio y otras de igual rumbo). Del mismo modo, se detectan comúnmente numerosas estructuras circulares con rasgos de calderas volcánicas colapsadas e intrusiones probablemente no descubiertas por el corte de erosión actual, cráteres bien conservados como los Volcanes Barú y El Valle y estructuras de anillo como La Galera de Chorcha y otras. Un ejemplo es el sistema de calderas llamado San Félix con otras calderas más pequeñas periféricas llamadas Chichica y Algarrobo.

Los sistemas de fallas regionales conjugadas, las estructuras de caldera y otras circulares, la secuencia del edificio volcánico, desplegado desde las toleítas de la base hasta las facies shoshoníticas del tope, los estadios de

magmatismo plutónico calco-alcalinos, extensos y bien desarrollados; convierten a Panamá en un excelente escenario para la exploración minera y el hallazgo de importantes depósitos comerciales que se añadan a los ya descubiertos.

Dos ejemplos notorios de los resultados geológicos de la combinación del magmatismo con la intensa fracturación, como agente del aumento de la permeabilidad del medio, son el depósito de cobre pórfido virgen de Cerro Colorado, con reservas próximas a 1.38 mil millones toneladas con grado de 0.78% de cobre, y Petaquilla con reservas probadas y probables combinadas de 1.40 mil millones toneladas con 0.52% de cobre, 0.12 gr./ton de Oro, 0.0145 de MoS<sub>2</sub> y 1,32 gr./ton de Plata. Estos resultados demuestran que se trata de dos depósitos de clase mundial, separados por una distancia de solo 146 km (Figura 21).

Además de estas importantes reservas, hasta hoy no se ha prestado atención al potencial de sulfuros masivos (tipo Kuroko). En varias regiones numerosos campos anómalos de Cu-Zn-Pb, asociados a secuencias félsicas y máficas a intermedias, de edad Eoceno-Oligoceno, constituyen un ambiente típico para mineralización de sulfuros masivos. En sentido general, la mineralización sulfúrica masiva no se ha investigado en Panamá. Este no es el único caso de tipos de depósito que no son sistemáticamente buscados y quizá por una concepción insuficiente de los ambientes geológicos huéspedes.

En Panamá, Álvarez Sánchez (1998) separó una zonación de la mineralización por su potencial minero y los modelos de depósito, mediante la generalización de una gran cantidad de información dispersa (véase las Tabla 1 y 2).

Tabla.1. Zonación del Potencial Minero (según Álvarez Sánchez, 1998. PN-0114. IADB)

Zona	Extensión	Fases magmáticas	Rasgos	Potencial
<b>Tabasará</b>	Cordillera Central y sus contrafuertes, hasta el Canal de Panamá.	Vulcanismo principal (Kr-Pg). Intrusivos Ca-Alk tipo Petaquilla. Vulcanismo Final (facies shoshoníticas. Ignimbritas).	Secuencia principal del Arco. Estructuras vulcano-tectónicas bien conservadas. Fallas conjugadas NE-NW. Extensas zonas de alteración hidrotermales. Correlación, espacial y genética con el ambiente. Buena correspondencia geoquímica con índices de mineralización.	Cobre-Pórfido. Epitermales de baja y media sulfidación. ¿Kuroko? Tipo Maar y otros asociados con aparatos y calderas. ¿SEDEX? vulcanógenos. Especialización Metalogénica. Cu-Mo-Au y Cu-Au.
<b>Tabasará Norte</b>	Premontaña costera del Norte		Faja aurífera del Norte. Margaja, Molinete. Zapatero. Concepción, y otros.	Cobre-Pórfido. Epitermales. Especialización Metalogénica. Au. Placeres de Au.
<b>Tabasará Sur</b>	Premontaña del Sur	Sección media del Arco. Formación Cañazas.	Faja aurífera del Sur. Remance. Santa Rosa. Los Hatillos, y otras.	Epitermales. Tipo Maar. Especialización Metalogénica. Au.
<b>Chitré</b>	Llanuras y premontañas de Chitré; Veraguas	Cuencas IntraArco rellenas de sedimentos terrígeno-calcáreos (G.Macaracas), sobre sedimentos vulcanógenos (Gs.Tonosí y Changuinola).	Insuficiencia de manifestaciones minerales metálicas y de anomalías geoquímicas. Premisas de mineralización por analogía con cuencas similares.	Estratiformes Zn-Pb (clásticos; terrígeno-carbonato hospedados). ¿Carlín?
	Montañas de la Parte Central de	Zócalo ofiolítico Arco primitivo (Kr)	Correlación espacial de campos anómalos con	Brechas epitermales con sulfidación superior.

<b>Las Tablas</b>	Azuero y sus contrafuertes Norteños	Intrusivos toleíticos (Kr tardío) Volcánicos básicos-medios con grandes intrusiones polifásicas (El Montuoso y Valle Riquito).	intrusivos. Especialización metalogénica Au-Cu, con Fe y Mn.	Sulfuros masivos. Depósitos de venas y diseminados.
<b>Tonosí</b>	Limitada al Norte por la Falla Lobaina-San Rafael en la Península de Soná y Falla Río Torio, en Azuero.	Volcánicos básicos del G. Majé con rocas de afinidad ofiolítica y metamorfismo de tipo oceánico (G.E). Intrusiones de gabros olivínicos y cuerpos de picritas, diabasas.	. Sistema de fallas regionales NW de tipo "tear fault". Indicios de una actividad metalogénica con la presencia de Ni, Mo, Cu, Mn, ±Au.	Premisas de ambiente favorables para el desarrollo de depósitos correspondientes al ambiente ofiolítico y de transición. ¿PGE ?

Tabla.2. Ambientes geológicos y modelos de mineralización (según Álvarez Sánchez, 1998. PN-0114. IADB).

Región	Modelo de depósito	Ejemplo	Trabajos realizados	Ambiente
<b>Región Tabasará</b>				
Occidental	Pórfido de Cobre	Cerro Chorchá	Retículas geoquímicas. Mapeo. Perforación	Alto Plutón q-diorítico
Centro Occidental	¿Venas Epitermales Bonanzas Oro-Plata de fuente termal?	Chamí	Retículas geoquímicas. Mapeo. Perforación	Caldera
Centro Occidental	Vetas polimetálicas?. Vetas epitermales tipo Creede?	Guamy	Retículas geoquímicas. Mapeo	Flanco de un Cu-Pórfido. Flujos Andesita-dacita
Centro septentrional	Venas epitermales auríferas. Oro diseminado	Cricamola	Retículas geoquímicas. Mapeo	Andesito-dacitas. Dioritas. ¿Back-Arc?
Central	Stockwork aurífero Tipo Maar	Santa Rosa; Alto La Mina	Mina en Explotación	Arco de Islas frontal. Diatrema Maarica
Central	Cobre-Pórfido	Cerro Colorado	Estudio de factibilidad	Arco Volcánico Secuencia Cal-Alk-Shoshonita? Plutón Escopeta
Oriental	Cobre-Pórfido (Cu-Au-Mo)	Petaquilla	Estudio de factibilidad	Arco Volcánico-Back-Arc. Plutón Petaquilla Ca-Alk
Oriental	Brechas de cuarzo epitermal	Molejón	Retículas geoquímicas. Mapeo. Perforación	Arco Volcánico-Back-Arc. Plutón Petaquilla Ca-Alk
Central	Stockwork silíceo Cu-Mo. Horfels en tobas.	Cristal	Retículas geoquímicas. Geofísica Mapeo. Perforación	Arco Volcánico. Flujos Andesita-basalto. Plutón Diorítico Río Chico. Calk-Alk.
Occidental	¿Sedex vulcanógeno? Campos anómalos de Cu-Pb-Zn.	Cascajal (No se conocen ejemplos)	Retículas geoquímicas. Mapeo.	Arco Volcánico. Sección superior. Flujos Andesita-basalto. Riolita. Ca-Alk.
<b>Región Azuero</b>				
Sur	¿Complejo de Diatrema? Sistema Epitermal con Sulfuración superior.	Cerro Quema	Deposito cubicado	Arco Volcánico; sección inferior-media. Dacitas-Andesitas horbléndicas. Toleita → Ca-Alk

#### 4. Cinturones de oro de Panamá. Ejemplo de depósitos de oro.

Los cinturones de oro de Panamá, son una continuación del **Cinturón de Oro de Mesoamérica** (Figura 9), dentro de cuyo extenso dominio se encuentran numerosos yacimientos en producción con decenas de millones de onzas de metal. Se trata de depósitos de vetas de baja, media y alta sulfuración, con una potencia media de las vetas entre 1 a 6 metros y un grado de oro de 5 a 10 gr/ton. El tamaño mediano de las minas en funcionamiento es 3 millones de onzas de oro y en expansión.



Figura. 9. Extensiones del Cinturón de Oro de América Central.

A la altura de Costa Rica se destaca una división en dos ramas, una septentrional que puede considerarse como la principal y rama norte que representa la continuidad del cinturón sin interrupciones. La rama norte en Panamá se une, por lo visto sin interrupciones, con la Cordillera de Talamanca en Costa Rica, hacia la Provincia de Bocas del Toro y continúa hacia el este a lo largo de la costa del Caribe, en un estrecho territorio del piedemonte de la Cordillera del Tabasará (o central), determinando el **Cinturón de Oro del Norte**; una región tradicional de minería del oro desde los primeros episodios de la colonización española, iniciado en 1502, con la llegada del Almirante Colón a la costa atlántica de la actual provincia de Veraguas. En esta franja son conocidas numerosas manifestaciones auríferas y depósitos con mineralización epitermal en vetas cuarzo-epidota, como parecen ser las minas de Margaja, Molinete, Zapatero, Bejuco, explotadas desde el mismo descubrimiento y la actual mina de Molejón, en explotación. Esta mineralización aparece íntimamente vinculada a mineralización Cu-pórfido (Petaquilla; Oro del Norte; Santa Lucía) y se extiende con pocas soluciones de continuidad y en la misma situación geográfica relativa, hasta la frontera con Colombia (Río Pito).

El **Cinturón de oro del Sur** se extiende por la parte media del istmo donde ocurren los conocidos depósitos epitermales de Mina Santa Rosa (tipo Maar); Los Hatillos, Mina Romance (cuarzo de vetas) y otras muy numerosas manifestaciones según un eje E-W; hasta las manifestaciones de Capira y se extiende, con áreas poco conocidas, hasta la provincia de Darién; localidad del famoso yacimiento de Santo Espíritu de Cana (brecha pipe), rico productor de millones de onzas de oro.

Entre los dos cinturones principales, en una posición intermedia y hacia la vertiente sur de la Cordillera Central, se destaca un cinturón de cobre (depósito de Cerro Colorado, de clase mundial), Cerro Chorchá y vetas polimetálicas con oro (como en Guaní). Un ramal de esta franja central-meridional se prolonga hacia la península de Azuero, conectando con el depósito de oro de Cerro Quema.

La edad de formación de los depósitos auríferos de ambos cinturones se considera geológicamente muy joven, con inicio en el Eoceno bajo régimen de subducción (vulcanismo Ca-K) continuando hasta el Oligo-Mioceno (bajo régimen de compresión y fracturación), incluso prolongándose hasta el Mioceno tardío y hasta el Plioceno (bajo régimen de extensión y levantamiento del arco).

#### 4.1. Mina Santa Rosa.

El yacimiento se encuentra 1 kilómetro al Sur del Poblado de Cañazas y 25 kilómetros al Norte de Santiago de Veraguas. Entre 1985 y 1989 Freeport Exploration Co., ejecutó una exploración para delimitar dos depósitos de 11 millones de toneladas con ley de 1.6gr/ton (0.047 oz/ton). En 1994 un programa complementario de perforación estableció reservas de 22.6 millones de toneladas con contenido medio de oro de 1.24 gr/ton (0.035 oz/ton). De esta reserva, se calculó un volumen explotable de 8.9 millones de toneladas a 1.5 gr/ton, definida como minable.

La unidad que controla la mineralización es la Formación Cañazas (Paleoceno-Eoceno), compuesta de flujos máficos y secuencias de vulcanoclásticos intermedios a félsicos. Los cuerpos de menas auríferas se hospedan en las Tobas Santa Rosa, de composición ácida a intermedia, altamente porosas y permeables; mientras que las andesitas estériles de cobertura son, en gran medida, impermeables. La sección mineralizada incluye paquetes compuestos de bombas y clastos de cenizas de dimensiones hasta métricas, cementados por tobas lapilíticas y litoclasticas con variadas estructuras sin-sedimentarias, inconformidades angulares, repetición de ciclos eruptivos y de fragmentación de brechas. El depósito yace en una estructura circular de tipo caldera, de unos 3 kilómetros de diámetro. La abundancia de brechas explosivas y huellas de escapes eruptivos enriquecidos en gases a través de aguas de escasa profundidad, piroclastos de tendencia máfica a félsica mezclados con productos epiclásticos de cráter, productos de derrumbes y restantes numerosas evidencias de erupciones freato-magmáticas; indican un ambiente de tipo Maar.

La mineralización ocurre principalmente en las zonas silicificadas de alteración y consiste en electrum, libre o encapsulado en pirita. El electrum fue precedido por trazas de pirrotita+pirita, marcasita y arsenopirita y cantidades menores de acanthita, plata rubí y seleniuros de plata. En la ganga se observan sulfuros de metales básicos, calcita, adularia y barita.

La silicificación es la alteración más importante y contiene adularia, pirita diseminada y oro. Alrededor de ella, se desarrolla una zona de kaolinita-montmorillonita-carbonato-clorita; extendida hacia el exterior. Los núcleos de sílice alcanzan desde 10 a 100 metros de espesor o más y los anillos de alteración arcillosa centenas de metros hacia el exterior. La alteración carbonática, compuesta de siderita, magnesita, dolomita y calcita, se encuentra más externa. La zona propilítica externa igualmente se extiende centenas de metros alrededor. Las zonas de alteración descrita apenas se extienden hacia el interior de las andesitas del techo, por distancias muy cortas.

#### 4.2. Mina Cana.

La Mina Cana se encuentra en una concesión de 14.000 ha, situada en el corregimiento de Boca de Cupe, Distrito de Pinogana, Provincia de Darién, en la vertiente oriental de la Serranía del Pirre, al NE de Altos de Nique y al NW del Cerro Setetule. El límite Sur de la concesión corre paralelo a la frontera entre Panamá y Colombia. La región posee clima tropical húmedo con precipitaciones superiores a los 2,500 mm/año y está cubierta por una selva tropical.

Al campamento de Mina Cana puede accederse por avión desde la ciudad de Panamá. Aledaño existe una pista de una extensión aproximada de 400 m, para aviones pequeños. Alternativamente se puede acceder por carretera, hasta el pueblo de Yaviza, localizado en el Río Chucunaque, afluente derecho del Río Tuira; al final del trazado de la Carretera Panamericana. De Yaviza a El Real, el viaje se hace en canoa. Un

terraplén de 52 Km. accesible solamente en el periodo seco, enlaza el campamento de Cana y la localidad de El Real, sobre el Tuira.

Los primeros trabajos mineros datan de los tiempos precolombinos, realizados por mineros españoles. En el final del siglo 17 y principios del 18 los españoles se concentraron sobre Espíritu Santo. Por informaciones que se conservan de la época, la explotación constituyó una verdadera bonanza. El minado de Espíritu Santo al parecer fue una operación "open pit" de poca profundidad con galerías complementarias laboreadas desde la excavación principal, destinadas a la explotación de estructuras de brechas volcánicas.

El conocimiento relativamente moderno de la propiedad comienza por campañas realizadas por Freeport, Texas Gulf, Gold Fields y Souh África, en los años 70 y 80. A partir de estas fechas los trabajos de exploración por redes regulares, mapeo geológico, perforación y excavaciones se desarrollaron en un área relativamente pequeña de cerca de 400ha.

La Mina Cana ocupa una posición geológica singular en las estructuras regionales. La Cordillera de Jungurudó de rumbo WNW, se extiende al encuentro del ramal de la Serranía del Pirre, con rumbo NNW. El ángulo entre ellas es de  $\pm 30^\circ$ , coincidente con las fallas regionales Río Jaque (Serranía de Jungurudo) y la Falla Sambú (que comienza en la Serranía del Pirre). Este modelo se reproduce en la meso y microfracturación con evidente influencia en los patrones de mineralización, ejerciendo un control dominante sobre como y donde se localizan las mineralizaciones. Un elemento destacado en este sistema volcánico son las chimeneas de brecha localizadas en los cruces de los sistemas de fractura, identificadas como localizadoras de "bonanzas" auríferas, tal como es conocido en Espíritu Santo.

En términos generales en las montañas de Jungurudó y Pirre se desarrolla el llamado Grupo Playa Venado (¿Cretácico superior?), compuesto por las Formaciones Playa Venado (ninguna Formación puede tener el mismo nombre del Grupo), y las Formaciones Punta Sabana y Caobanera. La litología de Playa Venado, consiste de basaltos (pillow lavas), diabasas y cuarzdioritas, granodioritas, dioritas y sienitas, indicadas como la Formación Mamón del Grupo Colón de posible edad paleogénica. Se trata de una composición aparentemente muy similar a la parte central de la Península de Azuero. Es posible, aunque sin suficiente base para afirmarlo, que estos terrenos representen una zona de transición entre el zócalo ofiolítico y la secuencia normal calco-alcalina del arco volcánico de la Cordillera del Tabasará.

Un complejo denominado Andesitas Antiguas (hasta dacitas) se compone de variedades porfiríticas y de brecha, correspondientes a un pila volcánica intermedia de edad supuesta Cretácico-Paleógeno. La edad es supuesta, no fundamentada ni por fauna ni por métodos absolutos y se basa en analogías con los equivalentes de Panamá occidental. Las rocas evidentemente más antiguas son latitas porfídicas de grano fino fuertemente alteradas, compuestas por 65-80% de feldespato y fenocristales de horblenda. La latita esta cortada por una roca algo más máfica de grano grueso, con más de 80% de fenocristales de horblenda-feldespato en una masa fanerítica. Los volcánicos posteriores a las intrusiones se componen de flujos piroclásticos ácidos a medios, apreciables en el Cerro San José, en forma de un testigo erosivo.

El vulcanismo póstumo se destacó en forma de flujos de basaltos y aglomerados aflorados en el curso del Río Cana. La edad de los basaltos se desconoce, pero se presume que se trata de los basaltos "post-ignimbríticos" del occidente del país de edad probable Plioceno -Cuaternario.

En el área no se han destacado tectónica de plegamiento de alguna consideración. Solo una estructura vulcano-tectónica fracturada constituye un patrón relevante en la localidad. Las lavas y piroclastos del complejo andesítico forman la base de esta estructura, probablemente los restos de un estrato-volcán.

Las rocas del distrito de Cana muestran una intensa alteración supergénica tropical al igual que las encajantes de la mineralización. Las alteraciones hipogénicas corresponden a las condiciones de temperatura-presión para este campo mineral. Las rocas, en el halo externo, presentan clorita-epidota con contenido variable de pirita, representativa probablemente de alteración temprana no necesariamente relacionada con la deposición de oro. Más cerca a los "targets", aparece carbonato, en cuyo caso ya se trata de verdadera propilita. En la misma roca mineralizada se observa "argilización avanzada", con metasomatismo arcilloso

(caolín) con pirita, brechas hidrotermales con pirita y otras alteraciones deutéricas. No se ha reportado (aunque no se excluye la posibilidad de su presencia) de alteraciones tales como feldespatización, desarrollo de mica, etc. En la masa de las menas y en las salbandas se destacan propilita, silicificación, carbonatización con pirita acompañante, sumados a los minerales de mena propiamente dichos: calcopirita, galena, esfalerita y oro libre o mezclado con los sulfuros.

Sobre la base de los estudios de Giles (1984), Ruiz-Williams (1990), Graham (1991) y Kittredge (1992) se han distinguido las siguientes estructuras de los cuerpos minerales y las zonas de anomalías principales.

Chimeneas de brecha: un ejemplo sobresaliente es el de Espíritu Santo de Cana, en forma de conducto de probable origen explosivo. La mineralización de alta ley ocurre en una columna de brecha en forma triangular de 45 x 35 x 25 m en el plano del rumbo E-NE en la intersección de una probable falla de tensión NE con una zona de cizalla NW en el contacto de un pequeño plug de horblenda hasta el nivel de 200 m. El conducto esta a  $70^\circ$  al SW a lo largo de esta intersección. El oro asociado a los sulfuros de metales ocurre en la andesita y en el pórfido de horblenda. La ganga de la masa mineralizada esta compuesta de cuarzo, calcita y pirita con oro libre distribuido en el interior de la masa; una asociación típica de muchas menas hidrotermales de baja temperatura. La restante parte metálica se compone de sulfuros de cobre, plomo y zinc (calcopirita, galena, esfalerita) con el oro distribuido en el interior de los sulfuros o en adherencias libres en los granos de los sulfuros.

Venas paralelas (sheeted veins): Se trata de numerosas venas de dimensiones variables que ocupan zonas cizalladas y brechosas de elevada permeabilidad. El ejemplo es Mina Norte, donde venas individuales tienen un grado de hasta 0.3 onz/ton de oro con valores probables aun mayores. Las venas tienen un halo de baja mineralización que, probablemente sea posible explotar económicamente mediante extracción a cielo abierto y sometidas al proceso de "heap leaching".

Oro diseminado: Probablemente controlado por fracturación o stockworks en los flujos de cenizas tardíos. Un ejemplo es el Cerro de San Juan con menas de un promedio de 0.05 oz/ton de Au. Probablemente económicas mediante minado a cielo abierto y tratamiento con "heap leaching".

Placer: Existente en valles estrechos en el Río Cana (14,000 oz Au). Muchas indicaciones de alto potencial se localizan por muestreos a lo largo de valles maduros. Cuatro depósitos son conocidos en la propiedad.

#### **Producción y recursos.**

Espíritu Santo produjo más de **1 x 10<sup>6</sup> oz**, entre 3-4 oz/ton, en un volumen de 280,000 ton estimadas hasta 270 m. A esa profundidad se reportó una caída. Sin embargo no existe demostración contradictoria de la continuación de la mineralización. La intensa oxidación superficial de la estructura enriquece solamente de 80 a 100 m, donde la mayor parte del cuerpo mineral de alta ley (> de 5 onzas) se cree que posee su base. Las altas leyes de oro, mayores de una onza, sugieren la posibilidad de un enriquecimiento secundario, reportado a profundidades de 200 a 250 m, donde un promedio de **1.3 onzas**, se mantuvo en un bloque con un corte de 1 onza por debajo de los 270 m. Es interesante el dato sobre el estrechamiento del conducto sobre el nivel de 50 metros, minado durante el periodo español con ley excedente de **12 onzas/ton**.

Uno de los objetivos actuales de la explotación; sería la extracción de un tonelaje cercano al millón, de alta ley de mineralizaron con rango de 0.25 a 0.7/ton localizadas dentro del conducto de brecha hidrotermal. De hecho la mineralización de oro en conductos de brecha y en vetas asociadas a las zonas de fracturación que controlan a los conductos, pueden extenderse mas de cinco kilómetros hacia el Norte, a través de los arroyos Escucha y Ruido Limón, en las cabeceras del Río Tuira.

### 4.3. Mina Molejón.

El depósito de Molejón se encuentra a 56 Km. al NW de la ciudad de Penonomé, y al Sur del gran depósito de Petaquilla (Figura 10), con una reserva de 8 millones de toneladas y ley de 2.22 g/ton (Steffen, Robertson y Kirsten, 1995).

El Batolito Petaquilla, y los stocks y plutones similares asociados, al oeste y sur, dominan la geología de la región con enjambres de diques de pórfido cuarzo-feldespáticos que cortan las andesitas hospederas de mineralización aurífera epitermal (Molejón y Mestizo). Los volcánicos anfitriones del Plutón (y de los depósitos), consisten de andesitas predominantes y sus diferenciados, progresivamente más félsicos; de edad Oligoceno Medio (36.4 ± 2 m.a; K-Ar; Kesler, 1977). La tectónica regional muestra el típico sistema conjugado de fallas mutuamente cortantes NW-SE, que se intersecan en la vecindad del depósito de Molejón.

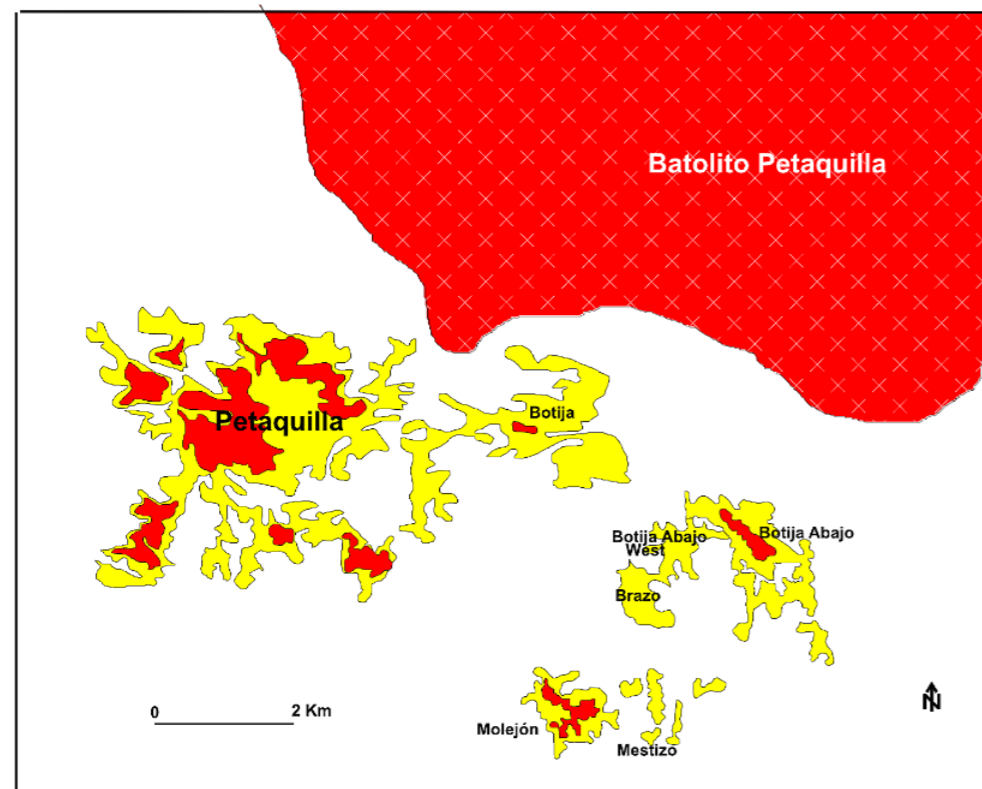


Figura.10. Situación del depósito Molejón y su satélite Mestizo, respecto a los depósitos de Cu-pórfido principales y al plutón de Petaquilla; delineados por las anomalías (esquemáticas) de oro en suelo.

#### Geología del depósito Molejón.

Molejón recuerda muchos detalles de otros depósitos y prospectos de Panamá, con una edad equivalente y similar ambiente estratigráfico y petrológico; por ejemplo, el complejo epitermal de venas del prospecto Chamí (B. Price, 1995).

En Molejón se observa un sistema epitermal de alto nivel con un control determinante de fracturas y estructuras circulares, en un patrón simple de fracturas cruzadas que permeabilizó su substrato (Figura 11). Las aerofotos y las observaciones de terreno muestran tendencias lineales, enfatizadas por las prominentes crestas de sílica, a veces similares a hogbacks (Figura 12) y valles fluviales rectilíneos (como Quebrada Molejonosa) orientados por zonas débiles estrechas. Son todos los elementos visibles de la estructura de este depósito. Las fallas limitantes de bloques también muestran estilos strike-slip sobre un complejo andesítico (lavas y piroclastos) y, de lugar a lugar, existen diques de pórfidos de composición similar o más ácidos.

Precisamente leyes de oro importantes, están asociadas con zonas de fractura con brechas de cuarzo-carbonato y zonas adyacentes alteradas dentro de estos diques. La disposición de las vetas sugiere que las soluciones

hidrotermales tomaron ventaja, de los sistemas y también, parcialmente, de las fracturas E-W más antiguas, reactivadas probablemente durante el levantamiento regional del arco volcánico. Este control peculiar se ha observado en otras propiedades exploradas, por ejemplo, Cerro Quema, Oro del Norte y otros.

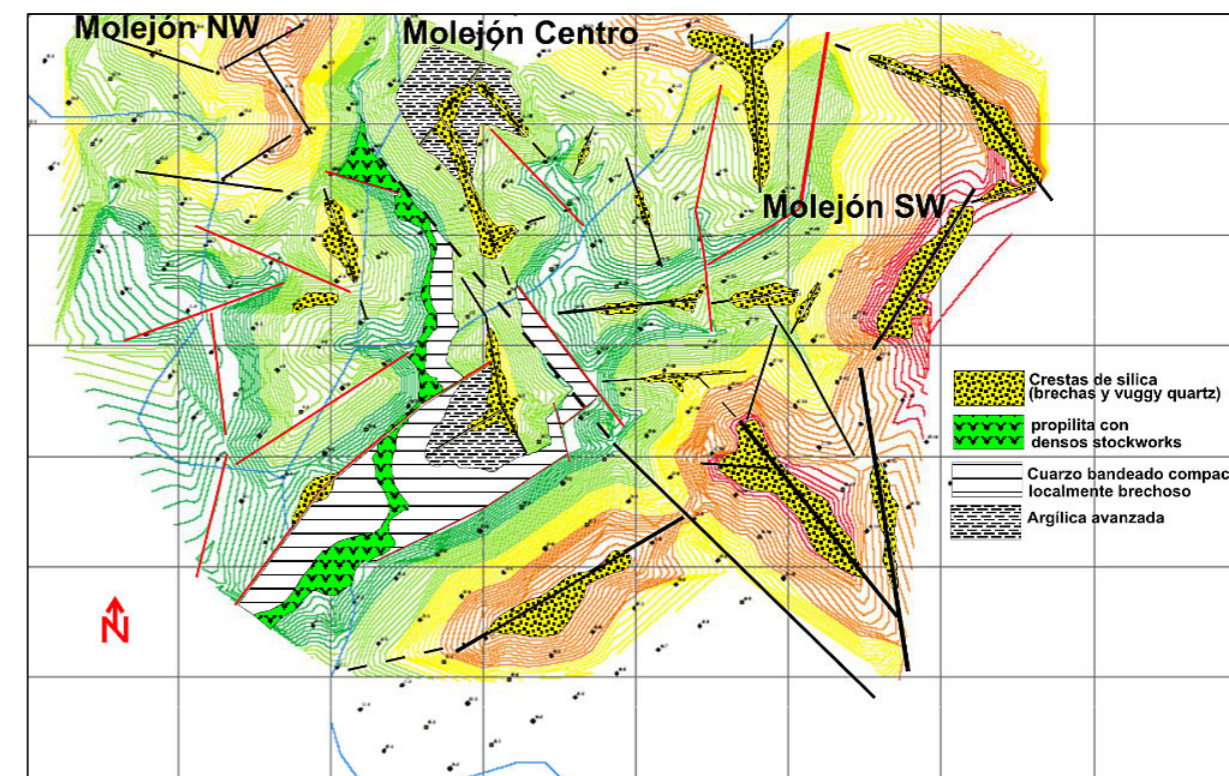


Figura.11. Croquis de la estructura de Molejón. Se muestra el control direccional de crestas de cuarzo y zonas selectas con la zonación de alteraciones.

En la dirección E-W, Molejón muestra diferencias significativas que definen tres bloques o sectores. La causa posible de la fragmentación puede ser el desplazamiento vertical diferenciado por las fallas; por cuya razón ciertos bloques pueden mostrar segmentos de la columna hidrotermal que, también, contienen leyes variables de mineralización.

En Molejón NW, las crestas silíceas están profundamente diseccionadas, el eluvio es más profundo y los afloramientos andesíticos son escasos, abundan los afloramientos de cuarzo bandeado grueso (a veces con notables fenómenos de disolución meteórica) en contacto con brechas hidrotermales y masivos stockworks cortados por gruesas vetas de cuarzo más tardío.

En la sección baja de Molejón Centro afloran frecuentes flujos andesíticos propilíticos, cortados por gruesas vetas de cuarzo y diques cuarzo-feldespáticos, indicadores de un nivel bajo del complejo hidrotermal, probablemente a causa de elevación entre fallas. Stockworks de vetas de cuarzo cortan densamente las secciones de cuarzo bandeado y de estructura esquelética. Una especie de "pseudo-packstone" abunda con la textura acentuada por pérdida del cuarzo granular y consiguiente aumento de las láminas de cuarzo compacto. Invariablemente ocurren óxidos de pirita en impregnaciones difusas y numerosas dendritas de manganeso. Algunas vetas tienen las características propias originales, y otras muestran redepositación parietal de cuarzo. Frecuentes fracturas aparecen rellenas de caolín no meteórico. Granos de oro visibles se encuentran en los lavados de batea (Figura 13), a diferencia de Molejón NW donde el oro visible es una rareza.





Figura.12. Cuarzo en gruesas bandas aflorados a lo largo del desarrollo de la Quebrada Molejonosa. (Molejón SE).

En Molejón SE, al parecer, se aprecia un nivel menos profundo de erosión. Las crestas de sílice se muestran conservadas, notablemente alineadas y acompañadas de gruesas (ocasionalmente métricas) brechas de cuarzo con sulfuros oxidados. En las profundas quebradas aparecen cuarzos masivos y bandeados con las bandas basculadas por desplazamiento tectónico. Las razones que parecen apropiadas para sugerir un nivel menos profundo del corte de erosión, independientemente de su valor en oro, son las siguientes:

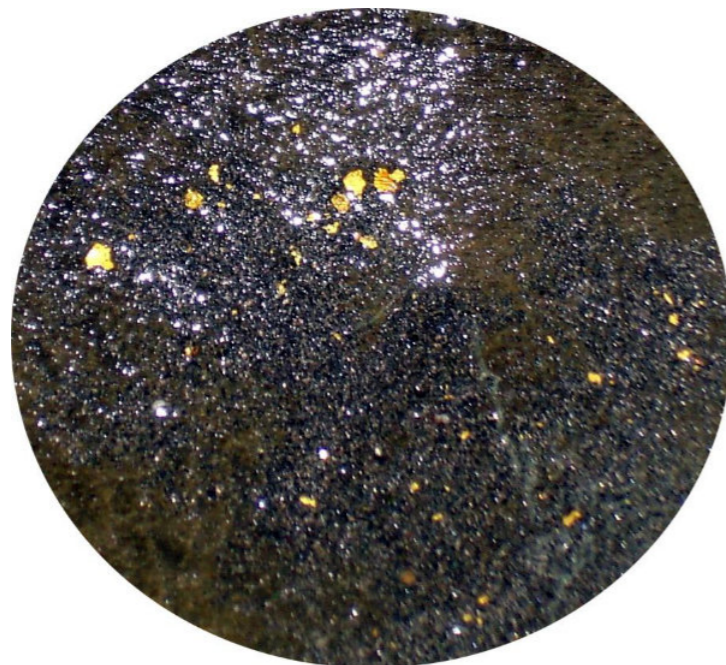


Figura.13. Sedimento de batea, al Este de Molejón SE; prácticamente dentro del Campo Mestizo. Obsérvese el tamaño de los granos.

- Abundancia de brechas de cuarzo recementadas por cuarzo compacto granular y cuarzo poroso (vuggy) con aspecto de “sinter fumarólico” (Figura 14).
- Brechas de cuarzo recementadas de dimensiones métricas.
- Cuarzo con espacios cavernosos rellenos por sinter y cuarzo friable.
- Brechas de calcedonia de estructura bandeada, fracturadas y recementadas con cuarzo de grano fino.
- Abundancia de geodas y drusas.
- Conservación de estructuras masivas con aspecto de cuarzo residual.

La diferencia notable entre Molejón NW y SE, fue señalada en el pasado por lavadores con años de experiencia en la localidad y consiste en que los concentrados de batea de oro grueso, son exclusivos de Molejón SE. En Molejón NW los granos visibles de oro son raros y muy finos (quizá en parte producto de aglutinación de polvo). En efecto; en el Campo Mestizo; más al Este de Molejón SE, la presencia de oro grueso (incluso pepitas) puede indicar diferencias en la profundidad del corte de erosión o, el desplazamiento vertical de las fallas o, las diferencias en los parámetros de temperatura y composición de las soluciones. La zona de Mestizo fue durante mucho tiempo un sitio de lavaderos de oro de los residentes, desde la época de Mitsui y sin duda es una prolongación de Molejón en el sentido de espacio y control.



Figura.14. Afloramiento en la sección más alta de una cresta de sílica. La sílice presenta características de sinter con inclusiones terrosas (Molejón SE).

Molejón se vincula estrechamente con el ambiente geológico de la premontaña del Caribe, más que con la estructura de la Cordillera Central propiamente dicha. Esta faja geológica más próxima a la costa Caribe contiene numerosas intrusiones calco alcalinas con un nivel de afloramiento variable y sin duda constituye una provincia metalogénica específica de oro epitermal genéticamente vinculada y coetánea con la mineralización de cobre-pórfido.

Por otra parte, la relación de Molejón con el sistema de Cu-pórfido del Plutón de Petaquilla (36 Ma) no ofrece dudas y las características de Molejón coinciden en general con el modelo para epitermales de Columbia Británica presentado por Panteleyev y Schroeter (1986) que supone la continuidad transicional entre el pórfido de Cu y los niveles de fuente termal.

En la actualidad la explotación se encuentra detenida y la mina en mantenimiento por parte del Gobierno de Panamá. Se encuentran en marcha diferentes negociaciones para recomenzar las operaciones después de

solucionar diversos litigios existentes. Las instalaciones de la mina pueden encontrarse operativas en poco tiempo para un arranque de operaciones (Figura 15).



Figura.15. Instalaciones de proceso en la Mina Molejón y presa de relaves.

#### 4.4. Deposito de Cerro Quema.

##### Situación e Historia.

El Depósito de Cerro Quema se encuentra en la Provincia de Los Santos, en la región meridional de la Península de Azuero, al SW de la Ciudad de Las Tablas. La mineralización fue reconocida por primera vez en el área de Cerro Quema en 1967 por un programa de las Naciones Unidas (Proyecto Minero de Azuero; realizado por Swedish Geological International). Los geólogos de Swedish detectaron contenidos anómalos de cobre en una muestra de sedimento de corriente y calcocita en roca en la proximidad del hoy deposito de Quemita. No obstante el potencial para oro de esta manifestación no fue reconocido. Geólogos de una compañía panameña realizaron un reconocimiento en la región en 1986 y realizaron un muestreo con resultados anómalos de oro. Este fue el inicio de una gran actividad de exploración por cuya causa fue descubierto el campo mineral de Cerro Quema. Cerro Quema se encuentra emplazado en una cresta de relieve prominente (Figura 16) hacia cuyos flancos se encuentran dos sistemas fluviales, el Río Quema hacia el norte y la Quebrada Quema, afluente del primero. El acceso a la localidad es moderadamente bueno.

##### Geología.

Los depósitos en el campo mineral Cerro Quema se controlan geológicamente dentro de un cinturón de unos 10 km, extendido en dirección submeridional (Figura 17). En la región predomina un complejo vulcanógeno sedimentario de edad Cretácico Superior. La unidad de mayor extensión es la Formación Ocú; integrada por turbiditas terrígenas, calizas pelágicas, lavas porfídicas de composición andesítica y domos dacíticos emplazados en un ambiente submarino. Los flujos andesíticos hasta dacíticos porfiríticos y piroclásticos son ricos en horblenda y se enmarcan por sedimentos epiclásticos de composición andesítica; compuestos por ritmos sedimentarios (turbiditas), localmente intercalados con margas impuras y chert. Esta secuencia se sumerge hacia el sur a 40° 60°, sin invertirse. Intercalados con los epiclásticos, hacia el sur afloran basaltos y diabasas fuertemente cizallados. La mineralización primaria conocida está constituida por una diseminación de pirita y calcopirita y por stockworks poco desarrollados de barita, cuarzo, pirita, calcopirita con trazas de galena y esfalerita.



Figura.16. Cresta desmontada en el deposito de La Pava, en el extremo occidental.

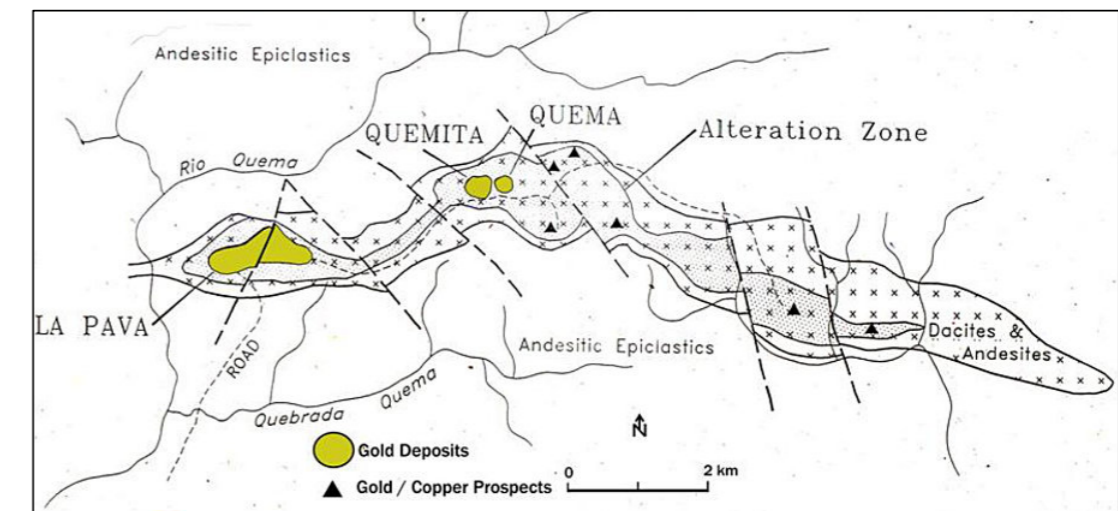


Figura.17. Cuerpos minerales enriquecidos en oro zonas meteorizadas y sitios con mineralización de cobre oro (Según Torrey y Keenan, 1994).

La mineralización se encuentra encajada en los domos volcánicos de composición dacítica de la Formación Ocú. Estas características se establecieron claramente en el Yacimiento Cerro Quema. La mineralización de oro propia del yacimiento se concentra predominantemente en las zonas con alteración silícica con posterior alteración supergénica. El Au se encuentra en forma de granos diseminados, submicroscópicos.

Se considera que existe enriquecimiento en cobre a causa de la precipitación de sulfuros secundarios de cobre controlados por fracturas, hacia la profundidad de las zonas de oxidación generadas por el proceso supergénico.

#### Alteraciones.

El proceso de concentración de oro en este depósito guarda una relación bastante directa con los procesos de alteración. Primero hipogénicos durante la formación de las mezclas de cobre-oro y a continuación la concentración del oro en los niveles más superficiales producto de la meteorización en las condiciones de clima tropical.

Alteración silícica-pirítica. Es la alteración más significativa. Se destaca en la superficie por rocas agrietadas y brechosas con cuarzo vuggy, rica en sílice y óxidos de hierro. Esta masa oxidada, llamada cubierta lixiviada alcanza una profundidad de 150 m. Por debajo de la zona de oxidación la pirita lleva a componer un 35% de la roca. La zona de alteración contiene alunita, didkita, cuarzo, pirofilita, barita, illita-esmectita, illita, caolinita, apatito y rutilo. Conjunto indicador de acumulación con PH y azufre bajo.

El oro generalmente se acumula en la zona de esta clase de alteración, con ley de 0.5 g/t cutoff). El oro con rango de 0.2 a 0.7g/t yace en las brechas piriticas en La Pava.

La alteración silicea-pirítica forma el núcleo de los depósitos, rodeados a su vez por masas de arcilla, formando una chapa no mineralizada sobre roca mineralizada de 5 a 20 m de espesor.

Dentro de la zona de sílice-pirita y localmente cortando la zona de arcilla adyacente en el lado sur de La Pava, ocurren vetas tardías de calcopirita de yacencia abrupta con halos blancos de sílice vuggy. Estos parecen estar asociados con fracturas tardías durante un evento de brechamiento importante. En esta área, una zona restringida de mineralización de cobre supergénico de alto grado está presente inmediatamente debajo de la interfaz de oxidación asociada con la mineralización de oro en el rango de 0.5 a 2.5g / t.

Otras alteraciones son la arcilla-pirita destacada por illite, kaolinite and hematite que de rareza contiene oro y la alteración propilítica, en las márgenes exteriores de los depósitos, formando característicamente una roca verde que contiene clorita, calcita, siderita, halloysita, laumontita, hematita e illita. En La Pava, bloques con fallas de alteración propilítica se superponen a zonas más profundas de arcilla y pirita de sílice.

Si bien las alteraciones observadas en esta región (silícica, arcillítica y propilítica) coinciden con el modelo de depósito epitermal de alta sulfuración, existen ciertas diferencias con el modelo teórico, a causa de que el emplazamiento en domos dacíticos intruídos en una secuencia de sedimentos marinos apunta a una formación de la mineralización en ambiente submarino.

#### Reservas.

Los depósitos con reservas estimadas son Cerro Quema, Cerro Quemita y La Pava. Las investigaciones realizadas hasta 1994, apoyadas en un programa de perforación a diamante demuestran un recurso de  $1 \times 10^6$  toneladas con una ley media de 1,26 g/t de oro (Torrey y Keenan, 1994) delimitada en rocas oxidadas, donde el oro ha experimentado un enriquecimiento supergénico, característico de las menas de este yacimiento.

### 5. Cinturones de cobre de Panamá. Ejemplos de depósitos de cobre.

#### 5.1. Cerro Chorchá.

El depósito Cerro Chorchá se encuentra en el interior de la concesión Chorchá de 24,359 ha; situada a 290 kilómetros al oeste de la ciudad de Panamá dentro de los distritos de San Lorenzo y Gualaca, provincia de Chiriquí y el distrito de Chiriquí Grande en la provincia de Bocas del Toro. El terreno de la propiedad es muy accidentado con elevación entre 600 a 2,238 m. s. n. m; en lo alto de la "Sierra Tabasara" en la División Continental.

Una carretera pavimentada de Chiriquí a Chiriquí Grande cruza la parte occidental de la concesión, pero el acceso a la zona mineralizada solo es posible mediante helicóptero desde una base en Mali, cerca de Chiriquí Grande, o por senderos de montaña desde el asentamiento de Bocas de Soloy.

#### Descubrimiento.

El depósito de Cerro Chorchá fue descubierto por Asarco Ltd., en 1969 (Figura 18), coincidente con el descubrimiento de Cerro Colorado, 30 km al este. La zona mineralizada conocida en la actualidad denominada Zona Guariviara, fue descubierta por Asarco durante un programa regional de exploración de sedimentos de arroyos. A esta zona se sumaron en la misma campaña, mineralización adicional en el área de Río Jusó y se determinaron otros seis objetivos secundarios.

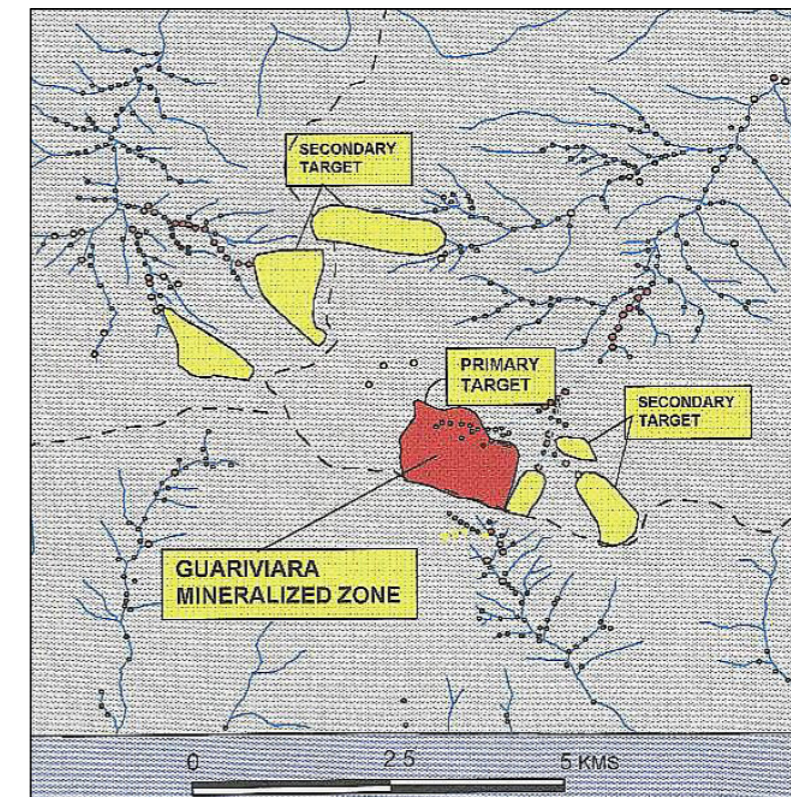


Figura.18. Croquis de la Zona Guariviara descubierta por Asarco en 1969.

La cartografía inicial de la Zona Guariviara identificó una zona de 20 metros de ancho con bandas de calcopirita y magnetita en un pórfido teñido de cobre azul verdoso. Para 1971, el muestreo de rocas en pozos había rastreado la mineralización en un área de **900 metros por 100 metros**. La exploración realizada por Asarco fuera de esta zona resultó en el descubrimiento de zonas de vetas con mineralización de cobre en andesitas cerca de la unión del río Hornito y el río Chiriquí. En 1976, Asarco intentó perforar la zona de Guariviara, pero las negociaciones para mejorar los términos finales del acuerdo de concesión fracasaron y la propiedad fue abandonada por Asarco.

#### Geología.

La mineralización de cobre de la Zona Guariviara se encuentra dentro de un complejo intrusivo con diorita, cuarzodiorita y granodiorita (Figura 19). La mineralización actualmente conocida se encuentra asociada a la fase de diorita de cuarzo, pero la anomalía geoquímica se extiende sobre las fases vecinas, hecho que sugiere una extensión adicional de la mineralización. Numerosos tipos de diques posteriores, incluido el pórfido de cuarzo-feldespato, también tienen la misma orientación de la anomalía principal que tiende a confirmar un fuerte control

estructural. La intrusión inalterada (en Brazo Sur, la rama sur del río Guariviara) es de color gris a verdoso de composición cuarzo-diorita (sin feldespato-K), con los máficos reemplazados por clorita. Actinolita secundaria está presente y son comunes las densas agrupaciones de magnetita, como se observa en Cerro Garnucha, al este de la Zona Guariviara. Numerosos tipos de diques emplazados posteriores al cuerpo principal porfídico, entre ellos los de cuarzo-feldespato, se orientan con rumbo NW y NE al parecer ejerciendo control de la mineralización.

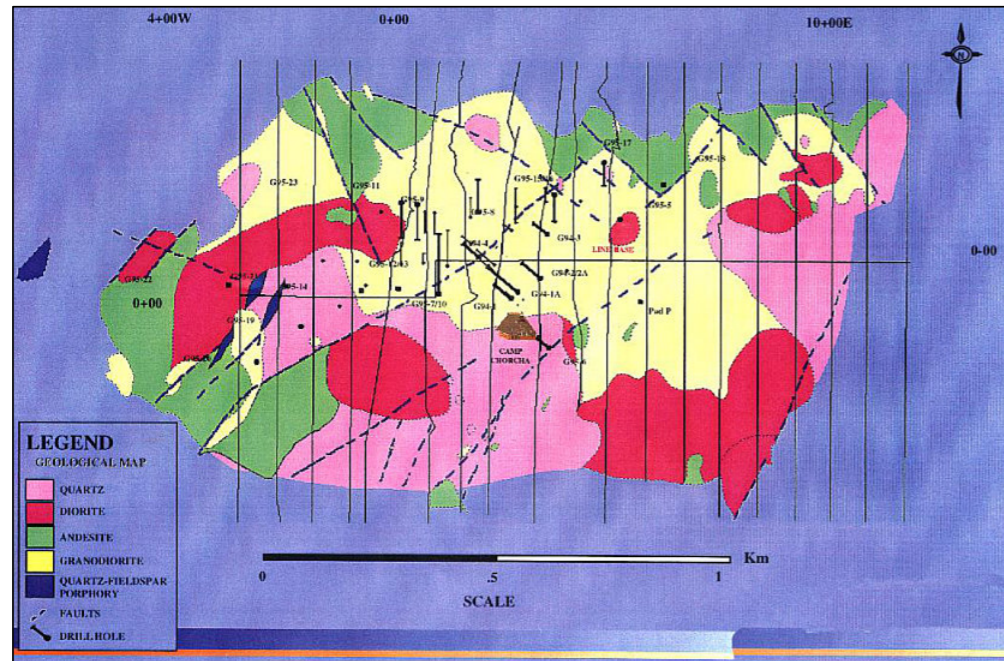


Figura.19. Mapa geológico de la zona central del depósito de Cerro Chorchá. Parte central. Zona Guariviara.

En la parte central de la red de estudio la intrusión mineralizada contiene un denso stockwork de vetas de cuarzo, de hasta 10 metros de potencia o mayores, con calcopirita, pirita y magnetita y pequeñas cantidades de bornita, covellita y malaquita. El stockwork (Figura 20) ha elevado los valores de cobre y oro en gran medida. Se ha sospechado que una falla importante de rumbo NE corta a través del centro de la cuadrícula y realiza un control importante de la mineralización. Hacia el margen del stockwork la intrusión se observa alterada con un feldespato de color azulado y calcopirita porfídica asociada con fracturas, con menor contenido de oro. Estos objetos mineralizados en estilo stockwork asociados a fallas y masas de rocas intrusivas alteradas, conjuntamente constituyen la Zona Guariviara.

Las venas de Brazo Sur son de cuarzo vuggy, con masas gruesas de esfalerita y calcopirita y niveles elevados de plomo, plata y cadmio. Las rocas adyacentes reflejan esta zonación lejos del cobre y oro central en Quebrada Cobre. La mineralización de metales base puede tratarse como resultado de una etapa de actividad tardía.

**Reservas.**

Mine Reserves Associates Inc. (AMA), realizó en 1995 una estimación preliminar de recursos basada en las perforaciones realizadas hasta la fecha. 25 pozos contenían 3,308 intervalos de ensayo de muestra dentro de los 5,254 metros totales perforados (Figura 20). A partir de la base de datos y de una base topográfica digitalizada, un análisis geoestadístico de la información del ensayo y un modelo de depósito computarizado, se estimó un recurso geológico (Tabla 3).

Barry Price (1995), basado en mediciones parciales de perforación hasta ese año y en el mapeo de contornos de rocas mineralizadas, considera los recursos geológicos dentro de la zona de Guariviara en 115 millones de toneladas. El grado considerado de cobre para esta evaluación pasó de 0,50% a 0,60%. Sin embargo, este autor

afirma que la Zona de Guariviara es un objetivo económico con recursos de alrededor de 200 millones de toneladas con una ley considerada del 0,65%, según el conocimiento actual.

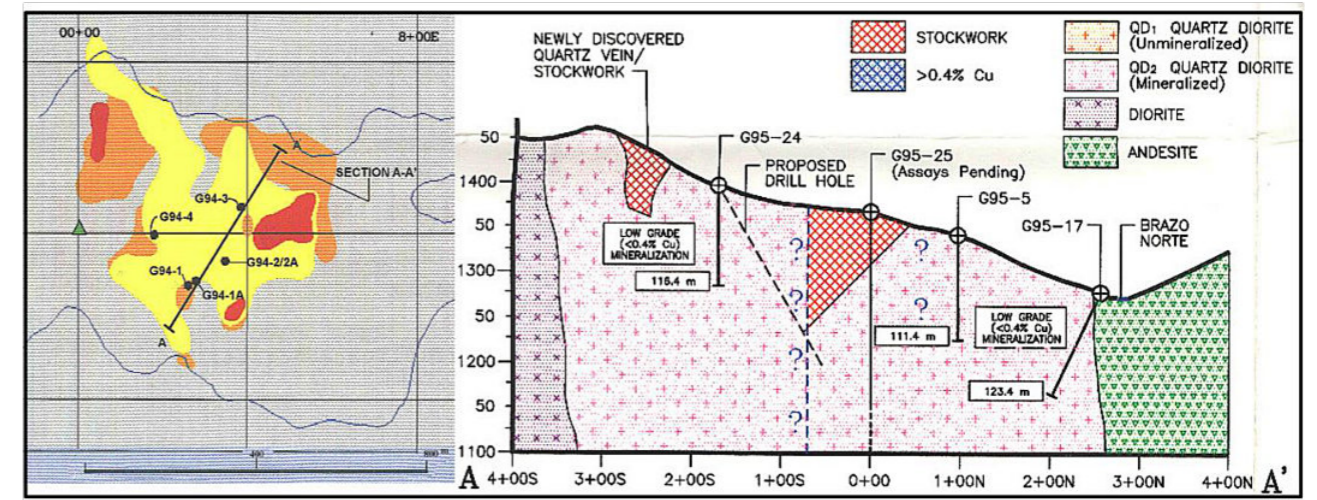


Figura.20. Perfil geológico por la Zona Guariviara con intersecciones del stockwork enriquecido.

Tabla. 3. Parámetros para el calculo de reservas realizado por AMIA.

Dimensiones E_W	378,000E	380,000E	
Dimensiones N-S	955,000N	957,000N	
Elevación	1,000 m	1,750 m	
Grid	50 x 50		
Número de columnas	40 x 50 m		
Altura de los benches	10 m		
Número de benches	75		

MRA describió una serie de categorías, incluyendo "óxido", "mixto" y "sulfuro", y se incluyeron valores de corte de 0.00%, 0.2.0% y 0.40%. El recurso total se calculó de la siguiente manera:

Tabla. 4. Geological Resources (Según AMA, 1995)

Cutoff	Tonnes	Cu %/,*	Au&it
0.20	265,874,000	0.493	0.057
0.40	161,332,000	0,617	0.075

Tabla.5 .Geological Resources (según Price, 1995)

Zone	Length m	Wide m	Depth m	Ton Millions
Stockwork	250	200	250	33
Porphyry zone	300	200	200	32
Holes 13-14	250	250	250	16.5
Holes 15-16-17	200	200	200	16
Holes 19 a 21	150	300	300	18
Total				115

Assumed specific gravity in 2.65.

### Potencial económico.

El depósito de pórfido de cobre y oro Chorcha representa el tercer depósito de pórfido más importante en Panamá en la actualidad. La ubicación relativamente aislada, y el terreno y el clima difíciles, se compensan en parte por el tamaño potencial del depósito, los grados de oro mejorados en la zona de almacenamiento y la presencia de una zona pequeña pero significativa de enriquecimiento de cobre supergénico.

Los 26 pozos de perforación hasta la fecha han delineado la mineralización en un área de aproximadamente 1,000 metros por 500 metros en superficie, y a una profundidad de 300 metros debajo de la superficie (donde las condiciones de perforación lo han permitido). Se concluye que la propiedad Chorcha tiene una buena oportunidad de alcanzar un tonelaje y grado económicos, y es digna de un importante programa de exploración y desarrollo continuo.

### 5.2. Cerro Colorado.

#### Historia.

Las primeras referencias que se tienen sobre mineralización en la región se remontan al año de 1936 en el informe preparado por Sinclair Oil Co. (1991). En 1955, se inician los trabajos de exploración, identificándose la existencia de una zona con mineralización de sulfuros de cobre, con una reserva estimada especulativa, de 100 millones de toneladas de mena (Cerro Colorado) (Stewart, 1957). Un gossan aflorado sobre la porción oxidada del depósito, visto como un área sin árboles y su expresión de superficie oxidada probablemente le dio a la montaña y al depósito el nombre de "Cerro Colorado".

#### Situación y acceso.

El depósito de Cerro Colorado se encuentra sobre el Divisor Continental, a una altura de aproximadamente 1200 metros, a 25 kilómetros al norte de San Félix, provincia de Chiriquí y a 10 kilómetros al norte del asentamiento de Chami.

#### Geología Regional.

El depósito se produce dentro y en la periferia de un grupo de cuerpos intrusivos porfiríticos y faneríticos de alto nivel que cortan en forma cruzada una gruesa pila de rocas volcánicas terciarias, principalmente andesíticas y sub-aéreas. (A. H. Clark *et al.*, 1977). En profundidad, las vulcanitas pueden ser tan antiguas como el Cretácico temprano o medio; La unidad volcánica más joven (después de la traquiandesita mineral) es el plioceno medio (2,98 millones de años). (Price, 1994, Chamí Project).

Los eventos volcánicos e intrusivos mencionados están mejor estudiados precisamente en la región de Cerro Colorado. Las potentes coladas de lavas andesíticas en esa región, de carácter subaéreo, se han asignado al Grupo Chichica del Paleógeno Temprano. Dataciones de edad absoluta de estas andesitas, realizadas en el Río Escopeta, indican una Edad de 29.9 - 2.2 Ma. (Oligoceno Superior-Mioceno Inferior). La pila volcánica fue subsecuentemente atravesada por los productos de varios eventos magmáticos escasamente separados en el tiempo; desde traquiandesitas hasta diques y stocks ácidos de edad 3.3-7.5 m.a. Una unidad de traquiandesitas representa la última fase de intrusión magmática en la región de Cerro Colorado, datada en 2.98 Ma (Plioceno Medio) la cual se asigna a la Formación Laguna.

La mineralización hipogénica consiste en calcopirita, bornita, pirita y molibdenita. Las venas tardías de esfalerita-galena-dolomita son comunes en toda la zona mineralizada, extendiéndose también hacia la granodiorita Escopeta fresca. La molibdenita se presenta principalmente en stringers y veinlets en las dos rocas huésped y como disseminaciones en la granodiorita. Otros minerales accesorios para las venas son anhidrita, flogopita, epidota, dolomita y pirofilita. La anhidrita está asociada con la zona de alteración filica y da lugar al yeso sobre la capa freática.

La edad de la mineralización está entre 3 y 7 millones de años; La edad del emplazamiento original de la mineralización puede ser de 5 a 6 millones de años, seguida de la oxidación y el enriquecimiento de supergenes por un período adicional de 2 a 3 millones de años.

En la superficie, la zona "mineral" es un área ovoide de aproximadamente 300 metros por 500 metros. Se dice que las dimensiones generales del cuerpo perfiladas por la perforación son 1500 metros x 2500 metros. El fondo del depósito no se ha definido, ya que la mineralización en el hoyo más profundo continúa a una profundidad de 100 metros bajo el nivel del mar.

Según los resultados de los estudios de Pavonia S. A., la geología de la intrusión y mineralización se expresó en las siguientes etapas.

1. Las rocas porfiríticas mineralizadas emplazadas; como intrusivos de grano fino con sulfuros finamente disseminados, principalmente bornita. Esta mineralización se extendió una corta distancia (100 metros) hacia la andesita huésped.

2. Se emplazaron intrusiones de la serie "Monzonita de Cuarzo". Este grupo incluye una amplia variedad de fases que incluyen latitas, monzonitas de cuarzo, granodioritas y felsitas. La fase de granodiorita forma una gran intrusión (el Batolito de Escopeta) al noreste del depósito; los otros tipos intrusivos ocurren como cuerpos de lentes más pequeños a de forma irregular.

3. Se introdujeron cuerpos de pórfido de cuarzo en la parte central del depósito. Estos cuerpos también son de forma irregular y no persisten en la profundidad.

Todos los intrusivos contienen cantidades significativas de cobre original, que van desde 0.05% en las porfiritas de cuarzo hasta 0.4 -0.7% en las "porfiritas de mena". Una segunda fase de mineralización como vetas y disseminaciones afectó solo la parte central del cuerpo principal de Monzonita de Cuarzo. Esto fue acompañado por silicificación.

Los eventos intrusivos posteriores al mineral son:

4. Los diques de riolita posteriores al mineral ocurren como cuerpos anchos que cortan las intrusiones mineralizadas. Estos tienen fenocristales de biotita frescos en una matriz alterada.

5. La fase intrusiva ígnea final de las traquiandesitas leucocráticas y predominantemente ignimbríticas cubrió originalmente gran parte del área. La erosión reciente pleistocénica ha dejado restos al sudeste y oeste del depósito.

#### Alteraciones.

Kents (1975) afirma que, en contraste con la mayoría de los depósitos de pórfido de cobre, no se pueden reconocer bien definidos de los conjuntos de alteración hidrotermal típicos; ya que los efectos de alteración son irregulares y están relacionados con el tipo de roca huésped. Los halos de sericita-clorita formados en las unidades andesíticas, la silicificación controlada por fractura acompañó la segunda etapa de mineralización y la alteración filica es característica de los diques de riolita post-mineral. Sin embargo, Issigonis (1974) describe la alteración del "K-silicato" (K-feldespatos + Flogopita + Pirita) en el núcleo del depósito, seguido de la alteración "filica" (sericita-cuarzo-anhidrita-pirita-calcita), "Argillic" (alteración illita, dolomita (siderita) y pirita menor) y alteración "propilítica" (clorita y calcita). Un límite lixiviado y oxidado (ahora estéril) alcanzó profundidades de 150 metros en áreas más altas. Debajo de esto hay una zona gruesa de enriquecimiento de sulfuro supergénico que forma un tonelaje considerable de mineral potencial en exceso de 1% de cobre.

**Recursos.**

Se han hecho muchas estimaciones de tonelaje y grado de recursos; Varios estudios de factibilidad han presentado categorías de reserva vinculadas a diferentes grados de corte. La cifra citada más recientemente es una reserva "extraíble" de 1,4 mil millones de toneladas con una ley de 0,78% de cobre, basada en una ley de corte de 0,40%. Se informa que los metales preciosos contenidos son 3 millones de onzas de oro y 226 millones de onzas de plata, (grados estimados de 0.002 oz / ton y 0.16 oz / ton respectivamente). Se dice que las reservas geológicas son 4,48 mil millones de toneladas de 0,45% de cobre con un grado de corte cero. Se conocen al menos otras dos zonas de concentraciones de mineralización de Cu-Mo en el pórfido de feldespato de cuarzo y en la granodiorita dentro de un radio de 1 kilómetro del depósito principal. (Issigonis, 1982).

En 1972, Pavonia S.A. se convirtió en una subsidiaria de propiedad absoluta de Canadian Javelin, y las perforaciones tenían reservas mejor definidas, ahora estimadas en alrededor de 125 millones de toneladas de 0.80 a 1.0% de cobre en una zona de 7,500 pies de largo por 200 a 2500 pies de espesor formando un manto en el lado sur de Cerro Colorado. Se sabía que la mineralización se extendía hasta el lado norte de la montaña, como lo indica la perforación diamantina. Un estudio de factibilidad realizado por Technical Economists Ltd. de Toronto indicó que el desarrollo debería ser rentable, con una producción inicial y una tasa de molienda de 30.000 toneladas por día.

Para 1974, la exploración adicional en Cerro Colorado había llevado a un estimado de reservas geológicas de 2.2 mil millones de toneladas con una ley de 0.80% de cobre, con un número de áreas enriquecidas localmente que contenían 1.1% de cobre.

Para 1976, la Revisión Anual de Minería estimó que las reservas en Cerro Colorado eran de al menos 2,000 millones de toneladas de mineral "probado" con un promedio de 0.61% de cobre, 0.015% de molibdeno, 0.002 oz/tonelada de oro y 0.15 oz/tonelada de plata. También se estima un adicional de 1.000 millones de toneladas de mineral "legalizado" y 1.000 millones de toneladas de mineral "posible".

La planificación del desarrollo incluía una concentradora para un tratamiento inicial de 80.000 ton/día, elevándose a 160.000 t/día. Una fundición con una capacidad de 2.100 toneladas de cobre por día. Un túnel de suministro de agua de 6,2 km. Una planta de energía alimentada con petróleo en la costa atlántica. La mejora y continuación de la carretera de San Félix que pasaría de la mina a la terminal de aguas profundas en la costa atlántica, y una mano de obra de construcción de 3.500 personas, traducible en una plantilla de producción permanente de 2.000 trabajadores.

**Propiedad.**

La concesión para la minería en Cerro Colorado está vencida y los derechos pertenecen al Estado Panameño a través de la Corporación de Desarrollo Minero Cerro Colorado (CODEMIN).

**6. Conclusión.**

Un apretado repaso del potencial minero de la República de Panamá, demuestra en el país un potencial extraordinario de metales básicos y preciosos para un territorio relativamente pequeño, que puede proyectar a Panamá como una de las primeras plazas mundiales de la explotación de materias primas minerales. Si el estado de Panamá se decide a desarrollar una industria minera basada en sus excepcionales recursos, el país puede convertirse en algunos decenios en una de las primeras potencias mundiales en esta rama de la economía.

**Nota:** Los autores de la presenta compilación son ingenieros geólogos y de minas con más de 25 años de experiencia en la exploración de depósitos de minerales básicos y preciosos en más de 14 países de tres continentes.

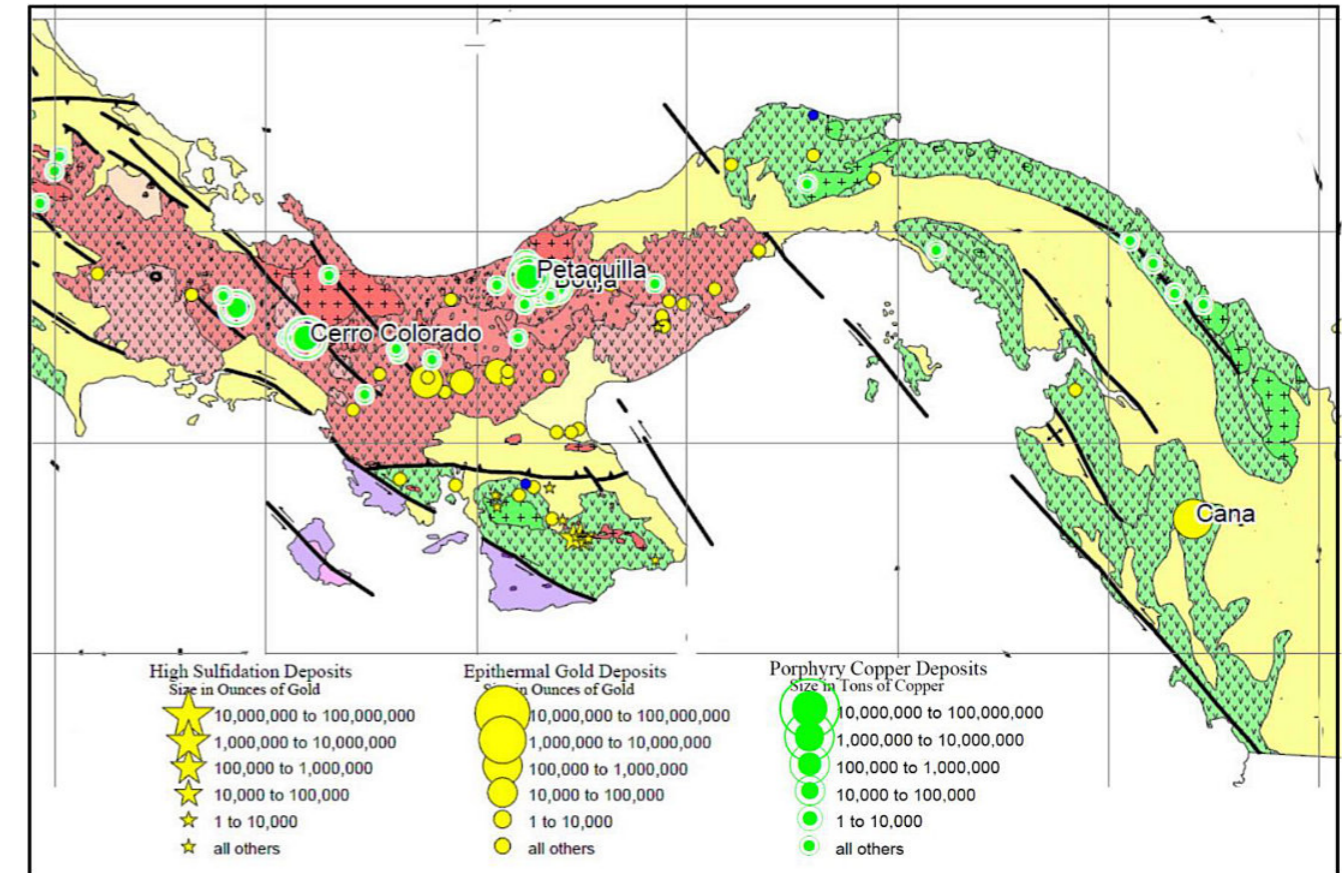


Figura.21. Mapa metalogénico de Panamá que muestra la agrupación de depósitos de oro colocados en fajas en el centro y en el Norte (modificado de Carl Nelson, 2000).

**Bibliografía.**

**Adrian Resources Ltd.,** 1994, Summary of the Petaquilla Project, Panama. *Unpublished company promotional brochure dated June 1, 1994.*

**Allen, G. J.,** 1993, Qualifying Report on the Chami Project. *Keaton Resources, Ltd. Progress Report.*

**Álvarez Sánchez, H.,** 1994, Reconocimiento geológico y argumentación de perforaciones en el Sector de Cerro Mosquito. Proyecto Chamí. *Geotec, S. A., para Independence Resources.*

**Álvarez Sánchez, H.,** 1994, Draft geological report for Cristal Project. *Geotec, S. A., para Independence Resources.*

**Álvarez Sánchez, H., Clark Quesada, M., et al.,** 1995, Summary of Panamanian Projects. *Geotec, S. A. Progress Report for MinAmerica Corp. 135 pags.*

**Álvarez Sánchez, H. & Gómez, A.,** 1998, El ambiente geológico del depósito Cerro Colorado y sus vínculos con las manifestaciones que lo rodean. *Estudio de compilación bajo el patrocinio de MinaAmerica Corp. 68 Pags. Marzo de 1998.*

**Álvarez Sánchez, H.,** 1998, Proyecto Mina Cana. Informe geológico de exploración y proyecto de operaciones. *Informe Privado para Sociedad de Inversiones IXTAPA, S. A.*

**Álvarez-Sánchez, H.,** 1999, Programa de apoyo para el desarrollo sostenible del sector minero de la República de Panamá (PN-0114): Diseño y términos de referencia. Componente mapeo e información geológica, gestión ambiental minera y cultural. *Banco Interamericano de Desarrollo. Washington D.C. Ministro de Comercio e Industrias. República de Panamá. 370 paginas.*

**Álvarez Sánchez, H., & Clark Quesada, M.,** 2002, Land Status Summaries. Chiriquí-Veraguas. Azuero Peninsula. *Private Report for MinAmerica Corp.*

**Álvarez Sánchez, H., & Clark Quesada, M.**, 2002, Land Status Summaries. Cerro Caballo. Las Minas. Cerro Bruja. *Private Report for Pardini & Associates*. 7 Figs. 28 Pags. September 25, 2002.

**Álvarez Sánchez, H., & Clark Quesada, M.**, 2002, Cerro Chorchá. Summary Report. *Private Report for Pardini & Associates*. 24 Figs. 69 Pags.

**Anónimo**, 1987, Proyecto Inventario Minero. Informe Final Parte II: Mapeo geoquímico en tres sectores de Panamá. *Swedish Geological International*. 34 pags. 8 Appendices, 58 Figs.

**Anónimo**, 1991, Geología y ocurrencias de minerales en tres sectores de Panamá. Informe Final del proyecto de Inventario Minero. *DGM. Minist. De Comercio e Industria. República de Panamá*. Swedish Geol. International.

**Anónimo**, 1991, The Mining Sector of Panama. *Ministry of Commerce and Industry. Mineral Resources Department*.

**Barat, F., Mercier de Lépinay, B., Sosson, M., Müller, C.**, 2014 in Press, Transition from the Farallon Plate subduction to the collision between South and Central America: Geological evolution of the Panama Isthmus. *Tectonophysics*. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.tecto.2014.03.008>).

**Bowell, R. J.**, 1993, The mobility of gold in tropical rain-forest soils. *Economic Geology*, Vol. 88, pp. 999-1016.

**Clark, A. H., et al.**, 1977, Potassium-Argon Age of the Cerro Colorado Porphyry Copper Deposit, Panama. *Economic Geology*, Vol. 72, pp. 1154-1158.

**Corral, I., Griera, A., Gómez-Grass, D., Corbella, M., and Cardellach, E.**, 2010, Geochemical evolution of the Panamanian Cretaceous-Paleogene volcanic arc: Insights from the Azuero Peninsula, SW Panama. *GEOGACETA*, 49, 2010.

**Ferencic, A.**, 1970, Porphyry copper mineralization in Panama. *Mineralium Deposita*, Vol. 5, pp. 383-389.

**Geotec, S. A.**, 1995, Summary ARLO Resources 1995. *Chorchá, Río Liri and other properties*.

**Geotec, S. A.**, 1995, Chorchá Concession. Results of 1995 Program. *Private Report for MinAmerica Corp.*

**Glanville, R., and Price, B.**, 1996, Geological Summary Report and valuation of the Chorchá Copper Deposits. Chiriquí and Bocas del Toro Provinces. Republic of Panamá. *Ross Glanville & Associates L. T. D., and B. J. Price Geological Consultants Inc. August 15, 1996*. 36 pags. 30 Figs.

**Hollister, V. F.**, Editor, 1991, Case Histories of Mineral Discoveries, No. 11., Discovery of Porphyry Copper Mineralization at Cerro Petaquilla. *Part III*, pp. 39-40.

**Issigonis, M. J.**, 1982, Two stages of alteration and Cu-Mo mineralization at Cerro Colorado, Panama. *Transactions of the Institute of Mining and Metallurgy, Section B., Vol. 91, November 1982*, pp. B219-223.

**Johnson, M. D., Bikerman, D., and Russell, M.**, ?, Mina Santa Rosa. *Greenstone Resources (Manuscript)*.

**Jomphe, R. & Price, B.**, 1997, Pitaloza Gold Property. Santa Clara Concession, Herrera Province, Republic of Panamá. Geological Report. *For Sundown Holdings Ltd. 44 Pags. September 15, 1997*.

**Kesler, S. E., Sutter, J. F., Issigonis, M., Jones, L. M., and Walker, R. L.**, 1977, Evolution of porphyry copper mineralization in a oceanic island arc: Panama. *Economic Geology*. Vol. 77, 1977, pp 1142-1153.

**Kesler, S. E., Levy, E., Martín F., C.**, 1990, Metallogenic evolution of the Caribbean region. *The Geology of North America. Vol H. The Caribbean Region. The geol. Soc. of America. Chapter 18*.

**Malone, G. B., and S. Richard S.**, 1987, Caldera-related gold mineralization of the El Limon Mining District, western Nicaragua. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol 33., pp. 217-222.

**Montoya, D. E., Noble, D. C., Eyzaguirre, V. R., and DesRosiers, D. E.**, 1995, Sandstone-hosted gold deposits. *MJ*, 1995.

**Muntean, J. L., et al.**, 1990, Evolution of the Monte Negro Acid-Sulfate Au-Ag Deposit, Pueblo Viejo, Dominican Republic: Important Factors in Grade Development. *Economic Geology*, Vol 85, pp. 1738-1758.

**Nelson C., & Arauz C., A.**, 1992, Depósitos de metales preciosos de gran tonelaje en la región del Caribe. *Rev. Geol. Amér. Central*. 14. pp. 39-57.

**Nelson E. C.**, 2000, Metallogenic Map of Central America and the Caribbean Basin. 1:4,000,000.

**Nelson E., C.**, 2001, Gold mineralization in dome field of the Veraguas Belt, Panama. *Society of Economic Geology. SPP 8*.

**Nelson E., C.**, 2011, Geology and Mineral Deposits of Caribbean Basin. 1: 2,500,000.

**Pretto, A.**, 1990, Río Tuquesa-Río Mogue. Anual Report. (*Resultados de oro*). *Paminexco*.

**Price, B. J.**, 1994, Geological Summary Report on the Chami Gold Property (Cerro Colorado Area). *Private Report for Independence Resources Inc.*

**Price, B. J.**, 1994, Compilation of Panamanian Mineral properties. *Private report for Independence Resources Inc.*

**Price, B. J.**, 1995, Geological Summary Report on the Cristal Copper-Gold Porphyry Prospect. Panamá. *Private Report for MinAmerica Corporation*.

**Price, B. J.**, 1995, Geological Summary Report. *Private Report for ARLO Resources L. T. D* 49 pags., 30 Figs. September 1995.

**Price, B. J.**, 1995, Geological Summary Report for ARLO Resources L. T. D, Chiriquí and Veraguas Provinces. *Private Report*. 54 pags., 16 Figs. May 1995.

**Price, B. J.**, 1995, Geological Compilation, Oro del Norte and Santa Lucía Concessions. Petaquilla area. *Private Report for Adrian Resources Ltd. 16 Figs. 37 Pags. May 1995*.

**Price, B. J.**, 1996, The Cerro Colorado Porphyry Copper Deposit. Geological Summary Report. August 15, 1996.

**Price, B. J.**, 1996, Geology of the Guaymí Concession. Provinces of Chiriquí and Bocas del Toro, Republic of Panamá. *Private Report for MinAmerica Corp. 30 Figs. 37 Pags. February 1, 1996*.

**Portugal, E.**, 2005, Molejón Project. Field work progress Report No. 1. *Petaquilla Minerals L.T. D. Molejón Camp. 13 April. 2015*.

**Redwood, S. D.**, ?, Metallogensis and Arc Evolution of Panamá and NW Colombia. *Unpublished text*.

**Roberts, R. J. and Irving, E. M.**, 1957, Mineral Deposits of Central America. *USGS Bulletin 1034*.

**Scott, D.**, ?, Panamá Gold. Promising deposits in Central America. *Greenstone Resources and Boliden Canada*.

**Sillitoe, R. H., et al.**, 1984, Gold Deposits and Hydrothermal Eruption Breccias associated with a Maar Volcano at Wau, Papua New Guinea. *Economic Geology*, Vol. 79, pp. 638-655.

**Steffen Robertson & Kirsten Inc.**, 1995, Molejón Deposit. Mine Design Report. *Report for Teck Corporation*.

**Torrey, C. and Keenan, J.**, 1994, Cerro Quema Project Panamá. *Private Report*. 22 pag.

**Tourtelot, E. B., and Vine, J. D.**, 1976, Copper deposits in sedimentary and volcanogenic rocks. *Geo. Survey. Profess. Paper 907C*.

**UNDP**, 1969, Results of detailed investigations in the Azuero Peninsula. Panamá. *Proyecto Minero de Azuero. Administración de Recursos Minerales. United Nations Development Program*.

**UNDP**, 1972, Proyecto Minero. Fase II. Panamá. Geología general de la región oriental y occidental. *Informe Técnico No. 1. 43 pags*.

**Vergara, R.**, 2002, Segunda Ebullición y su relación con la formación de stockwork y brechas hidrotermales. *Seminario de Pórfidos Cupríferos. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Geología*.

**Wallace, A. B.**, 1979, Possible signatures of buried porphyry copper deposits in Middle to Late Tertiary Volcanic Rocks of Western Nevada. *Fifth IAGOD Quadrennial Symposium*, pp. 69-76.

**Wargo, J. G.**, 1979, La próxima etapa de exploración de los yacimientos de oro de Tipo Carlin. *Mining Engin. V. 31. No. 9. pp. 1321-1323*.

**White, D. C.**, 1994, Geology and mineralization of the Santa Rosa gold deposits, Panamá. *Mining Enginee. 346, April 1994*.



Técnico geólogo a los 16 años, el ingeniero cubano **Humberto Álvarez Sánchez** culmina 54 años de profesión. Por años realizó estudios de la Cordillera de Guaniguanico y en los macizos metamórficos y ofiolíticos de Cuba central. Autor de 18 formaciones y litodemas de la estratigrafía cubana. Miembro de la subcomisión del Jurásico del primer Léxico Estratigráfico de Cuba. Descubridor del mayor depósito de fosforitas marinas de Cuba. Country Manager y Senior Geologist de Juniors canadienses, panameñas y de Estados Unidos; exploró en los greenstone belts de Uruguay; en terrenos Paleozoico-Mesozoicos en Paraná, Santa Catarina y Mato Grosso do Norte en Brasil; en los Andes de Perú y en Honduras, en Panamá y otros países. Miembro de la Comisión Ministerial "Ad Honorem" del Plan Maestro de Minería de Panamá. Nombrado por el Banco Interamericano de Desarrollo Consultor Senior para el proyecto geocientífico de minería de Panamá y miembro de la Misión Especial del Banco para entregarlo al Gobierno del país. Consultor del BID para la descentralización de la Autoridad Nacional del Ambiente panameña. Formerly Miembro del Consejo Científico de Geology Without Limits. Formerly Representante para América Central del Servicio Geológico de la Gran Bretaña. Director de Miramar Mining Panamá se dedica a redactar obras sobre geología de Cuba.



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