

**SUPLEMENTO  
JUNIO  
2022**



# **MAYA**

**REVISTA DE GEOCIENCIAS**





# MAYA

## REVISTA DE GEOCIENCIAS

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

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

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

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

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

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

**Portada de la revista:** The Grand Tetons of Wyoming. Fotografía de Joshua Rosenfeld.

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

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

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

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

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

Revista de divulgación  
Geocientífica

# EDITORES



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

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

[luis.valencia.11@outlook.com](mailto:luis.valencia.11@outlook.com)



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

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

[bernardo.garcia@ingenieria.unam.edu](mailto:bernardo.garcia@ingenieria.unam.edu)



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

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

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



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

Correspondent member of the Academy of Engineering of Mexico.

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

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

# COLABORADORES



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

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

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



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

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

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



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

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

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



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

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

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



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

occidental de Venezuela. Tiene en su haber como autor, coautor o coordinador, tres libros dedicados a la catalogación sismológica del siglo XX, al pensamiento sismológico venezolano y un Atlas geológico de la región central del país, preparado de manera conjunta con la Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Universidad Central de Venezuela. Actualmente prepara un cuarto texto sobre los estudios de un inquieto naturalista alemán del siglo XIX y sus informes para los terremotos destructores en Venezuela de los años 1812, 1894 y 1900.

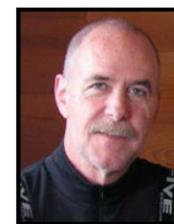
[rodriguez.arteaga@gmail.com](mailto:rodriguez.arteaga@gmail.com)



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

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

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



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

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

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



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

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

[roberto.vidal@unison.mx](mailto:roberto.vidal@unison.mx)



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

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

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



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

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

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



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

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

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

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

# EDICIÓN ESPECIAL



**Estimados colegas,**

Es un gran placer informarles que ya tenemos una página web para nuestra Revista Maya de Geociencias, donde podrán encontrar (en formato PDF), todas las revistas que hemos publicado hasta ahora, mismas que pueden descargar de la página. También estaremos incluyendo información adicional que sea de utilidad para nuestras comunidades de geociencias.

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



[About Revista Maya](#) [Artículos/Papers](#) [Colaboradores](#) [Editores](#) [Free Revista Maya PDF's](#) [Images/Photos](#) [Links](#)

**Bienvenidos a la Revista Maya de Geociencias!**

Posted on March 2, 2022

[Read more](#)



Tertiary mylonites, Catalinas metamorphic core complex, Tucson, Arizona. Photo by Claudio Bartolini.

### Estimados Colegas

Ahora que hemos llamado su atención, aprovechamos la oportunidad para invitarlos cordialmente a participar en nuestra Revista Maya de Geociencias, con diversos Temas de Interés y Manuscritos Cortos relacionados a cualquier tema de las Ciencias de la Tierra y similares. Todos los trabajos son bienvenidos, puesto que la función primordial de la revista es la difusión de las geociencias.

Si los manuscritos son relativamente largos, también pueden ser publicados, pero en nuestras Ediciones Especiales de la revista, las cuales no tienen las limitaciones de tamaño, como los números mensuales de la revista.

#### 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.



Prince Christian Fjord in Greenland. It shows a recumbent fold in the metamorphic rocks with some puzzling faulting. Photo by Joshua Rosenfeld.

### Esteemed colleagues

Now that we have your attention, we take this opportunity to cordially invite your participation in the Revista Maya de Geociencias in the form of short manuscripts touching upon diverse relevant themes of interest. All work is welcome, as the primary function of the magazine is to broadcast geoscientific ideas.

If the manuscripts are relatively long, they will be published in our magazine's Special Editions since the Special Editions do not have size limitations, as do our monthly issues (below).

#### Basic Instructions for Authors

Authors submitting material to be published in the Revista Maya de Geociencias are asked to adhere to the following editorial guidelines when sending manuscripts to the editing team and/or its collaborators:

(biographical sketches): a maximum of 3 pages

Notes on pioneers in the geosciences: a maximum of 4 pages

Themes "of interest to the community": a maximum of 4 pages

Geological notes: a maximum of 10 pages

# Lazos de colaboración y amistad con la AAPG



A nosotros los estudiantes de geología nos gusta mucho realizar las prácticas de campo, porque tenemos la oportunidad de tomar muchas fotografías de estructuras geológicas, montañas y de afloramientos.

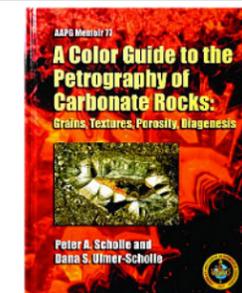
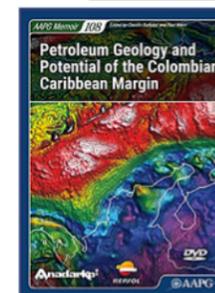
Eres estudiante de geología y tienes fotografías de afloramientos de tu área de estudio o de viajes de campo?

Comunícate con

**Saúl Humberto Ricardez Medina**

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

quien está a cargo de organizar esta información.



## Los yacimientos naturalmente fracturados: su caracterización y tipos de yacimientos

Hermes Castillo Navarrete

hermes.castillo@pemex.com

### Introducción

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) desempeñan un papel muy importante a nivel mundial; tan solo en México comprenden alrededor de un 70 %, y a nivel mundial son parte de los yacimientos más grandes y productivos. Su explotación no es tarea fácil, debido a sus particulares características y complejidad. Es cierto que en muchos casos se tiene conocimiento de la existencia de las fracturas; pero de forma imprecisa y a su vez subestimando el efecto de éstas en la producción.

Un YNF se puede definir como un yacimiento el cual contiene fracturas creadas por procesos geológicos naturales. Cuentan con distintas características que difieren de los yacimientos homogéneos, por ejemplo: irrupción temprana de gas o agua, o yacimientos que en un inicio pueden parecer de alta productividad, pero que en un periodo corto de tiempo (1-2 meses) la producción declina sin explicación alguna.

La caracterización de estos yacimientos se basa en el conocimiento y estudio de las redes de fracturas que los componen; lo anterior para poder contar con más herramientas que nos ayudarán a tomar mejores decisiones durante la vida productiva de éstos.

### Propiedades de un Sistema de Fracturas

Para poder determinar las propiedades de un sistema de fracturas, se deberá primeramente determinar el origen del sistema de fracturas y posteriormente mediante la caracterización del sistema se obtendrá la morfología física, distribución y propiedades del yacimiento como son: porosidad, permeabilidad, etc.

Las Características físicas como son: origen, propiedades mecánicas de la roca, diagénesis etc., juegan un rol muy importante en la determinación del incremento o disminución de la porosidad y permeabilidad. Además de los estudios petrofísicos que se realizan en la matriz, se deberá determinar el efecto de las fracturas sobre el flujo del fluido, ya sea que ayude a fluir o que actúe como barrera.

Las características petrofísicas más importantes usadas en las evaluaciones son: permeabilidad de la fractura, porosidad de la fractura, saturación del fluido dentro de la fractura, y factor de recuperación esperado del sistema de fractura. Para determinar estas características petrofísicas, se utilizan datos de muestras de núcleos, pruebas de varios pozos y registros geofísicos.

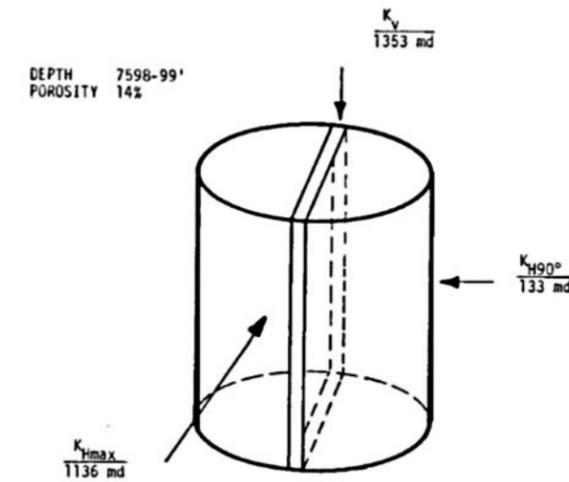
### Morfología de las Fracturas

La morfología de los planos de fractura nos ayuda a determinar la permeabilidad y porosidad de la fractura y se puede observar en los núcleos y afloramientos e inferirse a partir de algunos registros. "Existen cuatro tipos de morfología de plano de fractura natural" <sup>1</sup>

- 1. Fracturas abiertas;
- 2. Fracturas deformadas;
  - Fracturas con estrías rellenas;
  - Fracturas con superficie de desplazamiento o estriada;
- 3. Fracturas rellenas por mineral;
- 4. Fracturas vugulares (relacionadas a procesos de disolución).

### Fracturas Abiertas

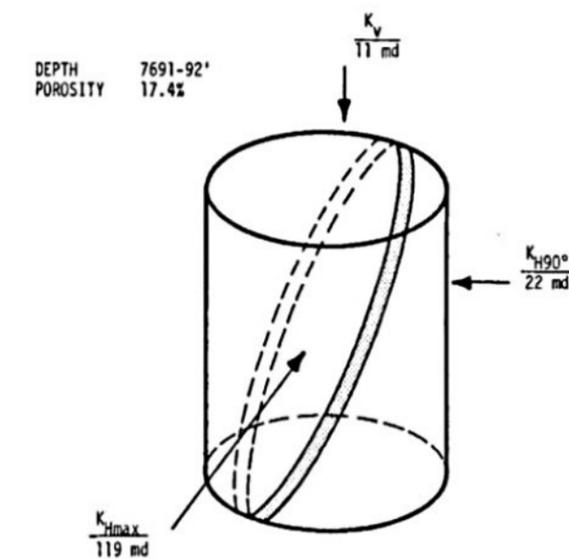
En términos generales este tipo de fracturas funcionan como conductos abiertos al flujo de fluido y se caracterizan por no tener material diagenético que rellene o cubra el ancho de las paredes de la fractura, la permeabilidad se encuentra en función del ancho, rugosidad y área de contacto de las paredes de la fractura. Figura 1. Permeabilidad en núcleo.



**Figura 1. Permeabilidad en Núcleo 3-D asociada a una fractura abierta. Se puede observar que el valor de la permeabilidad en sentido paralelo a la fractura es muy alto en comparación con el valor de la permeabilidad en sentido perpendicular a la fractura. (Nelson, 2001, p.38).**

### Fracturas Deformadas

Este tipo de fracturas se forma por alteraciones de movimientos tectónicos en forma de cizalla. Existen con estrías rellenas y estriadas o una combinación de ambas. Ambas se forman por fricción o deslizamiento entre las paredes, este mecanismo de deformación implica fracturación de granos y deslizamiento, lo que puede dar como resultado disminución de la permeabilidad. Las estriadas también pueden presentar disminución de permeabilidad en dirección perpendicular a la superficie de resbalamiento y aumento de la permeabilidad en dirección paralela a la superficie de deslizamiento. Figura 2. Permeabilidad en núcleo.



**Figura 2. Ejemplo de permeabilidad en núcleo 3-D asociado a una fractura con estrías rellenas. Se puede observar que el valor de la permeabilidad en sentido paralelo a la fractura es muy alto en comparación con el valor de la permeabilidad en sentido perpendicular a la fractura. (Nelson, 2001, p.41).**

Fracturas rellenas por mineral

Su característica principal es que han sido rellenas total o parcialmente por minerales como cuarzo o carbonato, y de esto dependerá si se comportan como una barrera de permeabilidad o que aporten cierto incremento a la permeabilidad del yacimiento. Figura 3. Ejemplo de permeabilidad en núcleo.

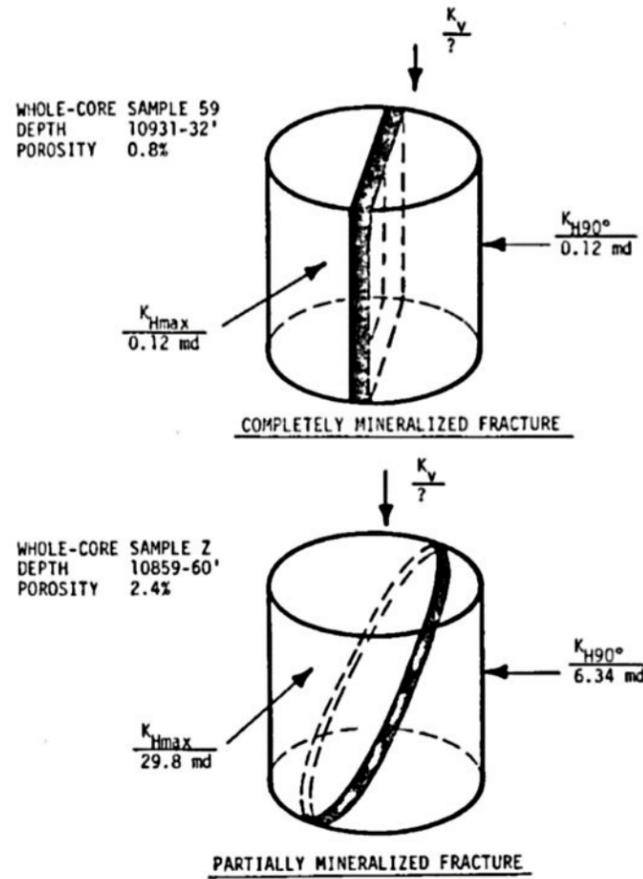


Figura 3. Ejemplo de permeabilidad en núcleo 3-D asociado con fracturas mineralizadas, parcialmente rellenas y rellenas en su totalidad. Nótese los mismos valores de permeabilidad en el caso de la fractura completamente mineralizada, en el caso de la fractura parcialmente mineralizada la permeabilidad en sentido paralela es mayor que en sentido perpendicular (Nelson, 2001, p.55).

Fracturas vugulares

Este tipo de fracturas son el resultado de la disolución de la matriz de la roca cuando circulan fluidos desmineralizantes. Los vúgulos o cavernas se forman a lo largo de la fractura y provocan porosidad vugular, así como desarrollo de karst. Figura 4. Núcleo de carbonato.



Figura 4. Núcleo de carbonato donde se muestra una fractura vugular, cortesía de B.J. Ward, Jr. (Nelson, 2001, p.60).

**Apertura y Permeabilidad**

A la distancia entre las paredes de la fractura se le conoce como apertura o ancho y dependerá de la profundidad, presión de poro y tipo de roca. Los rangos de apertura se encuentran entre 10-200 micrones, estando los más comunes entre los 10-40 micrones. La apertura de la fractura dependerá del tipo de roca, características litológicas y esfuerzos compresivos. Cuando un yacimiento comienza a producir, la presión inicial de poro (Pi) comenzará a declinar y el ancho de la fractura disminuirá debido al efecto de expansión de la roca. Figura 5. Frecuencia Estadística de apertura.

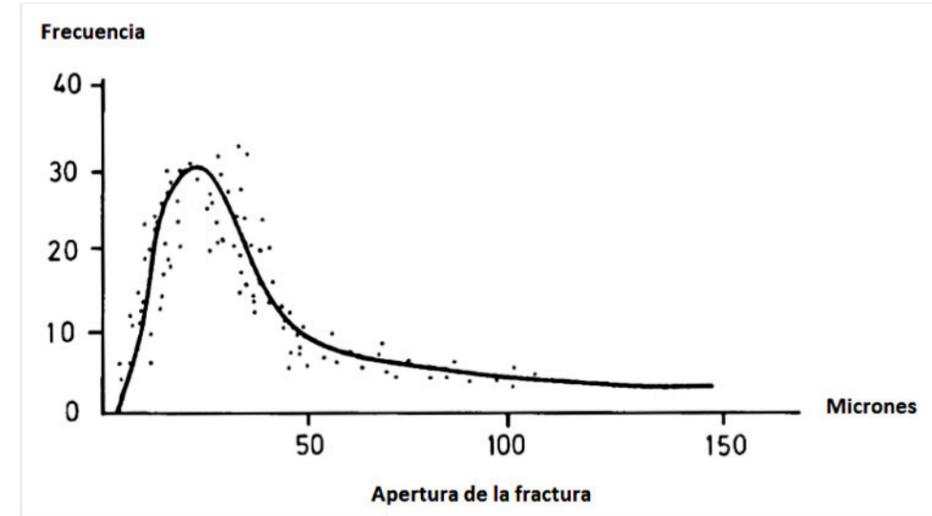


Figura 5. Frecuencia estadística de la curva de ancho de fractura. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.56).

Cálculo de permeabilidad y ancho de fractura

Ecuaciones de flujo de fluido

El cálculo de la apertura se puede realizar mediante la ecuación que se describe a continuación, esta ecuación asume que el flujo es laminar entre placas lisas, paralelas, fijas y que las fracturas son homogéneas con respecto a la orientación, apertura y espaciamiento. "La suposición de flujo laminar en un yacimiento subsuperficial es válida para bajos gastos y baja rugosidad relativa al ancho de la fractura"<sup>2</sup>.

Existen otros métodos para calcular la permeabilidad como es, el permeámetro de kelton, que es un dispositivo en el cual se realizan las pruebas en los núcleos extraídos. A continuación, se muestran las ecuaciones resumidas para el cálculo de la permeabilidad.

$$k_{fr} = k_r + \frac{e^e \cos^2 \alpha}{12D} \dots \dots \dots (1)$$

$$k_f = \frac{e^2}{12} \cdot \frac{\rho g}{\mu} \dots \dots \dots (2)$$

- D = espaciamiento de la fractura, distancia promedio entre fracturas espaciadas paralelas, cm.*
- k<sub>fr</sub> = permeabilidad de la fractura más el sistema de la roca intacta.*
- k<sub>f</sub> = permeabilidad de la fractura.*
- k<sub>r</sub> = permeabilidad de la roca intacta.*
- ∞ = angulo entre el eje del gradiente de presión y los planos de la fractura.*

$e$  = ancho de la fractura, micrones.  
 $\rho$  = densidad del fluido, Kg/m<sup>3</sup>  
 $g$  = aceleración de la gravedad, m/s<sup>2</sup>  
 $\mu$  = viscosidad del fluido, cp

“La ecuación 1 es simple, pero se ha determinado adecuada para el cálculo en rocas fracturadas. (Witherspoon and Gale 1976).”<sup>3</sup>

**Porosidad**

“Cualquier yacimiento en el cual las fracturas tengan un rol importante en la producción, se debe considerar como sistema de doble porosidad, compuesto por porosidad primaria o de matriz (espacios vacíos entre los granos de la roca) y porosidad secundaria (espacios entre fracturas y vugulos)”.<sup>4</sup> Un aspecto importante en el que difieren ambos tipos de porosidades es la permeabilidad ya que normalmente la porosidad de fractura está normalmente interconectada siendo de mayor importancia el efecto que esta causa comparada con la porosidad de matriz.

La importancia de la porosidad de fractura dependerá del tipo de yacimiento que se tenga, ejemplo, un yacimiento tipo I en el cual las fracturas proveen la permeabilidad y porosidad primaria, el cálculo de la porosidad de fractura sería de mayor relevancia; sin embargo, para el caso de un yacimiento tipo II en el que la fractura solamente provee la permeabilidad y la porosidad la provee la matriz. El cálculo de la porosidad de fractura sería de poca relevancia. Figura 6 espacios vacíos de grano y vugulo.

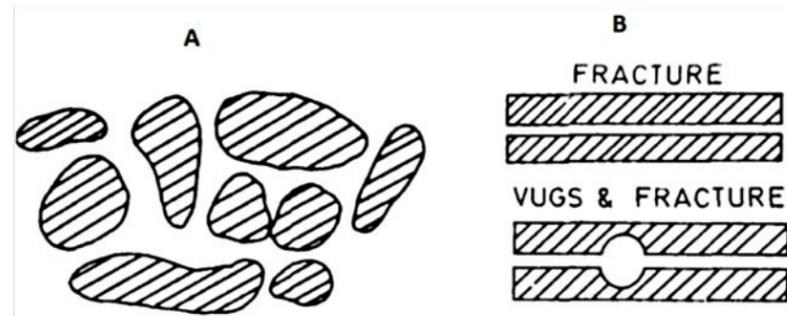


Figura 6. (A). Espacio vacío de grano consolidado (matriz). (B). Espacios vacíos de vugulos y fracturas (T. Van Golf-Racht, 1982, p.56).

Métodos de cálculo de porosidad de fractura

- Análisis de núcleos.
- Cálculos en campo.
- Registros.
- Pruebas múltiples en pozos.

Análisis de núcleos

Se realiza el análisis de las fracturas contenidas en los núcleos extraídos. Este método es poco fiable debido a la posible falta de intersección de fracturas en los núcleos que nos arrojaría datos erróneos de porosidad de fractura.

Cálculos en laboratorio de campo

$$\phi_f = \left( \frac{e}{D + e} \right) \times 100 \dots \dots \dots (3)$$

$$k_f = \left[ \frac{e^3}{12D} \right] \dots \dots \dots (4)$$

$D$  = espaciamento de la fractura, distancia promedio entre fracturas espaciadas paralelas, cm.  
 $e$  = promedio de ancho efectivo entre las fracturas, micrones.

Teniendo las mediciones de los datos  $e$  y  $D$  podemos calcular  $k_f$  y  $\phi_f$ . Figura 7.

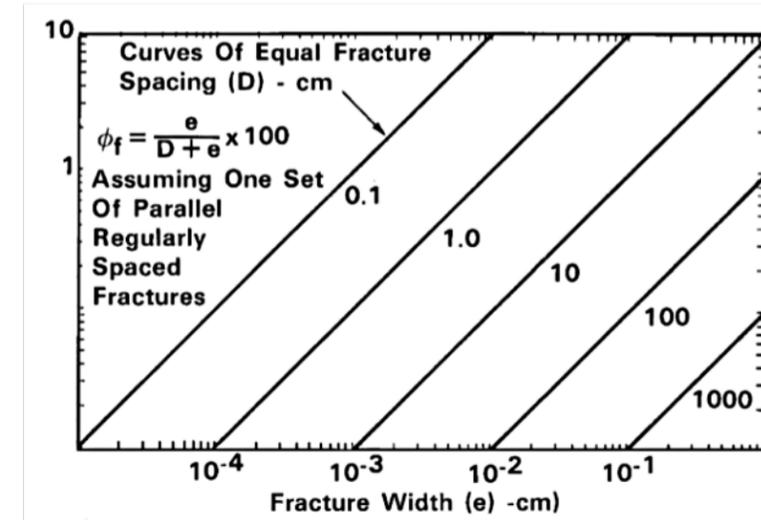


Figura 7. Porosidad de fractura en función del ancho y espaciamento de fractura. (Nelson, 2001, p.94).

Registros geofísicos

Como tal no existe un método directo para calcular la porosidad de fractura por medio de un registro. La herramienta más actualizada que nos ayuda a obtener datos para el cálculo de la porosidad se llama registro de imagen de pozo, esta herramienta registra la orientación, intensidad y la apertura aparente de las fracturas, con estos datos podemos apoyarnos para el cálculo de la porosidad de fractura.

Pruebas múltiples en pozos

Las pruebas de análisis transitorio, como las pruebas de pulso, son muy buenos métodos para el cálculo de la porosidad de fractura. Estos métodos quizá sean los más precisos para el cálculo de la porosidad de fractura.

Espaciamento de fractura

“La distancia promedio entre fracturas regularmente espaciadas medidas perpendicularmente a un conjunto paralelo de fracturas de una orientación dada.”<sup>5</sup> La variación del espaciamento puede tener efectos importantes tanto en la permeabilidad como en la porosidad de la fractura. Definiremos cada término de separación como un vector que posee dirección y magnitud, el cual representará una distancia promedio a lo largo de la dirección normal a los planos de fractura. La variación del espaciamento puede tener efectos importantes tanto en la permeabilidad como en la porosidad de la fractura. Figuras 8 y 9.

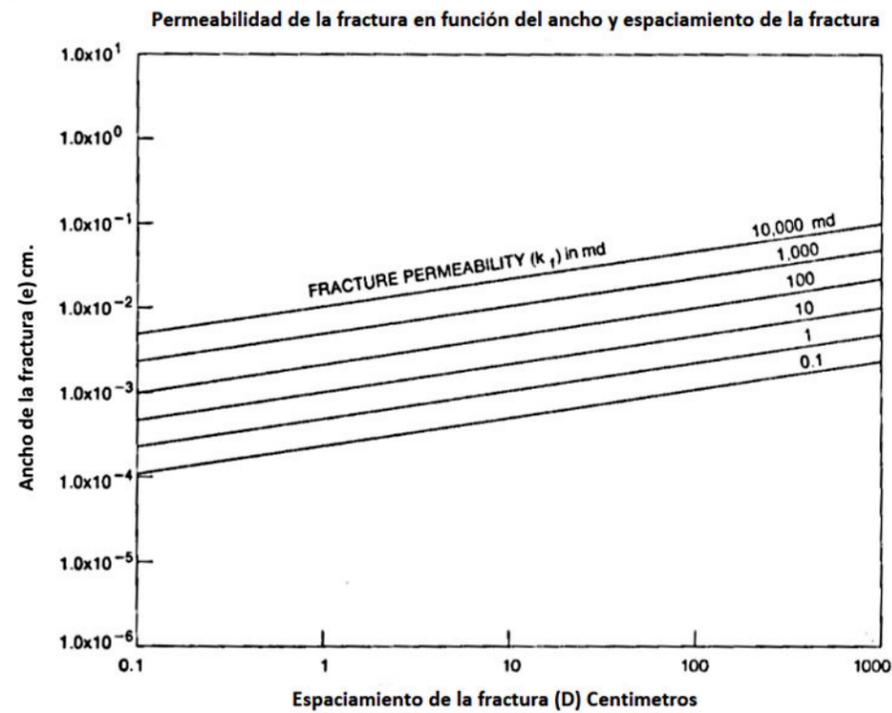


Figura 8. Permeabilidad de la fractura en función del ancho y espaciamento de la fractura. (Nelson, 2001, p.81).

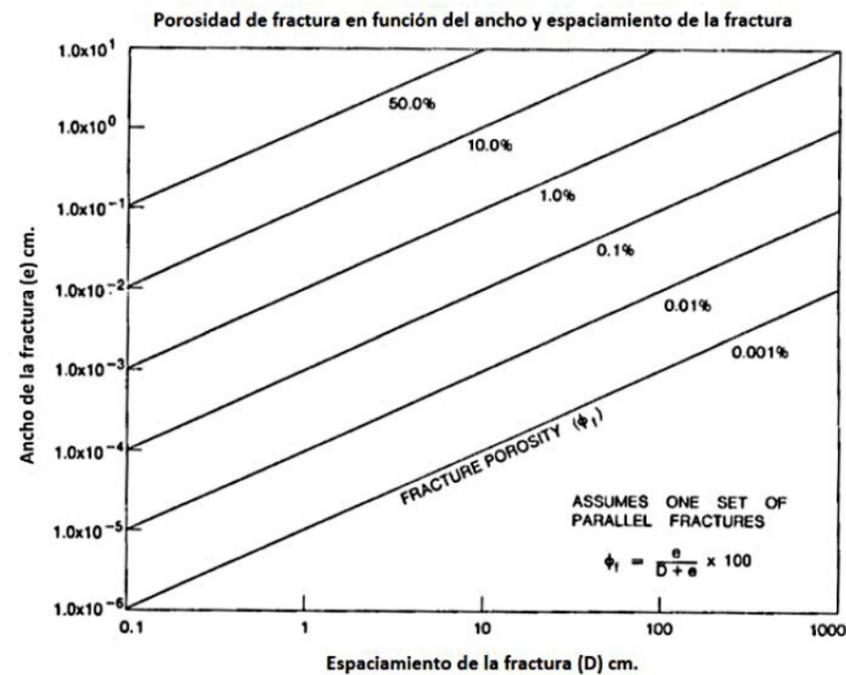


Figura 9. Porosidad de fractura en función del ancho y espaciamento de la fractura. (Nelson, 2001, p.81).

Longitud o tamaño de la fractura

Existe una clasificación de longitud de fracturas con respecto a la relación entre la longitud de la fractura y el grueso del estrato o capa, siendo como se describe a continuación:

- Fractura menor: posee una longitud menor que una sola capa o estrato productivo;
- Fractura promedio: éstas atraviesan más estratos o capas;
- Fractura mayor: éstas se prolongan una larga extensión llegando a medir cientos de metros.

“Según las observaciones de (Rhuland 1973), las fracturas menores generalmente tienen aberturas más pequeñas y a menudo se rellenan, mientras que las fracturas mayores tienen aberturas grandes y rara vez se mineralizan o rellenan.”<sup>6</sup>

Orientación de las fracturas y su importancia

Conocer las características de las fracturas como el rumbo, la inclinación y densidad durante la etapa de desarrollo incrementa la posibilidad de éxito en la etapa de explotación ya que la posibilidad de que un pozo intercepte una fractura es mayor.

Cementación en fracturas

En la cementación de las fracturas se considera dos etapas de cementación: cemento syn-cinemático y post-cinemático, el primero precipita durante el desarrollo de las fracturas y normalmente no sella fracturas grandes. El segundo precipita posterior al desarrollo de las fracturas y tiene la característica de sellar grandes fracturas. Figura 10. Muestra los dos tipos de cementación.

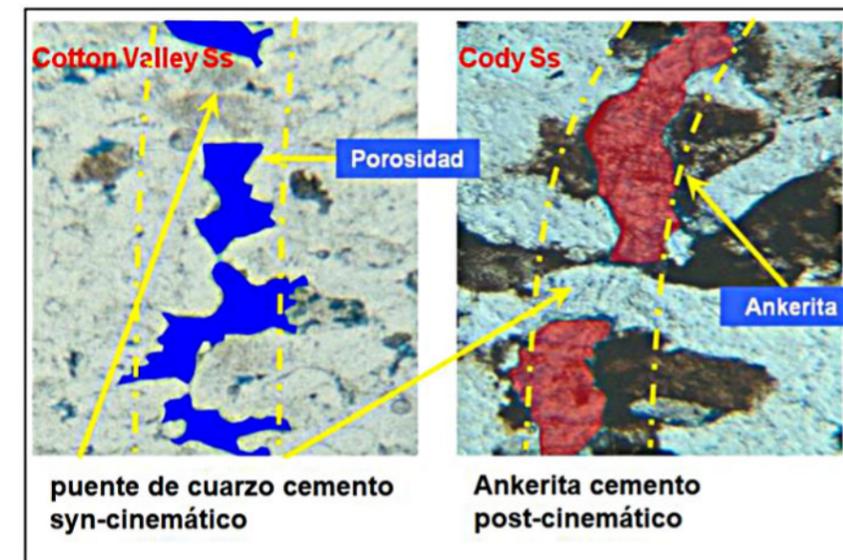


Figura 10. A la izquierda tenemos un puente de cuarzo, producto de la cementación syn-cinemática y a la derecha se muestra la ankerita, un cemento post-cinemático. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/109/A7.pdf?sequence>. [Consultado el 15-05-2018].

Efectos de las fracturas en el flujo de fluidos

Conocer el efecto que las fracturas naturales tendrán en la productividad del yacimiento es, normalmente una tarea complicada; Sin embargo, el tipo de morfología de la fractura tendrá un efecto sobre la permeabilidad además de que existen datos indicativos como, por ejemplo, manchas de aceite en las fracturas de un núcleo, el cual es, sin lugar a duda un dato de control de la fractura sobre el fluido.

Atributos Positivos y Tipos de yacimientos Fracturados

En el estudio de los yacimientos fracturados, se ha generado una idea errónea sobre éstos, debido a que se cree que todo yacimiento fracturado será complicado de explotar. Este concepto no es del todo cierto, de hecho, los tres

primeros tipos de yacimientos poseen atributos positivos debido al sistema de fracturas. A continuación, se muestran algunas de las características principales o atributos positivos con que cuentan los tipos de yacimientos. Figura 11 clasificación de YNF.

**Yacimiento Tipo I**

Las fracturas proporcionan la porosidad y permeabilidad esenciales del yacimiento, poseen alto potencial inicial, área de drene grande, poseen buena correlación entre el gasto del pozo y los pozos del yacimiento, además de que se puede obtener producción, aunque sea de yacimientos no estándar.

**Yacimiento Tipo II**

Las fracturas proveen la permeabilidad primaria, pueden desarrollarse en rocas de baja permeabilidad, el hidrocarburo se obtiene debido a las fracturas y a menudo se obtienen gastos mayores que los anticipados.

**Yacimiento Tipo III**

Las fracturas contribuyen con la permeabilidad, generalmente se mantienen altos gastos por pozo y la distribución de las reservas son bastante homogéneas.

**Yacimiento Tipo 4**

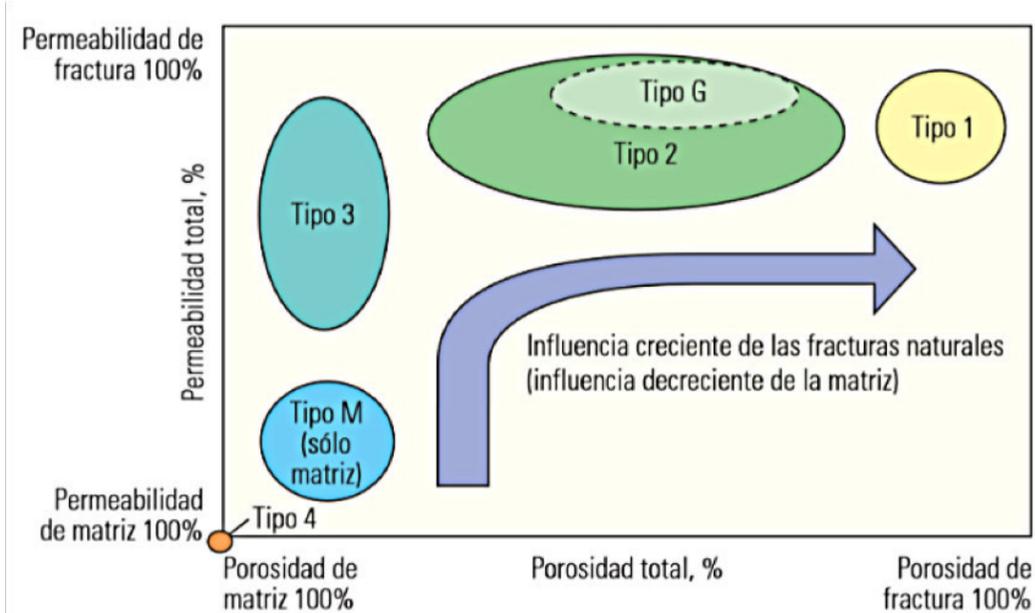
Las fracturas no proporcionan permeabilidad ni porosidad adicional, pero sí crean barreras dentro del yacimiento (anisotropía).

**Yacimiento Tipo M**

Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial.

**Yacimiento Tipo G**

Creados para los tipos de yacimientos de Coal Bed Methane (CBM). La mayoría de este tipo de yacimientos se aproxima a la clasificación tipo 2.



**Figura 11. Esquemático de porcentaje de porosidad del yacimiento versus porcentaje de permeabilidad del yacimiento. Disponible en:**

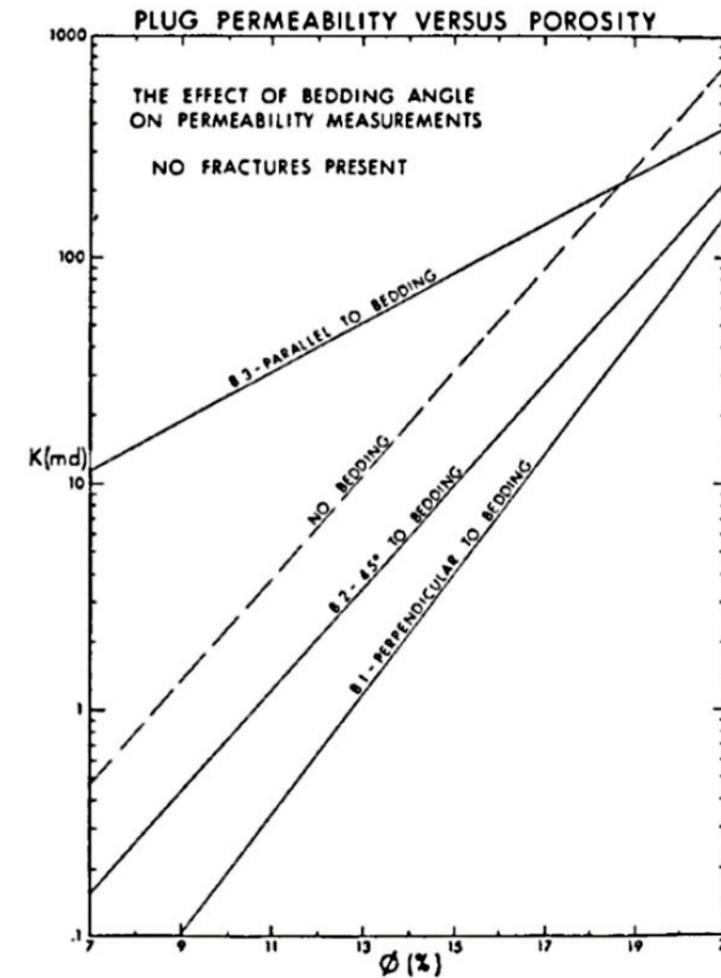
[https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish06/aut06/naturally\\_fract\\_reservoirs.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf). [Consultado el 09-05-2018].

**Tensores de Permeabilidad en yacimientos anisotrópicos**

Para lograr un mejor entendimiento en los parámetros que ayudan a evaluar el desempeño de un yacimiento, nos enfocaremos al estudio de las diferencias en permeabilidad y porosidad en muestras de núcleos los cuales son los parámetros más representativos.

Relación de la  $(\phi - \alpha)$  con relación a la estratificación laminar o cruzada

Dependiendo del tipo de estratificación y el ángulo de medición de los estratos esta influirá en mayor o menor evidencia de permeabilidad. Ejemplo: En la siguiente figura, se observa una evidente alta permeabilidad a cierta porosidad en muestras que se miden de forma paralela a los estratos, a diferencia de las muestras que se miden de forma perpendicular a los estratos. Figura 12 permeabilidad vs. Porosidad.



**Figura 12. Gráfico de permeabilidad versus porosidad, que muestra el efecto de la estratificación y el ángulo de la estratificación sobre la permeabilidad. (Nelson, 2001, p.189).**

Relación de la  $(\phi - \alpha)$ , con el tamaño de grano

Para el caso de análisis en tapones fracturados y con estratificación cruzada, las variaciones de la permeabilidad en función del tamaño del grano son difíciles de determinar. Sin embargo, para el caso donde los tapones no se encuentran fracturados ni estratificados, sí se puede observar una buena relación. A mayor tamaño de grano, mayor permeabilidad. Figura 13. A mayor tamaño de grano, mayor permeabilidad.

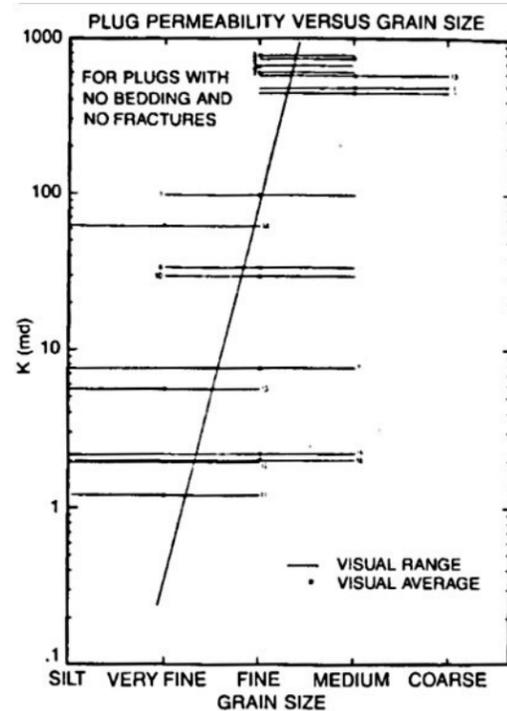


Figura 13. Variaciones en la permeabilidad en función del tamaño de grano. (Nelson, 2001, p.192).

Relación de la (a), con la cementación

Para el caso particular de este estudio, la relación de permeabilidad y cementación no es muy clara en tapones fracturados y estratificados; Sin embargo, para tapones no fracturados y no estratificados el resultado es distinto. Figura 14 (a) y (b).

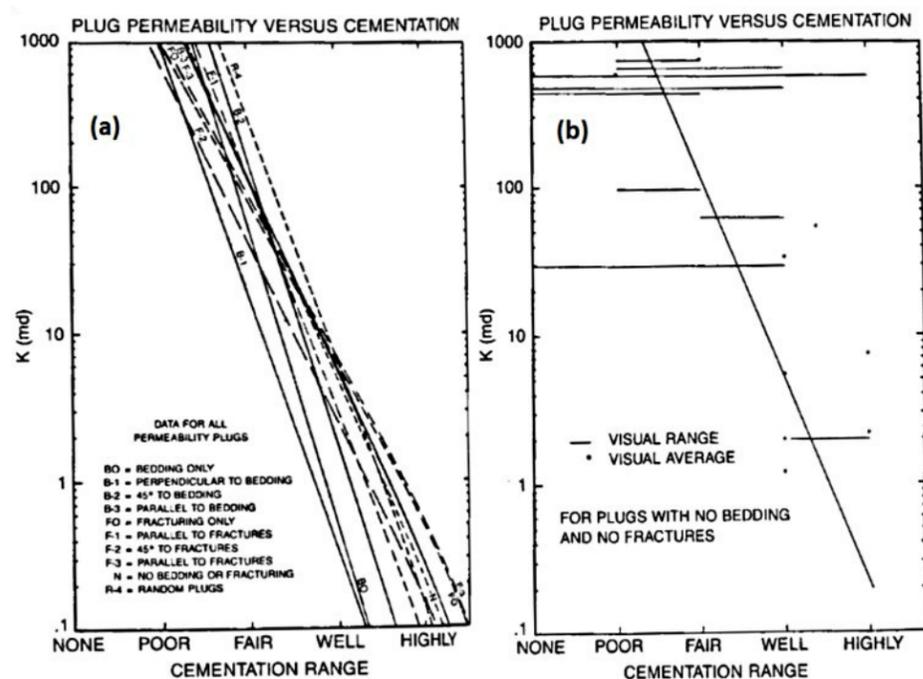


Figura 14. Variaciones de permeabilidad vs. cementación en tapones con distintas características. (a) tapones fracturados y estratificados y (b) tapones sin fracturas y no estratificados (Nelson, 2001, p.193).

### Caso de Estudio. Campo Spraberry, Texas

Este yacimiento constituido en su mayoría por lutitas (87%) y con escasas trampas litológicas, puede llegar a producir en un mes hasta 2,744,156 BP gracias a la red de fracturas que lo componen.

El campo Spraberry compuesto por lutitas negras, areniscas limosas y calizas finas; sin embargo, diversos estudios demostraron que la presencia de hidrocarburos era independiente de la estructura litológica y que las fracturas son consideradas como un mecanismo de producción del yacimiento. Para mantener la producción se han empleado métodos como la imbibición de agua y pulsaciones de presión. Estos métodos han resultado satisfactorios y han enfatizado la importancia de las fracturas en la producción. Figura 15. Localización del campo Spraberry.

A continuación, se muestra la estratigrafía del campo Spraberry.

Estratigrafía	Profundidad	Litología
Cuaternario Cretácico Triásico	4800 m (1600 pies)	Arenisca
Pérmico medio Series Guadalupe	518 m (1700 pies)	Dolomitas interestratificadas y clastos
Series Leonardiense Superior	915 m (3000 pies)	Lutita negra y arenisca

Tabla 1. Estratigrafía del campo Spraberry

De acuerdo con diversos estudios en núcleos se detectaron distintos tipos de fracturas como son:

- Fracturas verticales discontinuas o que se cruzan entre otras;
- Fracturas verticales paralelas con otras o que se extienden a lo largo de toda la unidad litológica.

Podemos resaltar la importancia de las fracturas en la producción de hidrocarburos y como claro ejemplo el caso de estudio mencionado.

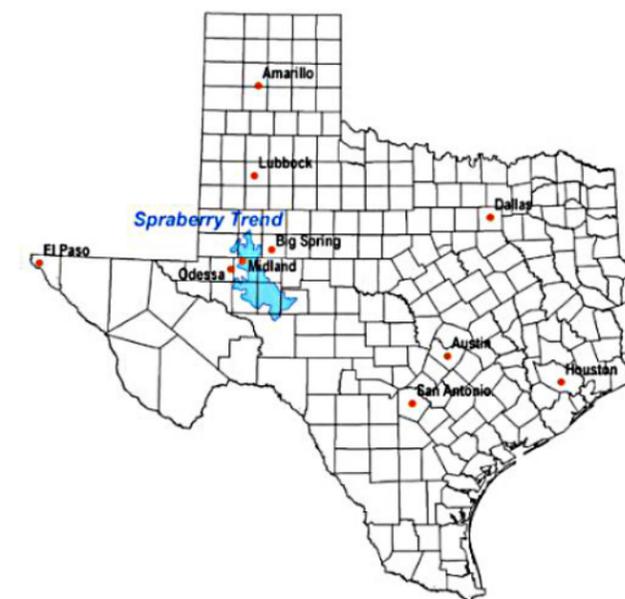


Figura 15. Localización del campo Spraberry, Midland Texas. Disponible en: [https://en.wikipedia.org/wiki/Spraberry\\_Trend](https://en.wikipedia.org/wiki/Spraberry_Trend). [Consultado el 25-05-2018].

## Conclusiones generales

Los profesionales de la industria petrolera hacen un gran esfuerzo para poder comprender mejor y de manera más eficaz el comportamiento de este tipo de yacimientos. Las fracturas naturales en los yacimientos son el medio principal de obtención de la producción. El conocimiento de los distintos tipos de yacimientos nos da una perspectiva y comprensión para determinar de qué forma o con qué herramientas se podrá explotar de una mejor manera y obtener mayor rentabilidad de forma responsable.

No hacer una caracterización temprana del yacimiento durante la primera etapa de desarrollo (etapa de exploración), podría resultar en pérdidas económicas considerables; sin embargo, si se realizan los estudios adecuados durante la primera etapa de desarrollo, se logrará tener una mejor perspectiva y mejores herramientas para poder explotar de manera más eficiente y obtener mejores resultados desde el punto de vista productivo.

## Referencias bibliográficas

- (1) Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.
- (2) Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.
- (3) Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.
- (4) Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1rst.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.
- (5) Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.
- (6) Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1rst.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.



### Ing. Hermes Castillo Navarrete

Ing. Petrolero e Ing. En Control y Automatización egresado de la UNAM (2013-2018) e IPN (2001-2005), con experiencia dentro de Petróleos Mexicanos en ingeniería de producción a bordo de plataformas marinas de la sonda de Campeche en el área de mantenimiento a Equipo Dinámico, Sistemas Auxiliares y Sistemas Instrumentados de Seguridad, actualmente se desempeña como analista de programación, Evaluación y Control en la Gerencia de Seguimiento y Mejora Continua de Costos de los procesos de Operación, mantenimiento y logística en la Subdirección de Administración del Portafolio de Pemex PEP en la Ciudad de Villahermosa Tabasco.

## AVANCES EN LOS ALGORITMOS DE BASE DE LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN SOMERA DE AGUAS PRODUCIDAS DE YACIMIENTOS GASOPETROLÍFEROS (TISPM) EN MEDIOS CÁRSICOS

**Leslie F. MOLERIO-LEÓN**  
INVERSIONES GAMMA, S.A.  
PO Box 6249, Habana 6, CP 10600, La Habana, Cuba  
E-mail: [especialistaprincipal@gmail.com](mailto:especialistaprincipal@gmail.com)

## RESUMEN

La tecnología de inyección somera (TISPM) permite resolver la disposición final del exceso de las aguas altamente mineralizadas y en volúmenes siempre crecientes producidas por la explotación de yacimientos gasopetrolíferos. La tecnología está basada en la aplicación de un modelo geoquímico de flujo multifásico no isotérmico de densidad variable en medio anisotrópico desarrollado por el autor desde inicios de la década de 1990, para identificar y resolver la compatibilidad entre las aguas terrestres subterráneas de los acuíferos salinizados y las aguas producidas de los yacimientos gasopetrolíferos. Esta tecnología permite diseñar las mezclas para inyectarlas en acuíferos someros (a unas pocas decenas de metros) sin necesidad de devolverlas al yacimiento (a varios centenares o aun miles de metros de profundidad). En 2014 los principios básicos fueron inscritos en el Centro Nacional de Derecho de Autor de Cuba (registro 14309-2014). En estudios recientes, el modelo teórico de base ha sido complementado con el caso específico de la solución del transporte reactivo multifásico de densidad variable en cavernas desarrolladas en la zona saturada para fundamentar casos específicos del movimiento del fluido.

## LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN SOMERA

La **Tecnología de Inyección Somera** (TISPM) es un recurso tecnológico para disponer las aguas producidas de los yacimientos gasopetrolíferos en pozos de poca profundidad y en un acuífero diferente al original para evitar devolverlas a los horizontes profundos de donde una vez fue extraída. Ese diferente entorno geológico, geoquímico y físico constituido por el nuevo horizonte somero receptor requiere de una evaluación para definir la aceptabilidad ambiental de las nuevas aguas. El desarrollo de un modelo teórico y los algoritmos que expresaran esa compatibilidad ha sido, durante mucho tiempo, un objetivo de investigación del autor.

Los estudios que dieron lugar a la TISPM (Molerio, 2015) se desarrollaron para satisfacer la necesidad de disponer los volúmenes crecientes de agua de capa tratada proveniente de yacimientos gasopetrolíferos carbonatados cubanos. Un impulso particular surgió cuando en algunos yacimientos se detectaron posibles fenómenos de migración lateral desde pozos de inyección (antiguos pozos productores verticales abandonados) y de reinundación probable de horizontes productivos en explotación.

- Los ensayos de prueba, el mejoramiento sostenido de los algoritmos y la aplicación a escala de yacimiento permitieron:
- a) Reducir los costos de perforación de pozos inyectoros o la adaptación a inyección de pozos productivos abandonados (Fig. 1)
  - b) Reducir los costos de operación asociados con el gasto energético de la inyección en profundidad.
  - c) Minimizar la posibilidad de fluencia de agua de los pozos de inyección a los productores Fig. 2).
  - d) Disminuir la posibilidad de intercambio inducido entre las capas productivas
  - e) No crear pasivos ambientales, aprovechando las aguas salinizadas improductivas y el ecotono litoral como sistema de disposición final autorregulado.
  - f) Aprovechar los horizontes acuíferos salinizados litorales de productividad baja a nula (Boesch y Rabalais, 1989).

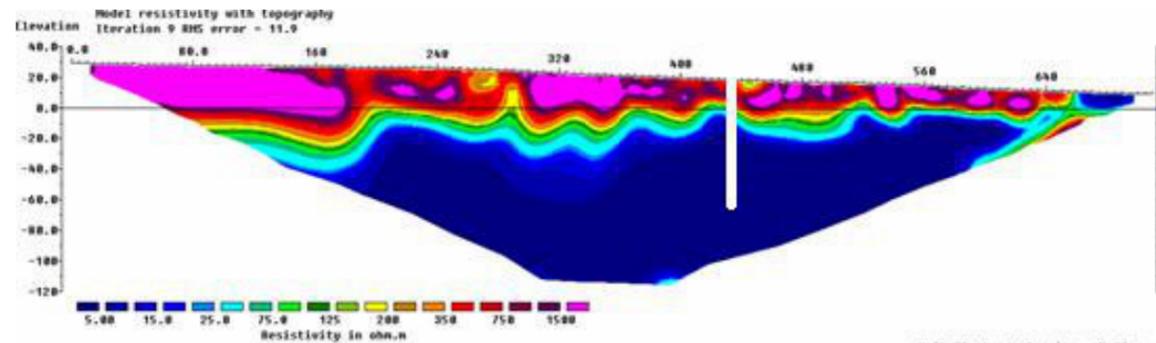


Fig. 1. Corte geoelectrico de una zona potencialmente apta para la inyección somera. El pozo de inyección está señalado con una traza vertical de color blanco



Fig. 2. Pozo productor abandonado en la Granja de Crudos Pesados del Norte de La Habana-Matanzas equipado para inyectar aguas producidas (Foto del autor).

## FUNDAMENTO TEÓRICO

El modelo teórico toma su fundamento en los principios de la Teoría de Interacción Iónica de Pitzer (1979, 1987, 1991) para el transporte reactivo en salmueras (donde la actividad iónica no sigue las pautas de Debye-Hückel) y resuelve un complejo sistema de ecuaciones que describen el flujo acoplado multifásico de densidad variable no isotérmico, el calor advectivo-dispersivo y el transporte de masa en un sistema local (y aun regional de flujo entre medios de porosidad múltiple; Molerio, 2013).

La circulación se describe mediante la ecuación de transporte advectivo-difusivo, en un esquema fundamentalmente Euleriano que, bajo condiciones específicas de forzamiento (forcing) puede transformarse en Lagrangiano, acompañado de reacciones químicas e intercambio térmico bajo condiciones de control debidas a procesos con potencial fluctuante periódico. Particularmente, el modelo teórico resuelve la distorsión del campo de flujo provocado por el Régimen No Lineal, Turbulento, o Lineal No Darciano que tiene lugar cuando el fluido se mueve en medios anisotrópicos con grandes Números de Reynolds y resuelve los efectos de la turbulencia sobre la dispersión de los solutos el intercambio de temperatura entre los cuerpos de agua y poder adecuar las obras ingenieras de infiltración bajo estas condiciones caso a caso.

## APLICABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA TISPM

Inicialmente descrita para yacimientos gasopetrolíferos carbonatados, preferentemente paleokarsts, hoy se puede aplicar bajo cualquier medio acuífero salinizado sin restricción geológica e hidrológica, siempre que se cumplan las condiciones de compatibilidad geoquímica prescritas en el modelo teórico.

La compatibilidad ambiental, una propiedad de los fluidos y el medio, es definida por el modelo y la tecnología como aquellas cualidades del medio geológico, de la físico-química de los fluidos interactuantes, de la geometría del dominio de flujo y del tiempo de interacción aguas-roca que permiten exitosamente, incorporar las aguas producidas al acuífero receptor. Ello incluye su aplicación, incluso, en acuíferos con aguas de formación que no constituyan verdaderas salmueras de petróleo o cuerpos receptores constituidos por sistemas de flujo locales bien diferenciados, preferentemente aparatos cársicos semiconfinados o semilibres

La tecnología ya ha sido ensayada (Fig. 3) y se encuentra en operación. Su generalización se extiende a varios yacimientos. Varios artículos científicos publicados en revistas especializadas describen los aspectos fundamentales del modelo teórico, no así su integración en la Tecnología TISPM, que aguarda el proceso de solicitud de patente industrial.



Fig. 3. Perforación de pozo de observación y ensayo de carga (Foto del autor)

Desde hace varios años, la tecnología o sus componentes se está aplicando en yacimientos gasopetrolíferos de la Franja de Crudos Pesados del Norte de Cuba (en pozos menores de 50 metros de profundidad) en acuíferos salinizados, poco productivos, para sustituir la inyección profunda de aguas producidas en pozos productivos abandonados, minimizar los costes energéticos y maximizar la eficiencia las operaciones de vigilancia y control ambiental.

Hasta la introducción en Cuba de la Tecnología de Inyección Somera de Aguas Producidas de Petróleo (TISPM) la única alternativa viable para resolver el problema del exceso de agua en la explotación petrolera era devolverlas al yacimiento, inyectándolas al mismo horizonte de donde fueron extraídas en un pozo productivo abandonado.

Esa tecnología clásica de inyección profunda a pozos abandonados se utiliza internacionalmente y, aunque no es reconocida como una técnica ambiental de disposición final de aguas residuales tiene la ventaja de que no requiere estudios específicos complejos, porque las aguas se devuelven al horizonte de donde se extrajeron. Como tal, presenta el inconveniente que lleva altos costos de adaptación del pozo antiguamente explotado para recibir nuevamente las aguas más los costos energéticos de bombear a presión a varios centenares o incluso miles de metros de profundidad (Fig. 4). La construcción de pozos inyectoros nuevos no suele constituir una práctica común.

En yacimientos donde los horizontes que aíslan el petróleo (llamados sellos) son suficientemente impermeables el agua producida se emplea para mantener la presión de capa, que ayuda al movimiento del petróleo y facilita su extracción. Tal no es el caso de Cuba, donde los sellos son de baja calidad y no impermeabilizan suficientemente el o los horizontes productivos de gas y petróleo.



Fig. 4. Instalación para ensayo de carga e inyección de aguas producidas (Foto del autor)

### SÍNTESIS DE LAS BASES TEÓRICAS: EL MODELO BASE DE PITZER

La naturaleza de la tecnología implica que el interés específico se orienta a las reacciones químicas que ocurren cuando los solutos son transportados por advección, difusión y dispersión en el fluido que se mueve en el medio poroso. Para el medio cársico, los detalles de la cinética química clásica en sistemas cársicos epigenéticos no serán tratados aquí y pueden estudiarse en detalle, entre otros, en Bögli (1980) y Dreybrodt (1988). Otros aspectos corresponden al transporte reactivo basado en la Teoría de Interacción Iónica (Pitzer, 1979, 1987, 1991) que es una profundización de la teoría de interacción específica propuesta por Bronsted, según el cual habrá interacción entre dos iones de signo opuesto y la interacción entre iones del mismo signo dependería exclusivamente de la carga eléctrica.

El modelo de Pitzer, como un modelo de interacción, a diferencia de los modelos de asociación, es aplicable con gran éxito a solutos disociados, y las propiedades de las soluciones están descritas en términos de interacción entre iones libres pero, además, este modelo también considera las interacciones entre pares de iones del mismo signo y entre tripletas de iones (Amado y Blanco, 2010).

Aunque la anterior premisa es esencialmente correcta, no explica completamente los resultados experimentales. La base teórica del modelo de Pitzer propone que los iones del mismo signo tienden a permanecer alejados entre sí y, por lo tanto, las fuerzas de corto alcance entre ellos tendrían muy pocas consecuencias. Al contrario, los iones de signo contrario se acercarían lo máximo posible y en consecuencia estarían afectados por las fuerzas de corto alcance. Además, las características de estas fuerzas de corto alcance serían específicas para cada par de iones. Entre los resultados más importantes está el reconocer la dependencia de la fuerza iónica del efecto de las fuerzas de corto alcance en interacciones binarias (Kim y Frederick, 1988a, 1988b).

La ecuación de Pitzer se basa en una analogía entre los gases imperfectos y las soluciones de electrolitos que había sido demostrada en 1945 por McMillan y Mayer (Weber, 2000). Esos autores demostraron que la relación entre la presión osmótica de la solución y los potenciales medios de los solutos en el solvente era igual que la relación entre la presión de un gas y los potenciales entre las partículas (Van de Weerd, Leijnse y van Riemsdijk, 1998). Aunque para calcular distintas propiedades a partir de la presión osmótica es necesario hacer algunas correcciones, no desaparece la semejanza entre las soluciones no ideales y los gases imperfectos en relación con los respectivos potenciales:

$$PV = RT + BP + C'P^2 + D'P^3 + \dots$$

Donde el primer coeficiente virial corresponde al gas perfecto. El segundo coeficiente, B, de acuerdo con la mecánica estadística corresponde a las fuerzas intermoleculares entre los pares de moléculas; el tercer coeficiente corresponde a la interacción entre tres moléculas, etc.

El Modelo de Pitzer es un modelo de interacción y, a diferencia de los modelos de asociación, es aplicable con gran éxito a solutos disociados ya que las propiedades de las soluciones están descritas en términos de interacción entre iones libres; pero, además, este modelo también considera las interacciones entre pares de iones del mismo signo y entre tripletas de iones.

De acuerdo con Amado y Blanco (2010) si la fuerza intermolecular entre un par de moléculas depende solamente de la distancia r y el potencial es u(r), el segundo potencial o coeficiente está definido como:

$$B = 2\pi N_0 \int_0^{\infty} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{u}{kT}\right) r^2 dr \right]$$

Donde  $N_0$  es el número de Avogadro.

La ecuación de Pitzer tiene un parámetro electrostático (F), que es básicamente una modificación de la ley extendida de Debye-Hückel. El segundo coeficiente virial (B) corresponde a un coeficiente de interacción y su dependencia de la fuerza iónica (I) se ha derivado con base en los siguientes argumentos:

- B tiene un valor finito para I=0
- B varía de forma lineal con I a fuerzas iónicas pequeñas
- B es aproximadamente constante a fuerzas iónicas elevadas

El modelo de interacción de Pitzer está basado en la expresión de la energía libre de Gibbs de la solución de acuerdo con la ecuación de Debye-Hückel y en una expansión virial de las molalidades de las especies disueltas, que pueden ser iónicas o neutras. En la ecuación siguiente el coeficiente de actividad está dado como una sumatoria de una serie de potencias.

$$\ln \gamma_{\pm} = -\frac{cm^2}{1 + \beta m \frac{1}{2}} + \sum_{i=1} B_i m_i$$

La ecuación de Debye-Hückel es una función de fuerza iónica mientras que la ecuación de Gibbs-Duhem es una función de la molalidad. La ecuación de Pitzer se propone como una consecuencia debida a la teoría de Debye-Hückel que es sólo aplicable a muy bajas concentraciones, por tanto, se adicionan una serie de términos *ad hoc* para tomar en cuenta las interacciones de corto alcance. Aunque Pitzer se basa en los parámetros teóricos aceptados por Debye-Hückel, su ecuación incluye términos de origen empírico. Es así como la representación general de la ecuación de Pitzer asume que la energía de exceso de Gibbs está dada por:

$$\frac{G^R}{RTw_s} = f(I) + \sum_i \sum_j m_i m_j \lambda_{xy}(I) + \sum_i \sum_j \sum_k m_i m_j m_k \Lambda_{nk}$$

La función f(I) depende de la fuerza iónica, la temperatura y las propiedades del solvente. Este término representa las fuerzas de largo alcance e incluye la ley límite de Debye-Hückel. El parámetro  $\lambda_{ij}(I)$  representa las interacciones de corto

alcance entre dos partículas de soluto en el solvente; la dependencia de la fuerza iónica de este término permite la convergencia en la expansión virial. Este parámetro  $L \Lambda_{ij}(I)$  contiene las interacciones de tipo triple y son importantes sólo para altas concentraciones de soluto. A concentraciones aún mayores se requieren de más de cuatro parámetros. El modelo de Pitzer para las ecuaciones de los coeficientes osmótico y de actividad contiene los parámetros de interacción catión-anión (ca) que son funciones de la presión y la temperatura:

$$\beta_{ca}^0, \beta_{ca}^1, \beta_{ca}^2, C_{ca}$$

Sin embargo, la ecuación de Pitzer puede utilizarse con los cuatro parámetros para una concentración alta, o con dos y tres parámetros para concentración baja. El tercer coeficiente virial ( $\gamma_{MX} C$ ), incluye las interacciones entre iones del mismo signo, que se consideraban nulas en la teoría de interacción específica. Sin embargo, este término es despreciable y solo se tiene en cuenta para valores altos de fuerza iónica. La ecuación general de Pitzer modificada de acuerdo a Clegg y Whitfield (Yigui, 2006) para el coeficiente de actividad para un catión M y un anión X y del coeficiente osmótico es:

$$\ln \gamma_{\pm} = |z_+ z_-| F + m_c \left( \frac{2\nu_+ \nu_-}{\nu} \right) B_{cx}^{\gamma} + m_c^2 \left( \frac{2(\nu_+ \nu_-)^{3/2}}{\nu} \right) C_{cx}^{\gamma}$$

$$\ln \gamma_{\pm} = z_x^2 F + \sum_c m_c (2B_{cx} + ZC_{cx}^{\gamma})$$

$$\ln \gamma_m = z_m^2 F + \sum_a m_a (2B_{am} + ZC_{am}^{\gamma})$$

Donde:

$$F = -A_m \left[ \frac{I^{1/2}}{1 + B_{ca} I^{1/2}} + \left( \frac{2}{B_{ca}} \right) \log_0 (1 + B_{ca} I^{1/2}) \right]$$

$$B_{ac}^{\gamma} = 2\beta^0 + \left( \frac{2\beta^1}{\alpha_1^2 I} \right) \left[ 1 - \left( 1 + \alpha_1 I^{1/2} - \frac{\alpha_1^2 I}{2} \right) \exp(-\alpha_1 I^{1/2}) \right] + \left( \frac{2\beta^1}{\alpha_2^2 I} \right) \left[ 1 - \left( 1 + \alpha_2 I^{1/2} - \frac{\alpha_2^2 I}{2} \right) \exp(-\alpha_2 I^{1/2}) \right]$$

$$C_{ca}^{\gamma} = \frac{3C_{ca}^{\phi}}{2}$$

Para el coeficiente osmótico:

$$\phi - 1 = \left( \frac{2}{\sum_i m_i} \right) \left[ \frac{-A_{\phi} I^{3/2}}{(1 + 1.2\sqrt{I})} \right] + \sum_c \sum_a m_c m_a (B_{ca} + ZC_{ca}^{\phi})$$

Las ecuaciones además contienen los siguientes términos:

$$Z = \sum_i m_i |z_i|$$

$$B_{ca} = \beta_{ca}^0 + \beta_{ca}^1 g(\alpha_{ca} \sqrt{I})$$

$$B'_{ca} = \frac{\beta_{ca}^1 g(\alpha_{ca} \sqrt{I})}{I}$$

El número de carga del ion es  $z_i$  y el número estequiométrico total es:

$$\nu = \nu_+ + \nu_-$$

Los valores empíricos calculados son para  $b = 1.2$  y para  $a = 2.0$ . La función  $g(x)$  se calcula de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$g(x) = \frac{2[1 - (1+x)\exp(-x)]}{x^2}$$

$$g'(x) = \exp(-x) - g(x)$$

Como las aguas saladas alteran la densidad del agua provocan algunos efectos importantes en el campo de flujo de manera que además de los controles hidrogeológicos se incorporan los de tipo químico. Estos procesos son similares a los que ocurren en la disolución de las sales y el transporte de salmueras en diapiros salinos, en el transporte de lixiviados de rellenos sanitarios y en residuales industriales, como han señalado Bear et al. (1999).

Por ello, en casos específicos, la solución para aclarar la dinámica del flujo local y regional pasa por acoplar los procesos de flujo controlado por la densidad, el calor advectivo-dispersivo y el transporte de masa. Ello se logra mediante el desarrollo de un balance soluto-fluido en el sistema acuífero, la evaluación del efecto de la producción de salmueras que son incorporadas al fluido y la identificación de los flujos de soluto desde o hacia el sistema, provenientes de otras fuentes eventuales (Bear, 1972; Bear y Bachmat, 1990, Bear y Buchlin, 1991; Bear y Cheng, 2010, Bear, Zaslavsky e Irmay, 1968; Bear et al., 1999).

De acuerdo con Pitzer y Kim (1974), Bedolla, (2007) ha señalado que "el modelo de Pitzer también es aplicable en soluciones multicomponentes, sin embargo, para mejorar la capacidad de predicción requiere una serie de términos de mezclado adicionales, los cuales solo pueden ser estimados a partir de datos experimentales para el sistema electrolito-electrolito-solvente específico".

## ECUACIONES BÁSICAS DE GOBIERNO

Los problemas de compatibilidad de las aguas son de tipo hidrodinámico y geoquímico y consideran los temas siguientes:

- Rango de compatibilidad entre las aguas producidas y las aguas subterráneas.
- Compatibilidad de la mezcla agua producida/agua subterránea y la litología de la formación receptora.
- Compatibilidad de la mezcla agua producida/agua subterránea y los sellos/barreras de la formación receptora.
- Capacidad calorífica de la formación acuífera y sus componentes (poros, grietas, cavernas).
- Concentración de hidrocarburos (y todo tipo de Líquidos de Fase No Acuosa -LFNA-) y de la distribución de particulados y sólidos en suspensión.
- Actividad de los NORM (Naturally-Occurring Radioactive Materials).
- Tiempo de tránsito de las aguas subterráneas y de la mezcla agua producida/agua subterránea
- Propiedades geoquímicas específicas de las aguas:
  - Incrustación/Precipitación
  - Microelementos tóxicos

- Corrosión
- Propiedades físicas del acuífero.
- Problemas ambientales & necesidades de tratamiento de las aguas.

El algoritmo general que se presenta (Molerio, 2015, 2017, 2020a, 2020b, 2021a, 2021b) está orientado a la resolución de los problemas más complejos relacionados con la interacción agua roca y la organización del flujo polifásico gobernado por la diferencia de densidad de las fases líquidas, como son:

1. La capacidad de asimilación de las aguas producidas y de la mezcla.
2. Reactabilidad y efecto de mezcla en acuíferos cársicos
3. Definición de la longitud de mezcla
4. Transporte de calor

Las ecuaciones básicas de gobierno del transporte de fluido se resumen a continuación:

- a) Campo de flujo en medio heterogéneo, discontinuo y anisotrópico

$$V \cdot [\rho K (\Delta \Psi + \Delta Z)] = \rho [S(\alpha + n\beta) + C] \frac{d\Psi}{dt}$$

- b) Balance de Cloruros y fraccionamiento isotópico

$$c_t - c_0 = \frac{1}{v} \int_0^{m_t} \delta m$$

- c) Fracción de agua fresca en el sistema acuífero

$$x = \frac{Cl_s - Cl_m}{Cl_m - Cl_f}$$

- d) Posición teórica de la interfaz salina

$$\frac{1}{2}(1 + \alpha) \frac{b^2}{a^2} = \frac{q_0}{K} x - \frac{Q_w}{4\pi K} \ln \frac{(x + x_w)^2 + y^2}{(x - x_w)^2 + y^2}$$

- e) Coeficientes viriales

$$\ln \gamma_{\pm} = -\frac{\alpha m^{\frac{1}{2}}}{1 + \beta m^{\frac{1}{2}}} + \sum_{i=1} B_i m^i$$

- f) Conservación y movimiento: continuidad estadística de las propiedades físicas

$$K(P) = \frac{1}{n \Delta L(P) \int_{n \Delta L} K dL_U}$$

- g) Difusión bidimensional en medio anisotrópico y régimen no permanente

$$D \nabla^2 c - V \text{grad} c = \frac{\partial c}{\partial t}$$

- h) Transporte de soluto

$$\frac{\partial c}{\partial t} = K_x \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial^2 c}{\partial y^2} + K_z \frac{\partial^2 c}{\partial z^2}$$

- i) Transporte de calor

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} - \frac{c_w \rho_w}{k} \left( \frac{\partial v_x T}{\partial x} + \frac{\partial v_y T}{\partial y} + \frac{\partial v_z T}{\partial z} \right) = \frac{c_p}{k} \frac{\partial T}{\partial t}$$

- j) Reacciones químicas

$$R_s = \sum_{m=1}^r L_{Sm} A_m$$

Para resolver el problema de la distorsión del campo de flujo horizontal existen diferentes aproximaciones. Aquí seguimos una aproximación Euleriano-Lagrangiana para la **solución analítica (Bear, Zaslavsky e Irmay, 1968) de la Ecuación de Dupuit (1863)-Forcheimer (1930)** para flujo permanente, ha demostrado su validez para el caso en que  $r > 1,5h$ , ya que entonces puede despreciarse, en la realidad, la configuración curvilínea del flujo horizontal, así como las componentes de flujo vertical y la variación de la velocidad horizontal en el plano vertical. De ese modo, se cumple uno de las condiciones de borde del modelo conceptual de Dupuit; esto es, que el gradiente vertical sea idéntico en todos los puntos de la sección vertical del acuífero y que el gradiente sea igual a la pendiente de la superficie libre del acuífero.

Para resolver la ecuación de transporte 2-D de la ecuación de convección-dispersión de flujo permanente para velocidades y dispersión variables (flujo no uniforme) en el dominio de flujo una buena aproximación se logra con la solución propuesta por Tartakovsky y Di Federico (1997) siempre que la relación entre la dispersividad transversal y la longitudinal sea menor o igual a 0,1. Con esta aproximación, no es necesario asumir una velocidad "promedio" y la solución se aproxima más a la realidad.

La aproximación para la descripción del proceso de transporte más ventajosa es, sin dudas, de tipo Euleriana. En este caso, la determinación de la variación temporal del proceso de transporte midiendo en puntos fijos del dominio de flujo es más económica. Implica, claro está, que la descripción completa del campo de flujo se basa en descripciones instantáneas de las velocidades en todo el campo de flujo con una, a veces, fuerte diferencia cuando se trata de régimen permanente o variable.

El campo de velocidad Euleriano se describe en un sistema de coordenadas cartesianas del modo siguiente (Bear, 1972), donde las velocidades son las variables dependientes y las coordenadas (x,y,z,t) identifican los puntos fijos en el dominio de flujo respecto a cierto arreglo de referencia temporal y espacial, tal que,

$$V_x = V_x(x, y, z, t)$$

$$V_y = V_y(x, y, z, t)$$

$$V_z = V_z(x, y, z, t)$$

La aproximación Euleriana (Bear, 1972) tiene el inconveniente de provocar una “dispersión numérica” del término advectivo de la ecuación de transporte. Esta dispersión aparente suaviza artificialmente cualquier frente abrupto de avance de la concentración de soluto. De ahí que, (Fig. 5) la aproximación más completa sea de tipo Euleriano-Lagrangiano, ya que la aproximación de Lagrange describe el cambio de posición con el tiempo de la partícula  $\xi$ , debida al movimiento en el dominio de flujo, de tal manera que  $\xi = \xi(t)$ , a partir de una posición inicial  $\xi(0)$ . Así, para una partícula dada en el dominio de flujo, su posición vendrá dada en una red deformada tal que,  $\xi = (\xi_1, \xi_2, \xi_3)$ .

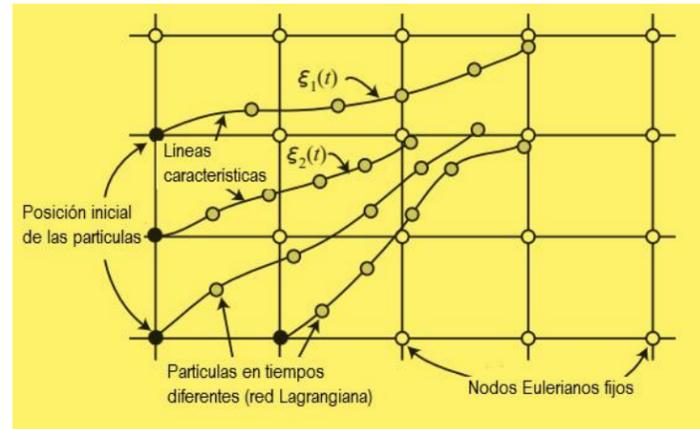


Fig. 5. Sistema coordinado de control Euleriano (fijo)-Lagrangiano (móvil), ligeramente modificado de Bear (1972).

Los aspectos generales de la transferencia de temperatura en la mezcla de aguas producidas y naturales (MAP) fueron descritos con detalle en Molerio (2021a). En el estricto sentido de la transferencia bajo condiciones de flujo turbulento el tema fue tratado desde hace muchos años por Obukhov (1941, 1949). Siguiendo a Lelievre (1981) volveremos al problema específico, considerando que a temperatura es un escalar inerte y pasivo que en condiciones de turbulencia del flujo provocan una mezcla del campo, en que los gradientes de temperatura se enlazan por transferencia térmica y la temperatura se homogeniza en el fluido resultante.

El fundamento de ello se sustenta en la **Ecuación General de Conducción** que se expresa como:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\delta T) = u \cdot \nabla(\delta T) = \chi \nabla^2(\delta T)$$

Donde,  $\delta T$  es la fluctuación de temperatura absoluta  $T$ ,  $u$ , la parte fluctuante de la velocidad del fluido y  $\chi$ , la difusividad térmica.

A partir de la ecuación de conservación:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{1}{2} \langle \delta T^2 \rangle \right) = -\langle \epsilon_T \rangle$$

Siendo  $\langle \epsilon_T \rangle$  la tasa media de disipación de la varianza  $\langle \delta T^2 \rangle$  de las fluctuaciones de la temperatura, que se relaciona con el campo  $\delta T(\chi)$  mediante la tasa media de disipación de la energía cinética turbulenta:

$$\langle \epsilon_T \rangle = \chi \left\langle \left[ \frac{\partial(\delta T)}{\partial \chi_i} \right]^2 \right\rangle$$

En la aplicación de la Primera Hipótesis de Kolmogorov, el campo de fluctuación de la temperatura se considera una función de la estructura, de manera que:

$$\langle \Delta T^2(r) \rangle = \langle [\delta T(\chi + r, T) - \delta T(\chi, t)]^2 \rangle$$

En la zona de equilibrio se expresa como:

$$\langle \Delta T^2(r) \rangle = \langle \epsilon_T \rangle \langle \epsilon_u \rangle^{0,5} \chi^{0,5} h \left( \frac{r}{\eta_T} \right)$$

En la que  $h$  es una función universal de la variable adimensional  $\eta_T$ , para:

$$\eta_T = \chi^{3/4} \langle \epsilon_u \rangle^{-1/4}$$

Y, en rigor, (Lelievre, 1981),  $\eta_T$  es el valor más bajo de temperatura que existe en la masa de fluido en movimiento, comparable con la del torbellino disipativo (Eddie) más pequeño  $\eta_T \approx \eta$ .

Pero en la zona de inercia y convectiva, ya la función de la estructura no depende de  $\chi$ , por lo que la temperatura  $T_\eta$  viene dada por:

$$T_r = \langle \epsilon_T \rangle \langle \epsilon_u \rangle^{-1/3} r^{2/3}$$

Por lo que, en el dominio donde la difusividad térmica atenúa las fluctuaciones de temperatura y para distancias de correlación muy pequeñas, resulta:

$$\langle \Delta T^2(r) \rangle = \frac{1}{3} \chi^{-1} \langle \epsilon_T \rangle r^2$$

La simulación muestra que la temperatura, en condiciones de flujo no lineal, no darciano, se disipa a muy corta distancia de punto de inyección, como se muestra en las Figs. 6 y 7 (modificadas de Molerio, 2017). La Fig. 7, en particular, muestra un caso real de evaluación de “deep injection spill”. Ambas demuestran que el flujo no lineal contribuye de manera muy efectiva a disipar la alta temperatura que, eventualmente, puede tener la MAP.

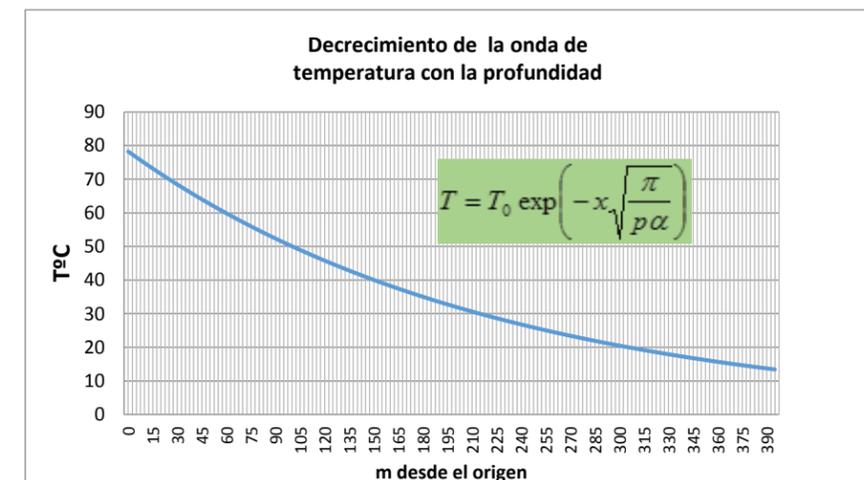


Fig. 6. Decrecimiento de la onda de temperatura con la profundidad

En experimentos de laboratorio, Tilgner, Belmonte y Libchaber (1993) demostraron hace mucho que la capa límite térmica no es estable marginalmente, por lo que la separaron en dos zonas; una de capa límite y otra que denominaron región central. En sus experimentos con flujo a Números de Reynolds (Re) del orden de  $10^3$  cerca de la zona de transición, observaron aparición de la turbulencia (la llamada turbulencia fuerte, dura) con Número de Prandtl (Pr) de 0,7. Así, un cambio del comportamiento convectivo debe esperarse con valores de Re de ese orden, para los cuales la dinámica del flujo a gran escala resulte turbulento y dominado por la inercia

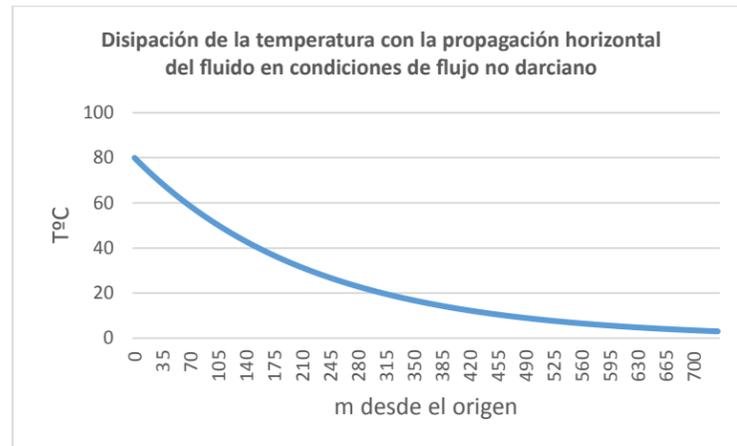


Fig. 7. Disipación de la temperatura con la propagación horizontal del fluido en condiciones de Flujo No Darciano

## IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS Y AMBIENTALES

Lograr impactos ambientales positivos ha sido una premisa para la generalización del modelo y la tecnología, sometida a las regulaciones ambientales cubanas, a las políticas ambientales de las empresas operadoras de petróleo y gas que la han aplicado todas bajo el esquema de la iniciativa TSM (Towards Sustainable Mining). Las más importante fueron resumidas en algunos trabajos recientes (Molerio 2019b, 2019c, 2021c); a saber:

- Significativo ahorro energético al reducir el proceso de inyección a presión a profundidad por el cambio de disposición gravitacional somera. En un caso se evaluó un ahorro en energía para la inyección de 3,3 Ton de petróleo equivalente al año por pozo; lo que equivale a suministrar electricidad a poco más de cuatro viviendas urbanas al año)
- Notable reducción de costos de perforación y adaptación de pozos para la disposición de aguas producidas, al reducirse la profundidad varias decenas de veces y los insumos de construcción considerablemente suma
- Eliminación o reducción de las operaciones de tratamiento de aguas para que satisfagan normas de vertimiento, al no requerirse de ciertos productos químicos o costosas acciones de mejoramiento de la calidad del agua
- Eliminación de las restricciones de agua de baño y pesca en las áreas de influencia de los dispositivos de descarga costeros y marinos
- Reducción de los costos de construcción y operaciones de obras civiles en los casos de instalaciones preexistentes (no para obras nuevas)
- Disminución del personal técnico a cargo de la operación y mantenimiento
- Facilitación del mantenimiento, limpieza y reparación de las instalaciones de inyección somera
- Significativo ahorro en la perforación/adaptación de pozos abandonados al sustituirse por pozos someros
- No se incrementan los pasivos ambientales al incorporarse la mezcla de aguas producidas (MAP) al sistema de flujo activo
- Se elimina la posibilidad de fugas en profundidad (Deep water spill) ha ocurrido recientemente  
Permite el aprovechamiento de aguas costeras o interiores altamente salinizadas

- Se aprovecha la energía calorífica de la radiación natural para contribuir a la evaporación (en el caso de soluciones abiertas)
- Reduce el impacto de inserción de descargas profundas en el mar
- Se aprovecha la capacidad de autodepuración del sistema natural para amortiguar la dispersión-difusión de metales y microelementos así como del calor
- Disminuye la acción negativa en la biota y estructuras marinas (como el blanqueamiento de corales)
- Los horizontes someros (sobre todo los carsificados) tiene una capacidad decenas de veces superior al horizonte carbonatado productivo, por lo que asimilan mayores volúmenes de agua producida y/o disminuye el número de pozos de inyección TISPM

## NOTA FINAL

El horizonte acuífero somero receptor de las aguas producidas es un entorno diferente al profundo de donde provinieron las aguas producidas. Constituye un dominio de flujo distinto por la forma en que se organiza el escurrimiento subterráneo, el tiempo de interacción agua roca y, sobre todo porque se convierte en un sistema de flujo multifásico de densidad variable, gravitacional, la mayor parte de las veces, no isotérmico. La mezcla que se produce con las aguas naturales que circulan por el sistema receptor produce cambios en las propiedades físicas y químicas del fluido bajo un nuevo equilibrio termodinámico.

Las ecuaciones de gobierno de ese proceso están continuamente en proceso de desarrollo debido a que no se trata de una solución estandarizada, sino que es necesario evaluar, caso a caso, en la medida que las propiedades del fluido a inyectar, el que circula por el sistema receptor y la nueva mezcla resultante. El entorno geológico del dominio de flujo imprime, en cada caso, condiciones específicas al proceso y, en ciertos medios, como el cársico, las ecuaciones se complican cuando es necesario incluir, además de los algoritmos que describan la heterogeneidad del medio, la estructura de un campo de propiedades físicas con anisotropía tridimensional progresiva en el que interactúan cuatro espacios de flujo manera diferenciada (matriz, poros, grietas y cavernas) e irregularmente relacionados.

Garantizar que la tecnología sea una solución ambientalmente aceptable y que satisfaga las normativas vigentes es un principio básico de su desarrollo.

## RECONOCIMIENTOS

El desarrollo de la tecnología TISPM enfrenta no pocos problemas teóricos cuya solución se ha abordado con diferentes aproximaciones, la inmensa mayoría basada en modelos teóricos basados en la exploración directa (o con técnicas indirectas) del karst y las cuevas. La colaboración en los trabajos de campo y gabinete o la discusión de estos resultados se ha beneficiado siempre del aporte e intercambio con: Vladimir Otero<sup>†</sup>, Esteban Grau, Antonio González, Mario Guerra, Efrén Jáimez, Oriol Chávez, José F. Santiago, José F. Corella, Antonio Magaz, Lisbeth Núñez, Mariela González, María del Carmen Martínez y Orestes Sardiñas. Dos publicaciones periódicas han acogido sistemáticamente la publicación de los resultados de la TISP, de ahí nuestro especial reconocimiento a Carlos Benedetto y al equipo de "Argentina Subterránea" y a Argelia Fernández y su equipo de "Cuba: Medio ambiente y Desarrollo". El apoyo logístico de algunos operadores de petróleo ha sido fundamental, por lo que va nuestro agradecimiento a CUPET, PEMEX, PETRAF, PDVSA, SAINT MARTIN CONSTRUCCIONES y SHERRITT INTERNATIONAL. Y también, por supuesto, se agradece el apoyo de las autoridades ambientales cubanas: Jorge Álvarez y Antonio Casanova. Toda la elaboración de estos estudios estuvo sostenida por el apoyo de Ana, mi compañera.

## REFERENCIAS

Amado G., E., L.H. Blanco. (2010): **Aplicación del Modelo de Interacción Iónica de Pitzer a coeficientes osmóticos de soluciones de KCl en función de la temperatura.** Revista BISTUA :31-46

Bear, J. (1972): **Dynamics of fluids in porous media**. Dover edition, American Elsevier Publishing Company, Inc., New York, 756:

Bear, J. y Y. Bachmat (1990): **Introduction to Modeling of Transport Phenomena in Porous Media**. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht / Boston / London 553:

Bear, J. y J.M. Buchlin (1991): **Modelling and applications of transport phenomena in porous media**. Springer Science+Business Media Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 380:

Bear, J., A. H.-D. Cheng (2010): **Modeling Groundwater Flow and Contaminant Transport**. Jacob Bear [Ed]: **Theory and Applications of Transport in Porous Media**. Volume 23. Springer Dordrecht, Heidelberg, London, New York, 834:

Bear, J., A. H.-D. Cheng, S. Sorek, D. Ouazar, I. Herrera (1999): **Seawater Intrusion in Coastal Aquifers. Concepts, Methods and Practices**. Springer Science + Business Media Dordrecht. **Theory and Applications of Transport in Porous Media**, Vol 14, 625:

Bear, J. D. Zaslavsky, S. Irmay (1968): **Physical principles of water percolation and seepage**. Arid Zone Research, UNESCO, Paris, 465:

Bedolla Hernández, M. L. (2007): **Coefficientes de actividad y osmótico en soluciones de electrolitos fuertes del tipo 1:3, 1:4, 2:1, 2:2, 3:1, 3:2 y 4:1 a 298.15 K, usando una ecuación modificada de Pitzer**. Univ. Autónoma de Tlaxcala, Tlaxcala, 91:

Boesch, D.F., N.N. Rabalais (1989): **Produced waters in sensitive coastal habitats. An analysis of impacts. Central Coast Gulf of Mexico**. Louisiana Univ. Marine Consortium. Chauvin, Louisiana, 156:

Bögli, A. (1980): **Karst Hydrology and Physical Speleology**. Springer-Verlag, Heidelberg, 284:

Dreybrodt, W. (1988): **Processes in karst systems. Physics, Chemistry and Geology**. Springer-Verlag, Heidelberg, 288:

Kim, H. T., W. J. Frederick (1988a): **Evaluation of Pitzer Ion Interaction Parameters of Aqueous Electrolytes at 25°C. 1. Single Salt Parameters**. J. Chem. Eng. Data 33 :177-184.

Kim, H. T., W. J. Frederick (1988b): **Evaluation of Pitzer Ion Interaction Parameters of Aqueous Electrolytes at 25°C. 2. Ternary Mixing Parameters**. J. Chem. Eng. Data 33, 278-283. Innovación, Año 20, Nº 1 .2008) :21-31

Lelievre, J.C. (1981): **Une introduction à la physique de la turbulence**. La Houille Blanche 6:375-392

Molerio León, L.F. (2013): **Ecuaciones de intercambio termohidrodinámico entre medios continuos múltiples en el karst y sus consecuencias ambientales**. Cub@: Medio Ambiente y Desarrollo; Revista electrónica de la Agencia de Medio Ambiente. Año 13, No.24, 2012 ISSN-1683-8904, La Habana, 15: <http://ama.redciencia.cu/articulos.php?sid=91529a91e366de61e4ac7b8e3f27fb89>

Molerio León, L.F. (2015): **Disposición final de aguas producidas tratadas de yacimientos gasopetrolíferos carbonatados en acuíferos cársicos litorales someros salinizados**. Ciencias de la Tierra y el Espacio, enero-junio, 2015, Vol.16, No.1,:75-87, ISSN 1729-3790

Molerio-León, L.F. (2017): **Modelo para la disposición final de aguas producidas tratadas de yacimientos gasopetrolíferos carbonatados en acuíferos cársicos litorales someros salinizados. 3. Transferencia de calor**. Cub@: Medio Ambiente y Desarrollo; Revista electrónica de la Agencia de Medio Ambiente, 17(33) julio-diciembre 2017, 8

Molerio-León, L.F. (2019a): **Modelo para la disposición final de aguas producidas tratadas de Yacimientos gasopetrolíferos carbonatados en acuíferos cársicos litorales someros salinizados**. Octava Convención de Ciencias de la Tierra, Geociencias'2019. XIII Congreso de Geología (GEOLOGÍA'2019). V Taller sobre Aguas subterráneas, Gestión y Contaminación GEO11-CE1. Resumen. Conferencia especial, La Habana: 178

Molerio-León, L.F. (2019b): **Sistemas de monitoreo de las aguas terrestres en yacimientos gasopetrolíferos onshore del trópico húmedo: diseño, operación y optimización**. IX Congreso de Gestión Ambiental, XII Convención Internacional sobre Medio Ambiente y Desarrollo, La Habana, GA-202

Molerio-León, L.F. (2019c): **Gestión del alcance de responsabilidad ambiental empresarial en la operación de yacimientos gasopetrolíferos onshore**. IV Congreso de Política, Derecho y Justicia Ambiental. XII Convención Internacional sobre Medio Ambiente y Desarrollo, La Habana, PJD 004

Molerio-León, L.F. (2020a): **Modelo para la disposición final de aguas producidas tratadas de yacimientos gasopetrolíferos carbonatados en acuíferos cársicos someros salinizados. 1. Ecuaciones de gobierno**. Argentina Subterránea, 20(47-48):71-74. <https://www.researchgate.net/publication/345344234>

Molerio-León, L.F. (2020b): **Modelo para la disposición final de aguas producidas tratadas de yacimientos gasopetrolíferos carbonatados en acuíferos cársicos someros salinizados. 2. Aplicabilidad del modelo**. Argentina Subterránea, 20(47-48):75-77. <https://www.researchgate.net/publication/345344524>

Molerio-León, L.F. (2021a): **Petróleo y Karst: Bases teóricas de una tecnología para la disposición final de aguas producidas tratadas en acuíferos cársicos someros y cuerpos de agua salinizados**. La Habana, 102: <http://fade.smartnec.com/images/prod/lyD9XLDi9F6eaoKQoCoRBarRn4rNvd.pdf> <https://www.researchgate.net/publication/351274801>

Molerio-León, L.F. (2021b): **Petróleo y karst 2: el papel del cavernamiento en el control de la migración de la inyección somera de aguas producidas en medios cársicos**. Argentina Subterránea 21(50) OCTUBRE-NOVIEMBRE 2021:21-46, ISSN 1851-894x <http://www.fade.org.ar/Bibliografia.html>, <https://www.researchgate.net/publication/356893720>

Molerio-León, L.F. (2021c): **Sostenibilidad ambiental del desarrollo gasopetrolífero onshore: Experiencias en el Trópico Húmedo**. *Environmental sustainability of oil & gas developments Onshore: Experiences from the humid tropics*. Cub@: Medio Ambiente y Desarrollo, 21(41) julio-diciembre 2021, La Habana, 7: <http://cmad.ama.cu/index.php/cmاد/article/view/308>

Obukhov, A.M. (1941): **Sobre la distribución de la energía en el espectro del flujo turbulento**. Doc. Acad. Cienc, URSS, 30(4):22 (*en ruso*)

Obukhov, A.M. (1949): **Estructura del campo de temperatura en flujo turbulento**. Noticias Acad. Cienc. URSS, Geografía y Geofísica, 13(1):58 (*en ruso*)

Pitzer K.S., J. Kim (1974): **Thermodynamics of Electrolytes IV. Activity and Osmotic Coefficients for mixed Electrolytes**. Journal of the American Chemical Society, 1974, 96, 5701-5707.

Pitzer K. S. (1979): **Theory: ion interaction approach**, en: **Activity coefficients in electrolyte solutions**, R. M. Pytkowitz [Ed], CRC Press, Boca Raton: 157-208.

Pitzer K. S. (1987): A thermodynamic model for aqueous solutions of liquid-like density, en: **Thermodynamic modeling of geological materials: Minerals, fluids and melts. Reviews in Mineralogy**, I. S. E. Carmichael y H. P. Eugster .[Eds.]:97- 142.

Pitzer, K. S. (1991): **Activity Coefficients in Electrolyte Solutions**, 2nd ed.; Pitzer, K. S., Ed.; CRS Press.

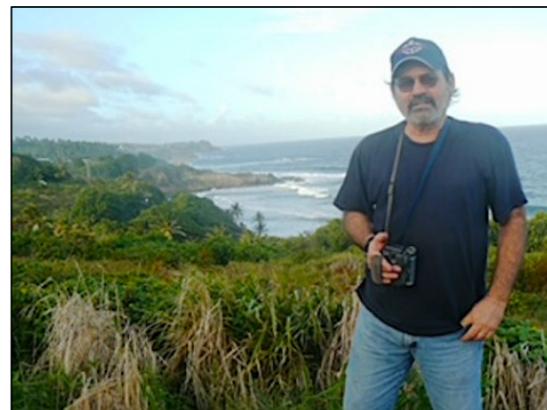
Tartakovsky, D.M., V. Di Federico (1997): **An Analytical Solution for Contaminant Transport in Nonuniform Flow**. Transport in Porous Media, Kluwer Academic Publ. Netherlands 27: 85–97

Tilgner, A., A. Belmonte, Al Libchaber (1993): **Temperature and velocity profiles of turbulent convection in water**. Physical Rev.,47(4), April: R2253-R2256

Van de Weerd, H.; Leijnse, A. and van Riemsdijk, W.H. (1998): **Transport of reactive colloids and contaminants in groundwater: effect of nonlinear kinetic interactions**. Journal of Contaminant Hydrology, 32:313-331.

Weber, C.F. (2000): **Calculation of Pitzer Parameters at High Ionic Strengths**. Ind. Eng.Chem. Res. 39: 4422-4426.

Yigui, LI (2006): **Recent Advances in Study on Thermodynamic Models for Real Systems Including Electrolytes**. Tsinghua Science and Technology, 11 (2):181-187



Geólogo de Yacimientos Minerales e Hidrogeólogo-Hidrotécnico, MSc. en Hidrología Isotópica, Ex-Director del Servicio Hidrológico de la República de Cuba, Especialista Principal en Proyectos e Ingeniería en INVERSIONES GAMMA; Acreditación Profesional para la dirección y ejecución de obras subterráneas; Auditor Ambiental; Experto para diferentes agencias de Naciones Unidas; Miembro de la Academia de Ciencias de Nueva York y de 38 sociedades científicas internacionales, cubanas y extranjeras. Conferencista y docente en universidades de Latinoamérica y Europa; tutor o cotutor de 35 tesis de grado, maestrías y doctorados. Ha participado en unos 480 proyectos de su especialidad en 47 países. Tiene publicados unos 340 artículos en revistas especializadas y es autor o coautor de 17 libros y folletos. Ha participado en unos 135 congresos científicos. Posee numerosas condecoraciones y premios por su labor profesional (Orden Carlos J. Finlay del Consejo de Estado de la República de Cuba, el Premio Jesús Fco. de Albear “A la Obra de la Vida” (Sociedad Cubana de Geología) y el Premio Internacional Espeleología 2018 (España).

## The Sierra de Santa Cruz in eastern Guatemala; a giant gravity slide triggered by the K-Pg Chicxulub bolide impact

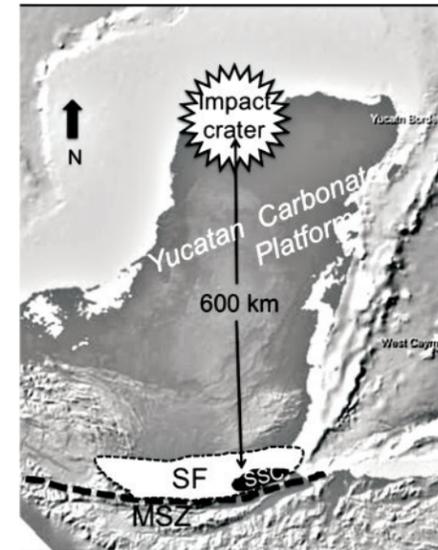
**Joshua H. Rosenfeld**

*Independent Geologist, 7302 Ravenswood Rd., Granbury, Texas 76049*

### ABSTRACT

The Sierra de Santa Cruz (SSC) in eastern Guatemala is a Proto-Caribbean ophiolite allochthon obducted onto the Maya (Yucatan) block during Late Cretaceous collision with the Chortis block. The SCC massif is about 90 km long, 15 km wide and an estimated 2 km thick, with an approximate present-day volume of 2,700 km<sup>3</sup>. It was probably more voluminous at the time of emplacement, having since undergone erosion and eastward displacement of its southern continuation across the Caribbean-North American strike-slip plate boundary.

The SCC directly overlies unmetamorphosed Upper Cretaceous terrigenous flysch of the Sepur Formation deposited in the foredeep north of the suture zone. This contrasts with the other ophiolite bodies in Guatemala that are in contact with either metamorphic rocks or shallow water Cretaceous carbonates within the Maya-Chortis suture zone. Abundant ophiolitic detritus in the Sepur Fm. flysch attests to subaerial exposure of the allochthon prior to its final emplacement into the flysch basin.



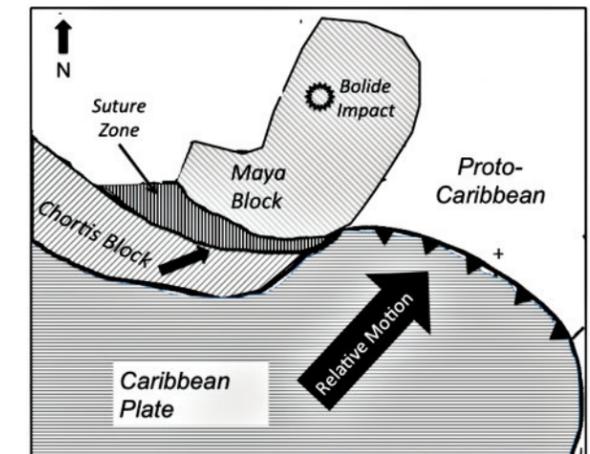
**Figure 1.** Location map showing the Chicxulub bolide impact site on the Yucatan carbonate platform. SF = Sepur Foredeep, MSZ = Motagua Suture Zone, SSC = Sierra de Santa Cruz.

Although gravity emplacement of the SSC allochthon has been proposed (Wilson, 1974; Rosenfeld, 1981), the trigger required to initiate such a large mass movement was not recognized. Emplacement of the allochthon from the elevated suture zone into the foredeep basin 600 kms

south of the Chicxulub bolide impact site is herein proposed as the result of impact-induced seismicity.

### INTRODUCTION

The K-Pg Chicxulub bolide struck near the northern margin of the extensive Yucatan carbonate platform (Figure 1). It is well documented that impact-induced seismicity caused massive sub-aqueous collapse of the platform's steep margins into the adjacent deep basins of the Gulf of Mexico (Grajales et al, 2009; Paull et al, 2014), and Proto-Caribbean Sea (Kiyokawa et al, 1999). The nearest significant subaerial topography was approximately 600 km to the south of the impact in the Motagua Suture Zone (Figure 2) where the Chortis and Maya (Yucatan) blocks were actively undergoing transpressional collision (Pindell and Kennen, 2009). Uplift and erosion of the suture zone is recorded by



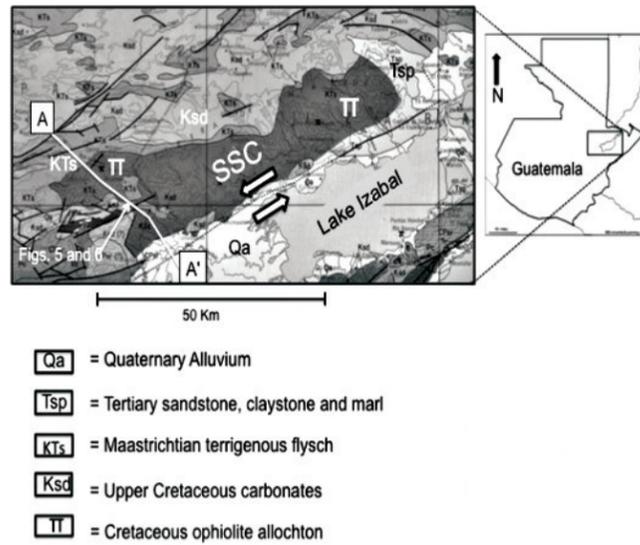
**Figure 2.** Late Cretaceous tectonic elements referred to in the text. Adapted from Pindell and Kennen, 2009.

at least 3 km. of Upper Cretaceous terrigenous flysch (Rosenfeld, 1981) deposited in the foredeep at the subsiding southern margin of the Yucatan carbonate platform (Figure 1). This flysch contains abundant ophiolitic debris (mainly serpentinite), as well as volcanic and shallow water carbonate detritus. Soft sediment deformational structures clearly indicate that the flysch was deposited on a north facing paleoslope.

### EVIDENCE FOR THE GRAVITY SLIDE

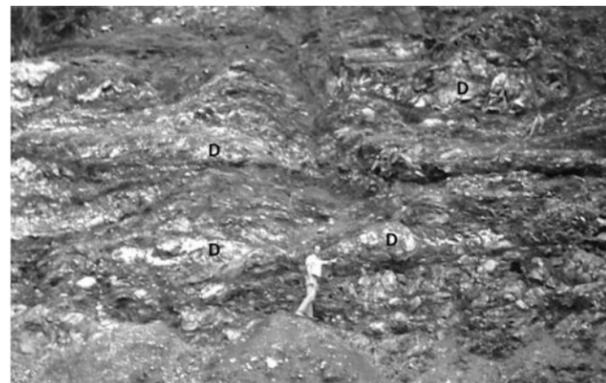
The SSG lies immediately north of the Polochic Fault segment of the active North American-Caribbean plate boundary (Figure 3). In contrast with the other ophiolitic bodies in the suture zone, the Santa Cruz ophiolite was not metamorphosed either during or after obduction, with observed metamorphism attributable only to the oceanic phase of its formation (serpentinization, sub-seafloor hydrothermal alteration of gabbro, diabase and basalt, and prehnite-pumpellyite metamorphism of over-ridden trench sediments (Rosenfeld, 1981 and 1993). The base of the ophiolite is the subhorizontal Santa Cruz Thrust Fault with its hanging wall comprising highly sheared serpentinite matrix mélangé enclosing dismembered, subhorizontal decimetric to metric diabase dike fragments (Figure 4). Immediately beneath the fault is a thin layer of shaly fault gouge that in turn overlies unaltered shaly flysch of the

Sepur Fm. (Figure 5). Neither the ophiolite nor the flysch show any evidence of having undergone amphibolite facies



**Figure 3.** Geologic map of the Sierra de Santa Cruz (SSC) and its surroundings. A-A' is the line of section of Figure 6. Map by Bonis, Bohnenberger and Dengo, 1970.

dynamo-thermal metamorphism of the kind noted along the sole thrust of the correlative Juan de Paz ophiolite in the Motagua Suture Zone (Muller, 1980). Abundant ophiolitic detritus in the flysch indicates that the Santa Cruz allochthon was subaerially exposed and eroded following its initial obduction. The absence of metamorphism along the allochthon's sole fault, and the north-facing flysch apron support the hypothesis that the allochthon glided down the paleoslope into the foredeep flysch.



**Figure 4.** Serpentinite matrix mélangé at the base of the Sierra de Santa Cruz allochthon. D = dismembered subhorizontal diabase dike segments in a highly sheared serpentinite matrix. Photo by T.W. (Nick) Donnelly.

**AGE OF EMPLACEMENT**

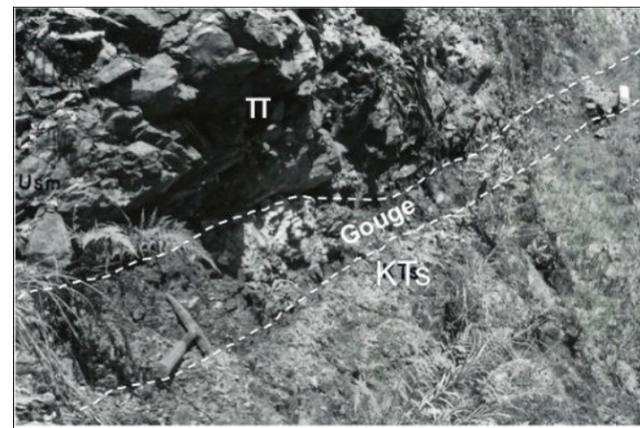
The Sepur Fm. and equivalent strata in Guatemala and southern Belize north of the SSC are as young as Eocene (Bonis, 1967). However, most of the flysch in the foredeep immediately north of, and underneath the allochthon is of Campanian age. A pelagic limestone bed within the flysch 20 meters stratigraphically below the sole thrust of the

ophiolite was dated as Late Campanian to Maastrichtian based on the presence of the *Globotruncana elevata* group, including *Gt. fornicata* (high spired form), *Gt. linneana*, *Gt. arca*, *Gt. ventricosa* and *Gt. bulloides* (Rosenfeld, 1981). This age is consistent with final emplacement of the Santa Cruz allochthon having occurred at the Cretaceous-Paleogene boundary.

**GEOMETRY OF THE SLIDE BLOCK**

The map and cross section of the SSC in Figures 3 and 6 show that the original area and thickness of the allochthon were larger than at present. Specifically, an unknown amount of material has been eroded from the original block, and its southern continuation has been displaced to the east by about 130 km (Burkart et al, 1987) across the strike-slip Polochic Fault. The eastern end of the SSC is overlapped by Oligo-Miocene sedimentary rocks (Figure 3) and may continue to the east in the subsurface. The actual SSC is approximately 90 km. long, 15 km. wide and perhaps 2 km. thick, with an estimated volume of 2,700 cubic km. Although the ophiolite has undergone pervasive internal deformation, it is not broken into discrete smaller bodies or debris flows allowing the conclusion that the allochthon was emplaced as a coherent block.

This remnant of an originally larger slide block compares in size to some of the Earth's largest known gravity slides, such as Markagunt (Hacker, Biek and Rowley, 2014), Heart Mountain (Beutner and Gerbi, 2004) and Storrega (Bryn, et al, 2005), all of which include a large volume of debris flows. In the absence of evidence for disaggregation during emplacement, the SSC may be the Earth's largest known coherent gravity slide block.

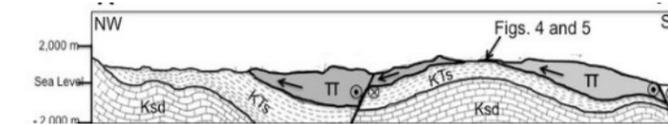


**Figure 5.** The Santa Cruz Fault marked by thin shaly fault gouge. KT<sub>s</sub> = Sepur Formation flysch, π = serpentinite matrix mélangé. Hammer (left) and notebook (right) for scale.

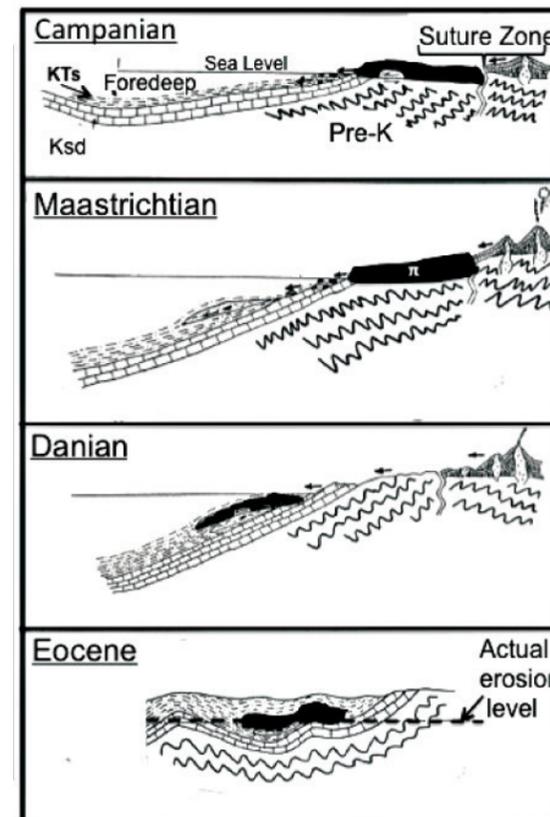
**MAGNITUDE OF SEISMICITY AT THE SSC**

The Earth Impacts Effects Program of Marcus, Melosh and Collins (2010) is used to calculate the seismic effects of the Chicxulub impact. The bolide is assumed to have been 10 km in diameter, impacting the Earth at 20 km./second at an angle of 45°. This would have produced a 9.9 Richter magnitude earthquake in the study area 600 km. south of ground zero. Such an event is deemed sufficient by the author to have triggered the slide of the massif, which at

that time was being uplifted along the margin of an actively subsiding foredeep. Lubrication at the base of the slide from sudden overpressure in water saturated sediments below the basal fault would have facilitated gliding of the slide mass.



**Figure 6.** Cross section along the line shown in Figure 3. Arrows in the ophiolite slab show the direction of displacement of the gravity slide. Post-emplacement strike slip faults are also shown. π = Ophiolite slab, KT<sub>s</sub> = Sepur Fm. flysch, Ksd = Cretaceous carbonates. No vertical exaggeration.



**Figure 7.** Key developmental stages of the Sierra de Santa Cruz allochthon. π = Ophiolite slab, KT<sub>s</sub> = Sepur Formation flysch, Ksd = Cretaceous carbonates.

**EVENT CHRONOLOGY**

The sequence of key events in the history of the Santa Cruz allochthon is depicted in Figure 7. Initial obduction of the ophiolite occurred in Campanian time, contemporaneous with development of the foredeep north of the suture zone. Erosion of the exposed allochthon continued into the Maastrichtian. The bolide impact at the end of the Maastrichtian caused the allochthon to slide into the flysch basin. Continued flysch deposition during the Danian may have covered the allochthon as the foredeep

extended northward, while subsequent Eocene through Neogene uplift and folding exhumed the allochthon and shaped its present configuration.

**ACKNOWLEDGMENTS**

Mapping and laboratory work for this study from 1977 to 1979 was done for a Ph.D. dissertation under the guidance of Professor T.W. (Nick) Donnelly, with generous support from the State University of New York at Binghamton (now Binghamton University). Peter Marsh, Chief Geologist and Manager of the Oxec copper mine arranged for logistical support and provided invaluable encouragement and advice during the fieldwork.

**REFERENCES CITED**

Beutner, E.C. and Gerbi, G.P., 2004, Catastrophic emplacement of the Heart Mountain block slide, Wyoming and Montana, USA: GSA Bull. v. 117, no. 5-6, p. 724-735.

Bonis, S., Bohnenberger, O.H. and Dengo, G. compilers, 1970, Instituto Geográfico Nacional Mapa Geológica de la República de Guatemala, scale 1:500,000, 4 sheets.

Bonis, S., 1967, Geological Reconnaissance of the Alta Verapaz fold belt, Guatemala: Ph.D. thesis, Louisiana State Univ., Baton Rouge, 146 pp.

Bryn, P., Berg, K., Forsberg, C.F., Solheim, A. and Kvalstad, T.J., 2005, Explaining the Storrega Slide: Marine and Petroleum Geology, v. 22, p. 11-19.

Burkart, B., Deaton, B.C., Dengo, C. and Moreno, G., 1987, Tectonic wedges and offset Laramide structures along the Polochic Fault of Guatemala and Chiapas, Mexico: Reaffirmation of large Neogene displacement: Tectonics, v. 6, p. 411-422.

Grajales-Nishimura, J.M., Murillo-Muñetón, G., Rosales-Domínguez, C., Bermúdez-Santana, J.C., Velasquillo-Martínez, L.G. and García-Hernández, J., 2009, The Cretaceous-Paleogene boundary Chicxulub impact. Its effect on carbonate sedimentation on the western margin of the Yucatan Platform and nearby areas: American Association of Petroleum Geologists Memoir 90, Tulsa, Oklahoma, p. 316-336.

Hacker, D.B., Biek, R.F. and Rowley, P.D., 2014, Catastrophic emplacement of the gigantic Markagunt gravity slide, southwest Utah (USA): Implications for hazards associated with sector collapse of volcanic fields: Geology, v. 42, no. 11, p. 943-946.

Kiyokawa, S.R., Tada, T., Matsui, E., Tajika, E., Takayama, H. and Iturralde-Vinent, M.A., 1999, Extraordinary thick K/T boundary sequence, Cacarajicara Formation, western Cuba: Lunar and Planetary Science XXX, Abstract #1577, Lunar and Planetary Institute, Houston, Texas.

Marcus, R., Melosh, H.J. and Collins, G., 2010. Earth Impacts Effects Program, <http://www.impact.ese.ic.ac.uk/> ImpactEffects, Imperial College, London.

Muller, P.D., 1980, Geology of the Los Amates Quadrangle and vicinity, Guatemala, Central America: Ph.D. thesis, State University of New York at Binghamton (Binghamton University), 326 pp.

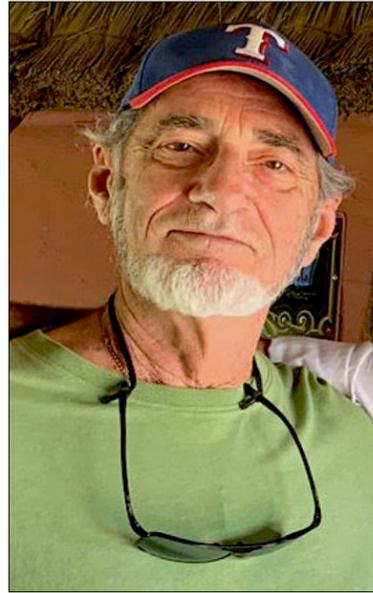
Paull, C.K., Caress, D.W., Gwiazda, R., Urrutia-Fucugauchi, J., Rebolledo-Vieyra, M., Lundsten, E., Anderson, K. and Sumner, E.J., 2014, Cretaceous-Paleogene boundary exposed: Campeche Escarpment, Gulf of Mexico: *Marine Geology*, v. 357, p. 392-400

Pindell, J. and Kennen, L., 2009, Tectonic Evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and Northern South America in the Mantle Frame: An Update, <http://www.tectonicanalysis.com>

Rosenfeld, J.H., 1981. Geology of the western Sierra de Santa Cruz, Guatemala, Central America: An ophiolite sequence, Ph.D. thesis, State University of New York at Binghamton (Binghamton University), 313 p.

Rosenfeld, J.H., 1993, Sedimentary rocks of the Santa Cruz ophiolite, Guatemala – A Proto-Caribbean history: *in Proceedings, 13<sup>th</sup> Annual GCSSEPM Foundation Research Conference*, p. 173-180.

Wilson, H.H., 1974, Cretaceous sedimentation and orogeny in Nuclear Central America: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 58, p. 1348-1396



**Dr. Joshua H. Rosenfeld**  
*Independent Geologist, 7302 Ravenswood Rd.,  
Granbury, Texas 76049*

**Josh Rosenfeld** received his B.S. in Geology in 1960 from the City College of New York. He served from 1963 to 1966 in the US Army on active duty in Guatemala. Upon discharge from military service he returned to Guatemala as both a mining and petroleum geologist, becoming the Chief Geologist of the government's mining department. 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.

<https://www.researchgate.net/profile/Joshua-Rosenfeld>

## Cuento: La Estación

**Autor: Wilmer Pérez Gil**

Anék y Kay se conocieron en plena contratación del personal de la compañía minera. La misma que operaba la estación geoespacial "Hefestia", el megaproyecto a cargo de los trabajos de explotación de los nuevos yacimientos de vitrium, un elemento con propiedades excepcionales y múltiples aplicaciones industriales.

Ella, ingeniera geoquímica y él, geólogo de campo, lograron firmar su contrato de trabajo a tiempo para los próximos cinco años en el prometedor Campo Minero de Avernus, el mayor en superficie existente en la rocosa luna de Itrion, uno de los tres satélites naturales del sistema estelar de NOVA-1, la supertierra más cercana, un mundo habitable cuya colonización se remonta unos quinientos años atrás, cuando arribaron las primeras misiones exploratorias. Distante unos 165.2 millones de km de su sol, este planeta requiere un período de traslación de 401.4 días terrestres para completar su ciclo alrededor de la estrella, en tanto, su eje de rotación tarda 39 horas, 47 minutos y 9 segundos.

La búsqueda de recursos energéticos en NOVA-1 había constituido una prioridad para las compañías geomineras estelares en los últimos cien años, sobre todo en el campo de las tierras raras, lantánidos para ser más precisos, y no era para menos. Con el descubrimiento del vitrium, las investigaciones en el plano de la geoquímica y la mineralogía avanzaron vertiginosamente, sumado ello a la recuperación de la crisis económica que atravesó el planeta durante la última década.

Lógicamente, estos elementos vislumbraron un despunte en el desarrollo de la industria de materiales geoestratégicos. Fue entonces que todas las miradas se centraron en el referido mineral, cuyas propiedades "milagrosas" parecían tener todas las respuestas. Tanto es así que las más reconocidas firmas de alta tecnología, especializadas en ramas como la robótica y la electroquímica, demandaban cada vez más el recurso, aún así, el vitrium, una vez hallado, pasaba por un complejo proceso de beneficio en las plantas y refinerías instaladas en las otras dos lunas: Samaria y Eren. Los costos del vitrium eran estratosféricos debido a que todavía resultaba bien complicado encontrarlo, sobre todo, al separar el mineral de la roca estéril. No obstante, los últimos disolventes orgánicos eran cada vez más efectivos y esto, lógicamente significaba un gran paso de avance.

Esa mañana, Kay caminó por el corredor en dirección al puesto de mando. Se le había notificado presentarse a las 07:30 horas para ultimar detalles de su contenido de trabajo, siendo precisamente él, el jefe de una de las brigadas de exploración y reconocimiento. Sin embargo, su avispa curiosidad le hizo detenerse frente a la puerta entreabierta del Departamento de Geoquímica, donde ni corto ni perezoso se tomó la libertad de entrar. Allí logró reconocer a alguien que no creyó ver más desde aquel encuentro en la sección de Recursos Humanos, un mes atrás. Sentada tras un gran escritorio, se hallaba una atractiva y distinguida joven con cierto porte académico, no sería casual que se tratase de la misma joven en la que

el geólogo había estado pensando una y otra vez, y que no lograba ni quería sacar de su mente desde que intercambiaron miradas en dicha ocasión. Era Anék.

Kay se adelantó gentilmente y le preguntó si podía ayudarlo a encontrar al director en jefe del proyecto, pues tenía una entrevista con el mismo, pero desafortunadamente no sabía de quién se trataba, simplemente un tal Dr. A, y además, entre tantas oficinas dispuestas en aquel corredor, había terminado por extraviarse. La joven con excelsa cortesía le invitó a sentarse y le pidió que no se preocupase, pues para suerte suya, ya había dado con la persona por él requerida.

Confundido, Kay sonríe, pues confía en que todo no es más que una broma de la muchacha. Imposible que aquella joven que aún no alcanzaba a cumplir los 30, fuera la jefa del proyecto, lógicamente él esperaba encontrar a un vetusto ingeniero entrado en años, calvo y con espejuelos, en el que la experiencia fuera notoria. En su visión algo "tradicional" eso era lo esperado, después de todo qué podría saber aquella chica pues...del negocio de las tierras raras y aún menos del vitrium?. Lógicamente la compañía sería más que cuidadosa en contratar a un especialista de larga y probada trayectoria, para que condujera las riendas de la estación "Hefestia" y garantizara el éxito del Proyecto del Avernus. Algo no parecía encajar en la confusa cabeza del geólogo. Sus dudas se disiparon cuando la elocuente y muy profesional ingeniera le refirió que en efecto ella era la Manager Designer. Y es que Anék no era para nada ni simple ni cualquier chica.

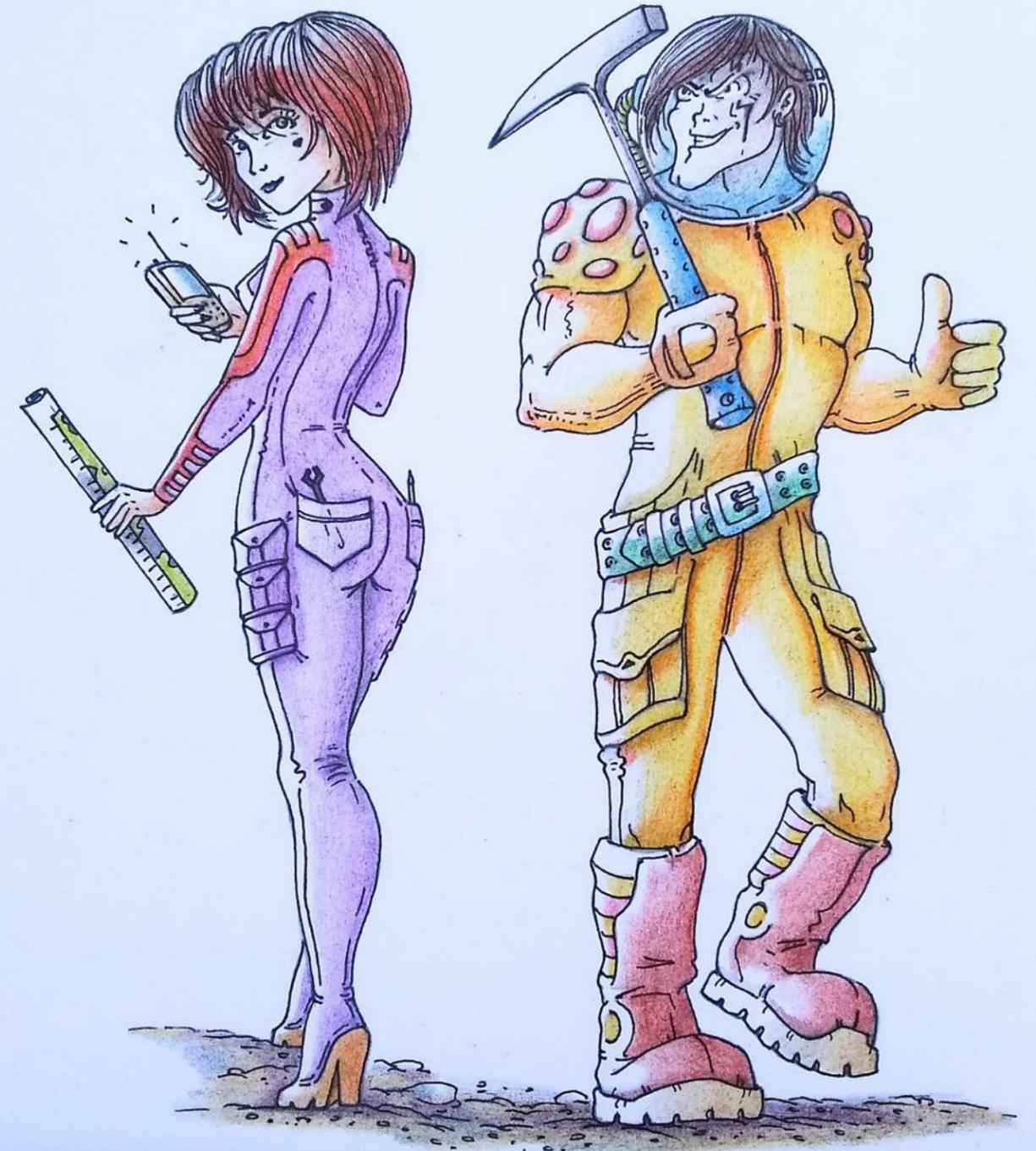
Pese a su juventud, se había graduado con honores en la prestigiosa Academia de Ciencias Geoespaciales de NOVA-1, y en tan solo dos años y con solo 25 años había obtenido su doctorado en métodos geoquímicos avanzados para la detección de elementos trazas, especializándose justamente en la geoquímica y propiedades de los minerales estratégicos. Anék poseía un currículum impresionante. Tanto es así que una vez egresada se le recomendó para trabajar de supervisora en el Campo Polimetálico de Eren, la más alejada de las lunas del sistema de NOVA-1.

Allí permaneció unos tres años donde realizó un excelente trabajo. Tras concluir su estancia en la apartada luna, el buró ejecutivo de la compañía la contrató como directora jefa del Avernus en Itrion, para la búsqueda, localización y extracción del vitrium.

Por su parte, Kay era egresado del Colegio Internacional de Ciencias Técnicas. Méritos, sí, por supuesto que los poseía, aunque quizás no tan renombrados ni tan acompañados de todo ese cúmulo de logros y encumbrados títulos. Eso sí, Kay era muy eficiente, y a decir de sus mentores, conocía muy bien el negocio, y ello le hizo ganarse el respeto de contratistas y representantes. Su expediente de servicio se remonta al comienzo de la crisis económica cuando inició su carrera profesional y las circunstancias imperantes le llevaron por aquí y por allá.

# "La Estación"

Minicuentos Ilustrados de Wilmer Pérez Gil



@wilmerarte

Por ese entonces estuvo casi desempleado, en puestos de medio tiempo y escasa paga. Varios de sus colegas ante el declive que sufrió el sector geólogo-minero, buscaron refugio en oficios más remunerados o simplemente terminaron por conformarse con un empleo que no lo era tanto. A decir verdad, no había mucho para escoger.

La necesidad le llevó por rumbos insospechados, tal vez los que jamás habría imaginado que tomaría, pero indudablemente ello le convirtió en un hombre de mucho mundo en sus plenos treinta y tantos. Durante los duros años de la crisis, trabajó en Cromos, un planeta del sistema NEMEA, distante unos 6.5 años-luz de NOVA-1, donde proliferaba un lucrativo negocio de traficantes chatarreros. Esta corrupta colonia ofrecía una "oportunidad" casi exclusiva, en medio de la difícil situación, tal vez no la más decorosa y mucho menos la que hubiera preferido Kay, aun así, ocultó su orgullo en medio de la penuria y aceptó el trabajo como operario. Según la política establecida por el cártel que regía dicho lugar, una vez que cumplas tu contrato de trabajo, hubieras prosperado o no, eras libre de irte.

En realidad, Cromos fue el peor sitio al que nunca debió ir. Una vez cerrado este capítulo, Kay se tomó las vacaciones que jamás tuvo, quería dejar atrás de alguna manera el peor momento de su carrera y también de su vida. Por fortuna, la situación económica experimentaba una creciente mejoría y las amargas experiencias vividas en el planeta le permitieron disponer de unos pocos ahorros. Meses después se presentó la gran oportunidad del Avernus y se necesitaba personal con experiencia, era el momento para recuperar su carrera y por consiguiente, darse un nuevo comienzo.

Anék y Kay tenían aspiraciones en juego. Ella, procuraba mantener el prestigio ante el equipo de trabajo, sin caer en frivolidades y altanerías excesivas. Es de entender que, cuando ocupas tan alto cargo, y diriges un proyecto de tal calibre, intentas todo por estar a la altura. Además, el equilibrio es fundamental si vas a comandar a 300 personas, de ellas solo 70 mujeres, debes tener instalado en tu ship neuronal un férreo carácter y un minucioso control de tus emociones y disposiciones para tomar la decisión correcta. Por eso, Anék, sin ser una insensible de nariz respingada y áspero trato, debía cumplir sus obligaciones, como así lo estipulaba su contrato, con disciplina y acierto, en bien de la compañía. En cambio, Kay, tenía a su cargo la sexta brigada de supervisión y laboreo minero. Debido a su carisma jovial, había entablado una relación estrecha y respetuosa con los 19 hombres y 5 mujeres que estaban bajo su mando, y más que todo, gustaba de estar en el terreno, donde "la verdad aflora, y te seduce" según acostumbraba a decir. A todos trataba en igualdad de condiciones y si existía algún inconveniente o queja por parte de sus trabajadores, procuraba entender el asunto para solucionarlo y que todo quedara entre ellos, salvo de que el problema rebasara los límites y no quedara más remedio que elevarlo a los mandos superiores.

La compañía había permitido la existencia del sindicato, siempre y cuando todos entendieran quién mandaba y cuáles eran las reglas del juego. Si no cumplías, no recibías nada, y si se repetía dicha falta, podías hacer tus maletas, embarcarte en el próximo carguero comercial y decir adiós a Itrion para siempre.

En cierta ocasión, una trabajadora de Kay se lesionó con la perforadora y casi le cuesta la vida. Inmediatamente planteó el caso al jefe técnico de turno, pero este le restó importancia alegando que eran "males colaterales", gajes del oficio y punto. Ante semejante falta de humanidad e indiferencia, el pujante geólogo decidió ver a Anék para que intercediera. La joven directora viendo la justa causa de Kay, resolvió firmar una licencia con un porcentaje de pago incluido para la muchacha accidentada, mientras ésta se recuperaba en la enfermería. Sin embargo, advirtió al geólogo que sus trabajadores debían tener más cuidado, su bondad llegado el momento no sería bien vista por la cúpula de la compañía y ello podía poner en riesgo su puesto. Kay entendió y agradeció a Anék su gesto con suma humildad, besándole la mano antes de retirarse. Anék, se sintió halagada y sonrojada, nadie la había tratado de esa manera, bien diferente, más aún cuando solo te valoran por tus méritos o eres requerida por tu talento para sacar algún provecho, pero no el tuyo. Por primera vez, alguien le demostraba que tan importante era, y no porque ocupes un puesto con plenos poderes, sino por algo que a veces olvidamos, si se comprende el mensaje.

Solo había una cosa que anelaba Kay, incluso más que estar sobre el terreno en plena faena: soñaba con volver a ver el hermoso rostro de la ingeniera. Cada 21 días él como jefe de operaciones debía presentar ante ella un informe y balance sobre el avance de los trabajos. El escurridizo vitrium parecía estar más profundo en las entrañas de Itrion. Por eso se decidió acelerar el ritmo de las grandes perforadoras, acortar los descansos y aplazar los pagos.

Indudablemente, el costo era obvio y las pérdidas comenzaron a preocupar a los dueños del consorcio que exigían a Anék una solución en el menor plazo posible. Una tarde, Kay se encontraba con su equipo en una de las galerías subterráneas de Avernus y mientras caminaba examinando una de las paredes de la mina, detectó algo que le llamó enormemente la atención. Un pequeño fragmento de cierto y raro mineral afloraba desde el escarpe. El geólogo se aproximó y enfocó su lámpara para ver más de cerca. El color y la textura eran inconfundibles. Tomó entonces su martillo y lo extrajo con algo de esfuerzo. No dijo nada a nadie de su hallazgo. Sabía que era y lo que significaba. Aun así, lo cubrió con un paño y lo guardó en uno de los bolsillos de su overol. Una vez en el tráiler, se aseguró que nadie miraba, sacó el fragmento, lo frotó hasta resaltar su llamativo lustre y lo ocultó en su casillero. Faltaban solo 7 días para su encuentro de trabajo con Anék y ello era una razón más que suficiente para desear que el tiempo pasara de prisa.

Los días parecían semanas y los integrantes del equipo notaron en Kay un raro comportamiento. Se encontraba distraído, no era él, y aunque le preguntaban si algo le sucedía, él respondía con evasivas.

Sucedió entonces. El mismo recorrido por el mismo corredor de siempre. Una vez se presentó en el despacho de la joven directora, ella, bella como de costumbre, se encontraba en compañía de otros jefes de operaciones. Por tanto, Kay debía esperar su turno. Eso no importaba. El solo hecho de ver a Anék era todo el estímulo que necesitaba para esperar el tiempo que fuera. Hora y media después, cuando finalmente ya no quedaba nadie más en el despacho, excepto ellos dos, el geólogo aguardó hasta que la muchacha terminara de revisar en su ordenador el último de los informes presentados. Anék le pidió que fuera paciente que la verificación solo le tomaría algunos minutos. Se le notaba cansada, extenuada de todas éstas arduas jornadas y también de la molestia que para ella representaba tener que aguantar una y otra vez las exigencias de los burócratas de la compañía en pos de una solución inmediata. -¡Ni que fuera maga! -se quejaba en silencio-. Eran un verdadero dolor de c... cabeza. Mientras esto sucedía, la joven no se percató que Kay la observaba fijamente. Entonces, el geólogo introdujo la mano derecha en el bolsillo de su overol y sacó la misma con el puño cerrado.

Sin esperar, puso la misma sobre la mesa sin emitir una palabra. La joven extrañada por aquella misteriosa reacción del geólogo, terminó por encogerse de hombros sin entender que significaba. En ese momento, el joven abrió lentamente su mano mostrándole el contenido. Segundos después, algo se dibujó en el iluminado y algo estresado rostro de Anék. Su semblante lo decía todo. Ella, emocionada, levantó su mirada y le regaló una linda sonrisa a Kay.



M.Sc. **Wilmer Pérez Gil** (Pinar del Río, Cuba, 1983) es Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad de Pinar del Río "Hermandad de Montes de Oca" en 2010. A partir de 2012 ejerce como docente en el Dpto. de Geología, perteneciente a la Facultad de Ciencias Técnicas de la referida casa de altos estudios. Imparte asignaturas en pregrado como Geología General, Fotografía y Dibujo Geológico Básico, Rocas y Minerales Industriales, entre otras disciplinas. Desde 2011 se desempeña como responsable de Eventos y Asuntos Editoriales de la Sociedad Cubana de Geología, en la filial de la provincia de Pinar del Río. A inicios de 2021 crea el proyecto "Geocaricaturas", grupo público de Facebook para la promoción del conocimiento de las ciencias de la Tierra, con una perspectiva educativa a través del humor inteligente. Buena parte de las caricaturas de temática geológica que conforman esta iniciativa gráfica se han publicado en secciones de geohumor de revistas como Ciencias de la Tierra (Chile), y Tierra y Tecnología (España). Desde finales del propio 2021 es miembro del LAIGEO o Capítulo Latinoamericano de Educación de las Geociencias (IGEO, por sus siglas en inglés), donde se presenta como responsable del Proyecto "GeoArte en América Latina y el Caribe". Posee varios geopoemas y geocuentos dedicados a la geología, algunos publicados y otros aún inéditos, donde fusiona literatura, ciencia e imaginación. [wilmerperezgil5@gmail.com](mailto:wilmerperezgil5@gmail.com)



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