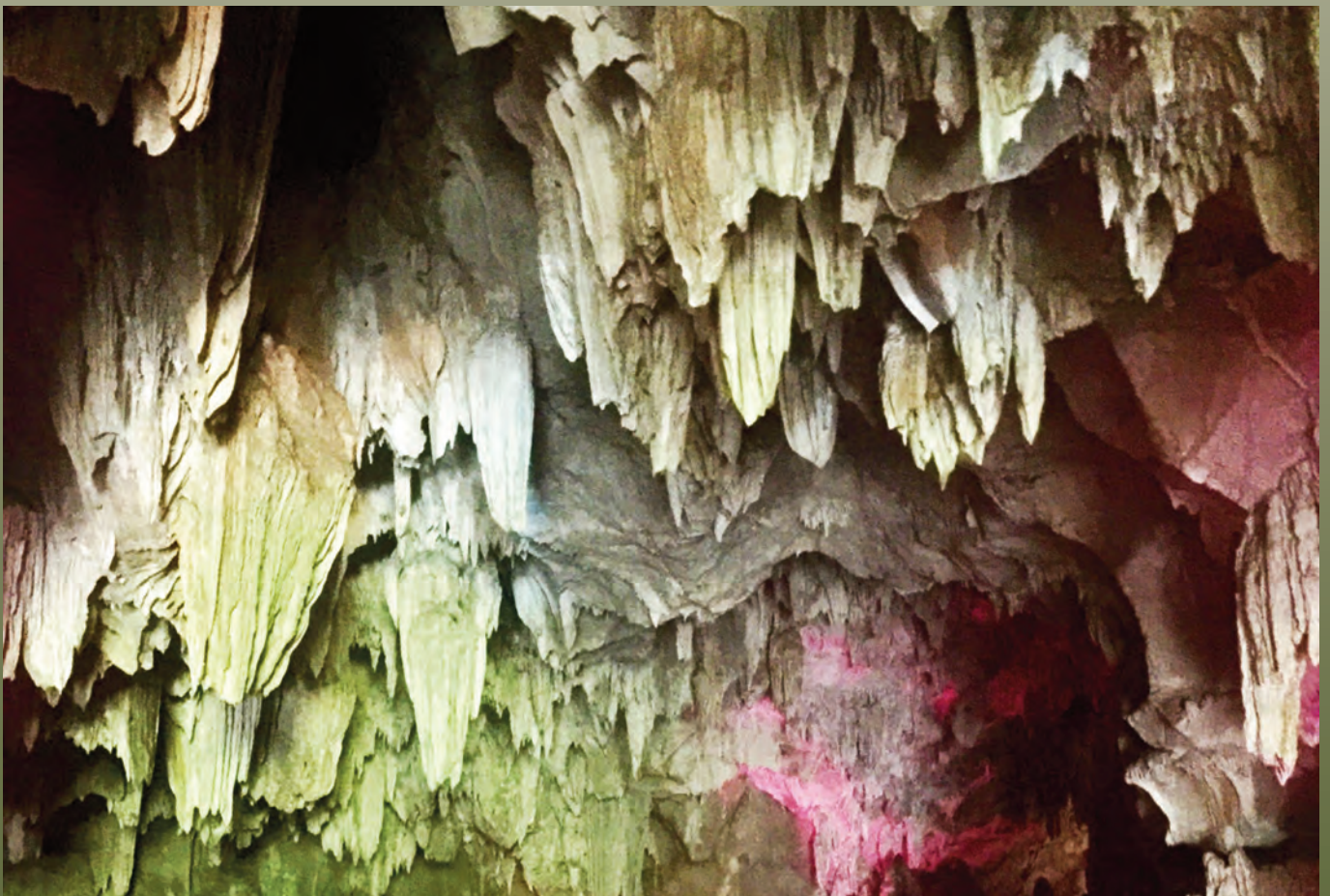


# Geociencias

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

volumen 1, número 2, diciembre 2018

<http://www.olmeca.edu.mx/geociencias>



---

## Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

Las Grutas de Coconá están localizada en el cerro del mismo nombre, a los 17° 33' 50.4" latitud norte y a los 92° 55' 42.1" longitud oeste, a dos km de la ciudad de Teapa, y a 56 km de la ciudad de Villahermosa, capital del estado de Tabasco, México; fueron descubiertas por Rómulo Calzada Casanova y su hermano Laureano en 1876; tiempo después, el 20 de julio de 1892, el naturalista y botánico tabasqueño José Narciso Roviroso Andrade, encabezó una expedición acompañado Rómulo Calzada y de alumnos del Instituto Juárez, en esta excursión determinaron que la longitud de la gruta es de 492 m. Fotografía de: Julio César Javier Quero.

*The Caves of Cocona are located on the hill of the same name, at 17° 33' 50.4" north latitude and at 92° 55' 42.1" west longitude, two km from the city of Teapa, and Fifty-six km from the city of Villahermosa, capital of the state of Tabasco, Mexico; were discovered by Rómulo Calzada Casanova and his brother Laureano in 1876; time after, on July 20, 1892, the naturalist and botanist from Tabasco José Narciso Roviroso Andrade, led an expedition accompanied by Rómulo Calzada and students of the Juarez Institute, on this trip they determined that the length of the cave is 492 m. Photography by: Julio César Javier Quero.*

*As Grutas de Coconá estão localizadas na colina de mesmo nome, a 17° 33' 50.4" de latitude norte e a 92° 55' 42.1" de longitude oeste, a dois quilômetros da cidade de Teapa e a 56 km da cidade de Villahermosa, capital do estado de Tabasco, México; eles foram descobertos por Rómulo Calzada Casanova e seu irmão Laureano em 1876; Mais tarde, em 20 de julho de 1892, o naturalista e botânico José Narciso Roviroso Andrade, liderou uma expedição acompanhada por Rómulo Calzada e estudantes do Instituto Juarez, nesta viagem determinou que o comprimento da caverna é de 492 m. Fotografia de: Julio César Javier Quero.*

---

## Comisión Técnica

### Editores

Julio César Javier Quero

Francisco José Rivero Cruz

### Revisores

Héctor de Paz

---

Esta publicación es el órgano de divulgación científica de la Universidad Olmeca, en ella se editarán artículos originales relacionados con las Ciencias de la Tierra y sus disciplinas, que hagan énfasis en trabajos desarrollados en Iberoamérica. La revista *Geociencias* aceptará solamente aquellos artículos que se apeguen a las normas editoriales, publicadas en <http://www.olmeca.edu.mx/>.

**Las contribuciones tienen que estar redactadas en español.**

This publication is the organ of scientific disclosure of the Olmeca University, in it, original articles related to the Earth Sciences and disciplines that make emphasis on works developed in Latin America will be edited.

The magazine *Geociencias* will accept only those articles that are stick to the publishing standards, published in <http://www.olmeca.edu.mx/>.

**The contributions must be written in Spanish.**

Esta publicação é a publicação científica da Universidade Olmeca em seus trabalhos originais relacionados às Ciências da Terra e disciplinas será editada, que enfatizam o trabalho desenvolvido na América Latina. A revista *Geoscience* aceitará apenas os itens que são aderir às diretrizes editoriais, publicado em <http://www.olmeca.edu.mx/>.

**As contribuições devem ser escritos em espanhol.**

---

*Geociencias. Órgano de difusión científica de la UO*, volumen 1, número 2, diciembre 2018, Publicación bianual, editada por la Universidad Olmeca, A. C., Carretera Villahermosa - Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, Tabasco, México, a través del Dirección de Cultura y Recreación. Teléfono: + 52 (993) 187 9700. Ext. 101 y 240, correos electrónicos: [revistageociencias@gmail.com](mailto:revistageociencias@gmail.com) y [revista.uo@gmail.com](mailto:revista.uo@gmail.com)

Reserva del Derecho al Uso Exclusivo, en trámite. ISSN: en trámite. Certificado de Licitud de

Título, en trámite y Certificado de Licitud de Contenido, en trámite, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación.

Impresa por MA impresores, S.A. de C. V., Av. Hierro Núm. 3, Cd. Industrial, C. P. 86010, Villahermosa, Tabasco, México.

Este número se terminó de imprimir el 30 de noviembre de 2018, con un tiraje de 1 000 ejemplares.

**Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura de la Universidad Olmeca.**

D. R. © 2018. Universidad Olmeca, A. C., Carretera Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, Tabasco, México.

**Queda estrictamente prohibida la reproducción total o parcial de los contenidos e imágenes de la publicación sin previa autorización de la Universidad Olmeca, A.C.**

---

# Geociencias

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



UNIVERSIDAD OLMECA  
*Raíz de sabiduría*

<http://www.olmeca.edu.mx/>

## EDITORES EN JEFES

### **Francisco García Hernández**

Doctor en Ciencias por la Colorado School of Mines

### **Heberto Ramos Rodríguez**

Maestro en Ingeniería Petrolera por la UNAM  
Maestro en Administración de Empresas por la UO

Tel +52 (993) 187 9700 ext. 101. Villahermosa, Tabasco, México  
correo electrónico: revista.uo@gmail.com

## CONSEJO EDITORIAL

### **Emilio Alberto De Ygartua y Monteverde**

Doctor en Ingeniería Constitucional Electoral por la Universidad Carlos III de Madrid, España y doctor en Gobierno y Administración Pública en el Instituto de Administración Pública del Estado de Tabasco.  
Rector Universidad Olmeca, A. C.

### **Beatriz Zumalacárregui de Cárdenas**

Doctora en Química  
Universidad Tecnológica de La Habana (CUJAE) de Cuba

### **Luzbel Napoleón Solórzano**

Maestro en ingeniería petrolera por la UNAM  
Investigador y experto en Petróleo

### **Marco Antonio Maldonado Sánchez**

Maestro en Ingeniería Petrolera por la UNAM  
Catedrático de la Universidad Olmeca

### **Nelson Esteban Salinas Rojas**

Ingeniero Geólogo, con especialidad en petróleo, por la Universidad de Oriente, en Venezuela

### **Oswaldo Federico Donoso**

Ingeniero en Minas por la Universidad de Santiago de Chile  
Investigador y experto en Petróleo

### **Evelio Linares Cala**

Doctor en Ciencias Geológicas  
Universidad Tecnológica de La Habana (CUJAE) de Cuba  
Vicepresidente Primero de la Sociedad Cubana de Geología periodo 2016-2020

### **Francisco García Hernández**

Doctor en Ciencias por la Colorado School of Mines  
Investigador y experto en Petróleo

### **Gabriel Enrique Baquedano Moreno**

Maestro en Ciencias en Enseñanzas de las Ciencias por el Centro Interdisciplinario de Investigación y Docencia en Educación  
Catedrático de la Universidad Olmeca

### **Edgar Ángeles Cordero**

Maestro en Enseñanza de las Matemáticas por el Instituto Universitario Puebla, campus Villahermosa  
Director Académico de Ciencias de la Tierra de la Universidad Olmeca

# Geociencias

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



UNIVERSIDAD OLMECA  
*Raíz de sabiduría*

<http://www.olmeca.edu.mx/>

## COMITÉ DE ARBITRAJE

**Oswaldo Rodríguez Morán**  
Presidente del Comité de Arbitraje

### **Manuel Enrique Pardo Echarte**

Doctor en Ciencias Geólogo - Mineralógicas por el Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría. La Habana, Cuba  
Investigador del Centro de Investigaciones del Petróleo de Cuba

### **Claudio Bartolini**

Geólogo por la Universidad de Sonora, México; master en Geología/Ciencias de la Tierra por la University of Arizona y Ph.D. en Geología/Ciencias de la Tierra por la University of Texas at El Paso.

### **Jorge Luis Torres Zafra**

Ingeniero Geólogo por el Instituto Superior Minero – Metalúrgico, Guantánamo; Cuba y master en Ciencias Geológicas por la Universidad Hermanos Sainz Montes De Oca, de Pinar del Río, Cuba

### **Rodolfo Torres Suárez**

Ingeniero de Petróleo por Universidad Nacional de Ingeniería de Lima, Perú; especialista en Energías Geotérmicas por University of Auckland de Nueva Zelanda y máster en Ingeniería y Gestión de las Energías Renovables por la Universitat de Barcelona, España.

### **Manuel Mérida Llanes**

Geólogo en Prospección de Yacimientos Petrolíferos y Gasíferos; master en Ciencias Geológicas, ambos por la Gubkin Universidad Estatal Rusa de Petróleo y Gas, Moscú, Rusia  
Geólogo principal para la compañía consultora Syneria Energy, USA.

### **Mounir Mahmoudi**

Doctor en Sedimentología por la Université Paris Sud, Francia  
Global Consulting, Schlumberger

### **Reinaldo Rojas Consuegra**

Master of Science por la Universidad de Azerbaijón, República de Azerbaijón (URSS, máster en Geología por la Universidad de Pinar del Río, Cuba y doctor en Ciencias Geológicas por el Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. Cuba.

### **Oswaldo Rodríguez Morán**

Doctor en Ciencias Técnicas por el Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría. La Habana, Cuba  
Investigador del Centro de Investigaciones del Petróleo de Cuba

---

# Sumario

Presentación	<i>Emilio Alberto De Ygartua y Monteverde</i>	76
Resultados de los métodos de exploración no sísmica en la región central de la provincia de Matanzas, Cuba.	<i>Manuel Enrique Pardo Echarte</i>	77
Métodos satelitales aplicados a la exploración petrolera en la Ciénaga de Majaguillar, Cuba.	<i>Lourdes Jiménez de la Fuente, Manuel E. Pardo Echarte y Ramón Cruz Toledoastro.</i>	87
Importancia de la temperatura en la Ingeniería de Diseño de Pozos <i>Offshore</i>	<i>Heberto Ramos Rodríguez y David M. Hernández Morales</i>	98
Colapso de tuberías, aspecto a considerar en la Ingeniería de Diseño de Pozos	<i>Heberto Ramos Rodríguez y David M. Hernández Morales</i>	110
Fenómeno de corrosión en los aceros utilizados para la fabricación de tuberías de revestimiento y producción	<i>Heberto Ramos Rodríguez y David M. Hernández Morales</i>	123
Algunas recomendaciones para la búsqueda de minerales útiles metálicos y no metálicos en el Trópico Húmedo y en vías de desarrollo	<i>Carbeny Capote Marrero y María Santa Cruz Pacheco Sarlabous</i>	131





# Presentación



**M**e congratulo en presentarles el segundo número de la revista *Geociencias*, órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca, la cual ha sido acogida con gran éxito por científicos, investigadores y estudiantes de geociencias en Tabasco, México e Iberoamérica. Aprovecho la oportunidad para agradecer por este medio a quienes colaboraron en el primer número; estoy seguro que esta nueva edición será también de su agrado.

*Geociencias* nació con la finalidad de ser un medio de expresión y de divulgación de temas relacionados con las geociencias y disciplinas afines, por lo cual en estos dos números se han publicado artículos que seguramente aportarán nuevas ideas que darán como fruto investigaciones o reflexiones inéditas.

Por este conducto agradezco a los autores que colaboran en el presente número y a nuestros lectores que han recibido *Geociencias* y la han hecho parte de su biblioteca.

No quiero dejar pasar la oportunidad para informarles que desde octubre de 2018 funjo como rector de la Universidad Olmeca, lo cual es para mí un gran honor, pues los lazos que me unen a ella se remontan a su creación en 1990.

Inicio mi función con gran entusiasmo y con el compromiso de llevar la institución a ser reconocida nacional e internacionalmente por sus logros y contribuir con la formación de grandes hombres y mujeres que trabajen por hacer un mejor México y un mejor mundo.

Deseo a todos un exitoso año 2019, les invito a continuar leyéndonos y a escribir si tienen aportaciones para enriquecernos y en conjunto podamos seguir brindándoles a nuestros lectores ediciones nuevas y de mayor calidad en cada ocasión.

Emilio Alberto De Ygartua Monteverde  
Rector

# Resultados de los Métodos de Exploración no Sísmica en la región central de la provincia de Matanzas, Cuba.

Manuel Enrique Pardo Echarte<sup>1</sup>

<sup>x1</sup> *Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C. P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: pardo@ceinpet.cupet.cu*

## RESUMEN

En diversas situaciones, cuando la adquisición sísmica es difícil y muy costosa y/o, la calidad de la información es pobre debido a la complejidad geológica, los métodos de exploración no-sísmicos aportan información sobre la presencia de zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros, testigos de posibles ocurrencias en la profundidad. Los beneficios en el uso de los métodos no-sísmicos de exploración, integrados con los datos geológicos y de los métodos convencionales, se traducen en una mejor evaluación de los prospectos y del riesgo de exploración; tal es el propósito de la presente investigación. Se ofrece una versión de la cartografía de sectores de interés gasopetrolífero, vinculados al petróleo convencional de la Unidad Tectono-Estratigráfica Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas indicadoras. Este complejo considera los mínimos de la relación K/Th y los máximos locales de U (RA) en su periferia, relacionados con presumibles zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros. Para ello se procesó la aerogammaespectrometría a escala 1:100 000 del territorio. Los resultados de esta cartografía consideran cuatro áreas de interés principales, de este a oeste: Seboruco Sur, Alturas Relativas de Aptychus, Cantel y Continuación SE de Cantel. Los mismos constituyen un complemento de información no-sísmica imprescindible para la planificación y futura interpretación de la campaña sísmica que se acometerá, próximamente, en el territorio. Además, se presentan los resultados de la cartografía geólogo-estructural de la región de estudio, en base a los datos gravi-magnéticos y morfométricos. A tal

fin, se procesó el campo gravimétrico a escala 1:250 000, el aeromagnético a escala 1:50 000, y el Modelo de Elevación Digital 90 x 90 m. Como resultado de la cartografía geólogo-estructural se establece una amplia distribución del Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) en la región de estudio. Las principales depresiones estructurales se expresan en forma de franjas de dirección NO-SE y sublatitudinal, de campos no anómalos o mínimos, en el centro-sur del área investigada.

**Palabras clave:** Gravimetría; aeromagnetometría; aerogammaespectrometría; cartografía geólogo-estructural; cartografía prospectiva aerogammaespectrométrica.

**ABSTRACT** In various situations, when seismic acquisition is difficult and extremely expensive and / or, the quality of information is poor due to geological complexity, non-seismic exploration methods provide information on the presence of vertical zones of active light hydrocarbon microseepage, witnesses of possible occurrences in the depth. The benefits in the use of non-seismic exploration methods, integrated with geological data and conventional methods, result in a better evaluation of prospects and exploration risk; such is the purpose of the present investigation. A version of the cartography of sectors of gaso-petroleum interest, linked to the conventional oil of the Placetas Tectono-Stratigraphic Unit, is offered, based on the presence of a complex of indicator airborne gamma spectrometric anomalies. This complex considers the minimums of the K / Th ratio and the local maximums of U (RA) in its periphery, related to presumable vertical

zones of active light hydrocarbons microseepage. To do this, airborne gamma spectrometry at a 1:100 000 scale of the territory was processed. The results of this cartography consider four main areas of interest, from east to west: Seboruco Sur, Relative Heights of Aptychus, Cantel and Continuation SE of Cantel. They constitute a complement of non-seismic information essential for the planning and future interpretation of the seismic campaign that will be undertaken, soon, in the territory. In addition, the results of the geological-structural cartography of the study region are presented, based on the gravi-magnetic and morphometric data. For this purpose, the gravimetric field at scale 1:250 000, the aeromagnetic at scale 1:50 000, and the Digital Elevation Model 90 x 90 m were processed. As a result of the geological-structural cartography a wide distribution of the Zaza Terrain (volcanic + ophiolites) is established in the study region. The main structural depressions are expressed in the form of NW-SE and sublatitudinal direction bands, of non-anomalous or minimum fields, in the south-central area of the investigated area.

**Keywords:** Gravimetry; aeromagnetics; airborne gamma spectrometry; geological-structural cartography; a airborne gamma spectrometric prospective cartography.

## RESUMO

Em diversas situações, quando aquisição sísmica é difícil e extremamente caro e / ou qualidade da informação é fraca, devido à complexidade geológica, os métodos de exploração não-sísmica fornecer informação sobre a presença de zonas verticais microfiltração hidrocarboneto activa, testemunhas de possíveis ocorrências na profundidade. Os benefícios no uso de métodos de exploração não sísmica, integrados com dados geológicos e métodos convencionais, resultam em uma melhor avaliação dos prospectos e risco de exploração; tal é o objetivo da presente investigação. Uma versão da cartografia dos setores de interesse do petróleo é oferecida, ligada ao óleo convencional da Unidade Tectono-Estratigráfico Placetas, a partir da presença de um complexo de anomalias indicadoras de aerogama e espectrometria. Este complexo considera os mínimos da relação de K / Th e os máximos locais de U (RA) na sua periferia, relacionado a presumidas zonas verticais de microfiltração ativa de hidrocarbonetos leves. Para isso, a espectrometria de aerogama foi processada na escala 1:100 000 do território. Os resulta-

dos deste mapeamento considerar quatro principais áreas de interesse, de leste a oeste: Seboruco Sur, Alturas Relativas de Aptychus, Cantel y Continuación SE de Cantel. Estes constituem um complemento de informação não sísmica essencial para o planeamento e futura interpretação da campanha sísmica que será realizada, em breve, no território. Além disso, são apresentados os resultados da cartografia geológico-estrutural da região de estudo, com base nos dados gravi-magnéticos e morfométricos. Para este propósito, o campo gravimétrico na escala 1:250 000, o aeromagnético na escala 1:50 000, e o Modelo Digital de Elevação 90 x 90 m foram processados.. Como resultado da cartografia geológico-estrutural, uma ampla distribuição do Terreno Zaza (vulcânicos + ofiolitos) é estabelecida na região de estudo. As principais depressões estruturais são expressas na forma de bandas de direção NW-SE e subatitudinal, de campos não-anômalos ou mínimos, na área centro-sul da área investigada.

**Palavras-chave:** Gravimetria; aeromagnetometria; aerogamaspectrometria; cartografia geológico-estrutural; cartografia prospectiva aerogamaspectrométrica.

## INTRODUCCIÓN

En diversas situaciones, cuando la adquisición sísmica es difícil y muy costosa y/o, la calidad de la información es pobre debido a la complejidad geológica, los métodos de exploración no-sísmicos aportan información sobre la presencia de zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros, testigos de posibles ocurrencias en la profundidad. Los beneficios en el uso de los métodos no-sísmicos de exploración, integrados con los datos geológicos y de los métodos convencionales, se traducen en una mejor evaluación de los prospectos y del riesgo de exploración; tal es el propósito de la presente investigación.

### Ubicación geográfica y características generales

El área de estudio (**Figura 1**) pertenece a la región central de la provincia de Matanzas, comprendida entre Seboruco Sur y la Bahía de Cárdenas, dentro de los límites aproximados de las coordenadas Lambert Cuba Norte X: 439715-490415; Y: 330000-370000.

La región de estudio, comprendida entre Seboruco Sur y la Bahía de Cárdenas, pertenece a la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC). Según el Colectivo de Autores (2009), la FNPC abarca la faja costera de las provincias de La Habana y Matanzas, incluyendo el acua-





Figura 1. Imagen satelital con la ubicación de la región de estudio.

rio adyacente, con unos 5 km de ancho y 150 km de largo, donde se han descubierto la mayoría y los más grandes yacimientos del país, aunque es posible que se extienda aún más hacia el Oeste y el Este. La densidad de los petróleos encontrados fluctúa entre 11° y 14° API, lográndose, a partir de la perforación dirigida con grandes ángulos (horizontal), pozos con entradas estables del orden de hasta 4 000 barriles/día.

La geología del subsuelo en este sector es una de las mejor conocidas del país. Según la fuente antes citada, se caracteriza por varios niveles de pliegues de rampa contra falla inversa de rocas del Margen Continental Norteamericano (MCN) y su cobertura. Estos pliegues han sido con probabilidad complicados, de forma adicional por accidentes de cizalla. Las rocas deformadas abarcan un intervalo de edad que va desde el Jurásico hasta el Eoceno. Los reservorios están representados por calizas muy fracturadas y lixiviadas cubiertas por un sello de arcillas del Paleoceno al Eoceno; ellas tienen sus análogos en los afloramientos de rocas del Margen Continental Norteamericano en Cuba Central (Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetes). Los apilamientos de varios pliegues anticlinales de rampa es

uno de los principales objetivos exploratorios. Estos conforman antiformas que son cartografiables con mucha dificultad por la sísmica. La pobre imagen es el principal obstáculo para el desarrollo de los trabajos exploratorios; solo se observa como horizonte con alta definición dinámica el relacionado de modo directo con la envolvente de los pliegues escamas. De ahí, que el problema científico planteado en la investigación sea la baja efectividad geológica de la exploración, lo que supone la necesidad de integración de la información geológico-geofísica-geoquímica del territorio para elevarla, a fin de reducir sus riesgos.

Según López-Rivera *et al.* (2009), esta región, se consideraba como uno de los de mayor perspectiva exploratoria del país, no obstante, los resultados pobres en cuanto al descubrimiento de nuevos yacimientos y la magnitud de los mismos determinaron el abandono del bloque por parte de las compañías extranjeras. Según los mismos autores, el territorio investigado se caracteriza por una tectónica de mantos muy compleja que hace que el método sísmico (2D y 3D) empleado para el desciframiento de las bases estructurales a escala regional y local no fuera efectivo, dado el bajo nivel de información que

brindó, lo que se tradujo en la no confirmación o la confirmación, solo parcial, de las estructuras en las locaciones elegidas para los pozos exploratorios.

Según la fuente anterior, en este territorio se conocen mantos tectónicos caracterizados por la conjugación de rocas de la UTE Placetas, con sus correspondientes sedimentos sinorogénicos. Así mismo, las rocas de la Asociación Ofiolítica y del Arco Volcánico Cretácico (Terreno Zaza), ocupan intervalos considerables, sobrecorridos sobre diferentes niveles estratigráficos. Por último, tanto en superficie como en pozos se presentan los sedimentos de la etapa postorogénica, con grandes extensiones en el territorio. De otro lado, la mayor parte de los sedimentos del MCN, presentes tanto en superficie como en pozos, corresponden a la UTE Placetas, representados por: Grupo Veloz, la Formación Constancia del Oxfordiano-Kimmerigiano Inferior, la Formación Cifuentes del Kimmerigiano Superior-Tithoniano, la Formación Ronda del Barremiano-Valanginiano, la Formación Morena del Hauteriviano-Barremiano, la Formación Santa Teresa del Aptiano-Albiano y la Formación Carmita del Cenomaniano-Turoniano. Estas rocas, según el caso, están cubiertas por los sedimentos sinorogénicos del Campaniano-Maastrichtiano (Formación Bacunayagua y Formación Amaro) y del Paleoceno Superior-Eoceno Medio (Formación Vega Alta).

### Tarea Geológica

La tarea geológica planteada al procesamiento e interpretación geofísica-geoquímica de la región de estudio y objetivo general de la investigación, consiste en el establecimiento de sectores de interés gasopetrolífero vinculados al petróleo y el gas convencional de la UTE Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas indicadoras. Para ello se procesó la aerogammaespectrometría (AGE) a escala 1:100 000 del territorio. Como un objetivo específico, se planteó realizar la cartografía geólogo-estructural del territorio. A tal fin, se procesó el campo gravimétrico (Gb) a escala 1:250 000, el aeromagnético (DT) a escala 1:50 000, y el Modelo de Elevación Digital (MED) 90 x 90 m.

### Premisas Geológicas

Desde el punto de vista petrofísico, la tabla a continuación (**Tabla 1**) muestra los resultados de la Generalización Petrofísica de la provincia de Matanzas. Según la misma, por la alta densidad de los carbonatos jurásico-

cretácicos, las elevaciones del tope de los mismos pueden causar máximos gravimétricos locales de baja amplitud. No obstante, la pequeña escala del mapa utilizado (1:250 000), impidió la cartografía de estos máximos. Por la Susceptibilidad Magnética no existen contrastes de importancia en la referida sección, con excepción de los volcánicos y las ultrabasitas, por lo que solo se esperan anomalías vinculadas con estos objetivos, los cuales son cartografiados sin dificultad.

Desde el punto de vista de la Geoquímica Superficial, según Price (1985), Schumacher (1996), Saunders *et al.* (1999) y Pardo-Echarte y Rodríguez-Morán (2016), las Premisas Geológicas que fundamentan la aplicación de las técnicas geofísico-geoquímicas-morfométricas no convencionales de exploración son las siguientes:

- Las «Chimeneas Reductoras» son columnas de rocas mineralizadas por encima de los depósitos de hidrocarburos las cuales fueron modificadas por la migración vertical de estos y/o por alguna otra asociación de especies reducidas (iones metálicos) los cuales «se oxidan», por acción microbiana, para crear un ambiente reductor.
- Los principales productos de la oxidación microbiana de los hidrocarburos (CO<sub>2</sub>) y de la reducción microbiana del azufre (H<sub>2</sub>S), cambian de forma drástica el pH/eH del sistema.

Los cambios en pH / Eh resultan en cambios de la estabilidad mineral:

- Precipitación de diversos carbonatos.
- Descomposición de las arcillas (como consecuencia, aumentan las concentraciones de sílice y alúmina).
- Precipitación de la magnetita/maghemita, de los sulfuros de hierro (como la pirrotina y la griegita) o la coprecipitación del hierro y / o el manganeso con calcita en los cementos carbonatados sobre los depósitos de hidrocarburos.

La respuesta morfométrica, geofísica y geoquímica a los cambios de la estabilidad mineral anteriores es la siguiente:



	Edad	Litología	Densidad (t/m <sup>3</sup> )			Suscept. Magnét. (10 <sup>-3</sup> SI)				
			Cantd. Muest.	Min	Max	Prom	Cantd. Muest.	Min	Max	Prom
Jalmanitas	Pleistoc.	Calizas coralinas	48	1.70	2.44	2.12	-	-	-	-
Güines	N <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	Calizas	1094	1.96	2.98	2.45	178	0	0.04	0.02
		Dolomitas	632	2.71	2.85	2.80	-	-	-	-
Peñón	P <sub>2</sub> <sup>2</sup>	Brechas calcáreas	13	2.50	3.17	2.81	13	0.1	2.39	0.34
		Biocalcarenitas y margas	13	2.03	2.70	2.45	53	0	0.54	-
Perla	P <sub>2</sub> <sup>1</sup>	Margas	68	1.48	2.84	2.11	97	0	0.54	0.05
Vía Blanca	K <sub>2</sub> <sup>cp-m</sup>	Flysch terrígeno	499	1.96	2.92	2.38	15	0	0.56	-
Carmita	K <sub>2</sub> <sup>cm-st</sup>	Calizas y silicitas	-	-	-	2.65	-	-	-	0.05
Amaro	K <sub>2</sub>	Brechas conglomerado calcáreo	32	2.44	2.70	2.58	32	0	0.34	0.16
Santa Teresa	K <sub>1</sub> <sup>1</sup> - K <sub>2</sub> <sup>1</sup>	Silicitas y arcillas	17	1.85	2.63	2.32	5	0	5.29	-
Chirino	K <sub>1-2</sub>	Efusivos	-	-	-	2.57	-	-	-	8.71
		Tobas	-	2.45	2.60	-	-	0.16	18.30	5.43
Grupo Veloz	J <sub>3</sub> <sup>1</sup> - K <sub>1</sub> <sup>v</sup>	Calizas	152 /62	1.92	2.70	2.28/2.57	214	0	0.16	0.03 / 2
		Areniscas	13	2.30	2.40	2.36	-	-	-	-
Constancia	J <sub>1-2</sub> - J <sub>3</sub>	Calizas y areniscas	-	-	-	2.65	-	-	-	-
Complejo Ofiolítico	Tr- J	Serpentinitas	7/2	2.20	2.70	2.37/2.63	11/-	0.05	24.67	8.69/-
		Ultrabasitas	-	-	-	-	-	23.87	39.79	-

Tabla 1. Generalización Petrofísica de la provincia de Matanzas, Cuba. (Pardo, 2016).

- La mineralización secundaria de carbonato de calcio y la silicificación, resultan en materiales superficiales más densos y resistentes a la erosión (formación de anomalías geomórficas y máximos de resistividad).
- La descomposición de la arcilla es la responsable de los mínimos de radiación reportados sobre los yacimientos de petróleo: el potasio es lixiviado del sistema hacia los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, donde precipita resultando en un «halo» de valores altos. El thorio permanece fijo de forma relativa en su distribución original dentro de los minerales pesados insolubles; de ahí que sean observados mínimos de la relación K/Th rodeados de máximos sobre los depósitos gasopetrolíferos. En la periferia se observan máximos (incrementos) de U (RA).
- La conversión de los minerales de hierro no magnéticos (óxidos y sulfuros) en variedades magnéticas más estables resulta en un aumento de la Susceptibilidad Magnética, correlacionable con el mínimo del Potencial Redox lo cual justifica la integración de ambas técnicas. También se observan anomalías de Polarización Inducida.
- El arribo a la superficie de los Iones Metálicos contenidos en los hidrocarburos (V, Ni, Fe, Pb, y Zn, entre otros) condicionan

la presencia de una sutil anomalía de estos elementos en el suelo. Estas anomalías son el principal indicador de la presencia de hidrocarburos en la profundidad.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Información y sus Fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes son las siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico a escala 1:250 000, aeromagnético a escala 1:50 000 y, aerogammaespectrométrico (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100 000 de la República de Cuba (Mondelo *et al.*, 2011).
- El MED (90 x 90 m) empleado en este trabajo fue tomado de Sánchez-Cruz *et al.* (2015), con fuente en: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000. Colectivo de Autores (2010).

## RESULTADOS

### Procesamiento e interpretación de la información

El procesamiento de la información geofísica-geoquímica-morfométrica se llevó a cabo utilizando el software Oasis Montaj versión 7.01.

El campo gravimétrico (Reducción Bouguer, 2.3 t/m<sup>3</sup>) se sometió a la separación regional-residual (a partir de la Continuación Analítica Ascendente (CAA) para las alturas de 500, 2 000 y 6 000 m, dadas por el orden de profundidad de los posibles objetivos gasopetrolíferos y del estudio sísmico, aunque para la cartografía geológico-estructural, se utilizó la primera derivada vertical (DV) y la derivada horizontal total (DHT). En la DV, los máximos están asociados a la presencia del Terreno Zaza (volcánicos y ofiolitas) (V) y, los mínimos y el campo no anómalo, a depresiones estructurales (D) y/o la posible presencia de evaporitas en la profundidad.

En la aeromagnetometría, la capacidad de cartografiar rasgos geológico-estructurales se refuerza por la posibilidad de cartografiar anomalías de diferente amplitud; así, los cuerpos protusivos (ofiolitas) se pueden distinguir

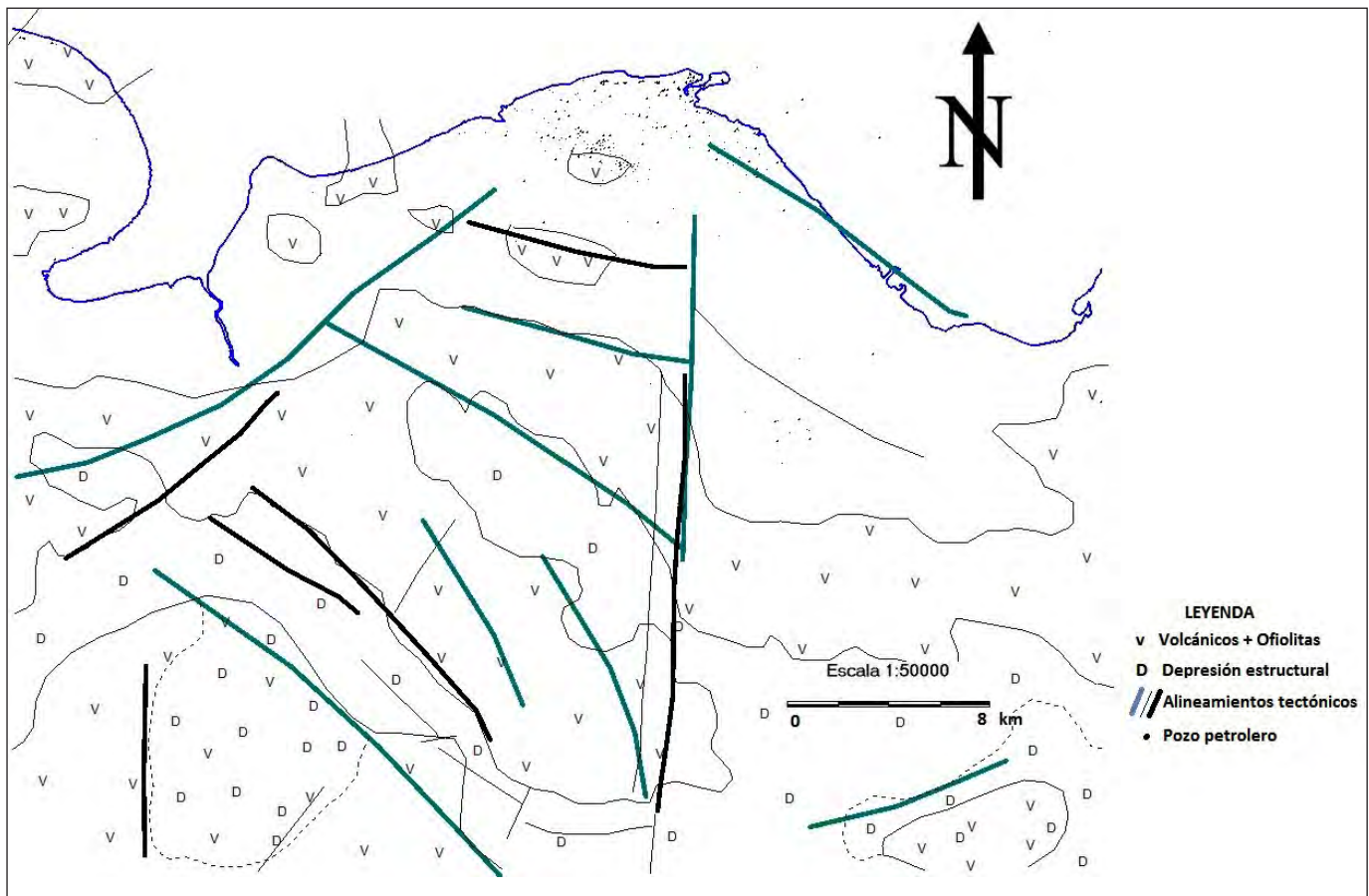
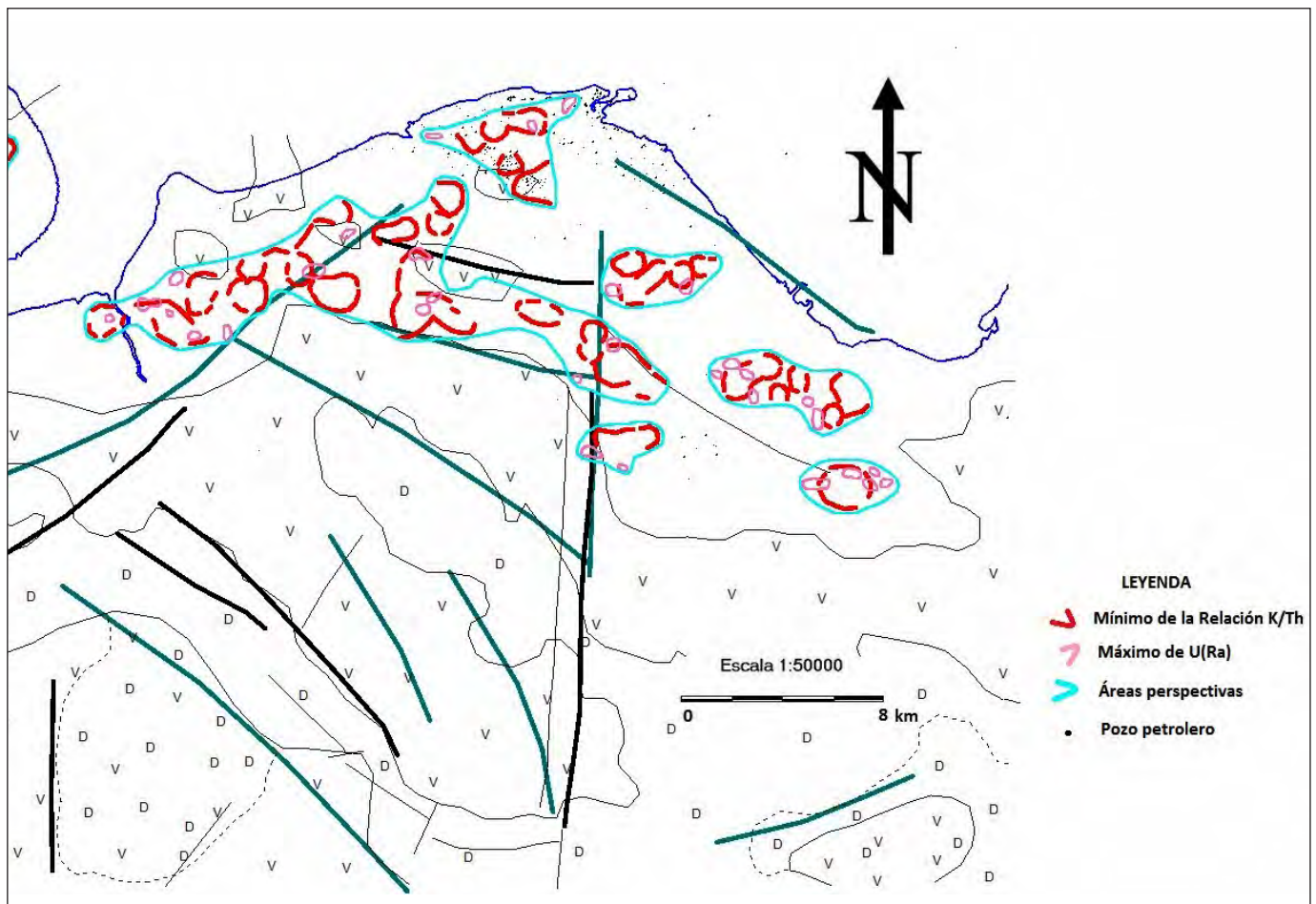


Figura 2. Esquema geológico-estructural en base a datos gravi-magnéticos y morfométricos.



de modo directo sobre la base de las observaciones magnéticas. El campo aeromagnético se sometió a la Reducción al Polo y a la DV. En este campo, los máximos están asociados a la presencia del Terreno Zaza (volcánicos y ofiolitas) (V) y, los mínimos y el campo no anómalo, a depresiones estructurales (D) y/o la posible presencia de evaporitas en la profundidad. Los resultados de la cartografía gravi-magnética se presentan en la **Figura 2**.

Para la AGE se determinó la relación K/Th, con el propósito de señalar los mínimos, vinculados, de forma presumible, con zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros. Los resultados de la cartografía AGE (mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U (Ra) en su periferia), de forma conjunta con los de la cartografía geólogo-estructural, se presentan en la **Figura 3**.



**Figura 3.** Esquema prospectivo aerogammaespectrométrico mostrando los límites de las áreas de interés gasopetrolífero.

El MED (90 x 90 m) se sometió a la separación regional-residual a partir de la CAA a 500 m, según la experiencia del autor, para señalar posibles máximos locales (vinculados con los procesos de ligera carbonatización y silicificación subsuperficiales que tienen lugar sobre la microfiltración vertical activa de hidrocarburos ligeros) y, los principales alineamientos morfométricos. En el primer caso, no se detectaron claros máximos locales coincidentes con las zonas anómalas AGE. Los resultados de la cartografía morfométrica (alineamientos)

se presentan, de modo conjunto con los datos gravi-magnéticos, en las **Figuras 2 y 3**.

Los alineamientos geofísicos (gravi-magnéticos) y morfométricos se corresponden, de modo fundamental, con dislocaciones tectónicas de carácter regional. Los mismos fueron trazados a partir del mapa de la DHT del campo gravimétrico, de la DV de los campos aeromagnético y gravimétrico y del MED residual a 500 m, considerando, fundamentalmente las cadenas de mínimos y, algunas de máximos, la linealidad, flexiones e interrup-



ción de las isolíneas, así como las zonas de elevado gradiente de las mismas. De igual manera, se reconocieron las principales depresiones estructurales (D), considerando un cambio en las características de los campos gravi-magnético (suavización, aplanamiento o mínimos), coincidentes con aplanamiento o mínimos del campo gravitatorio.

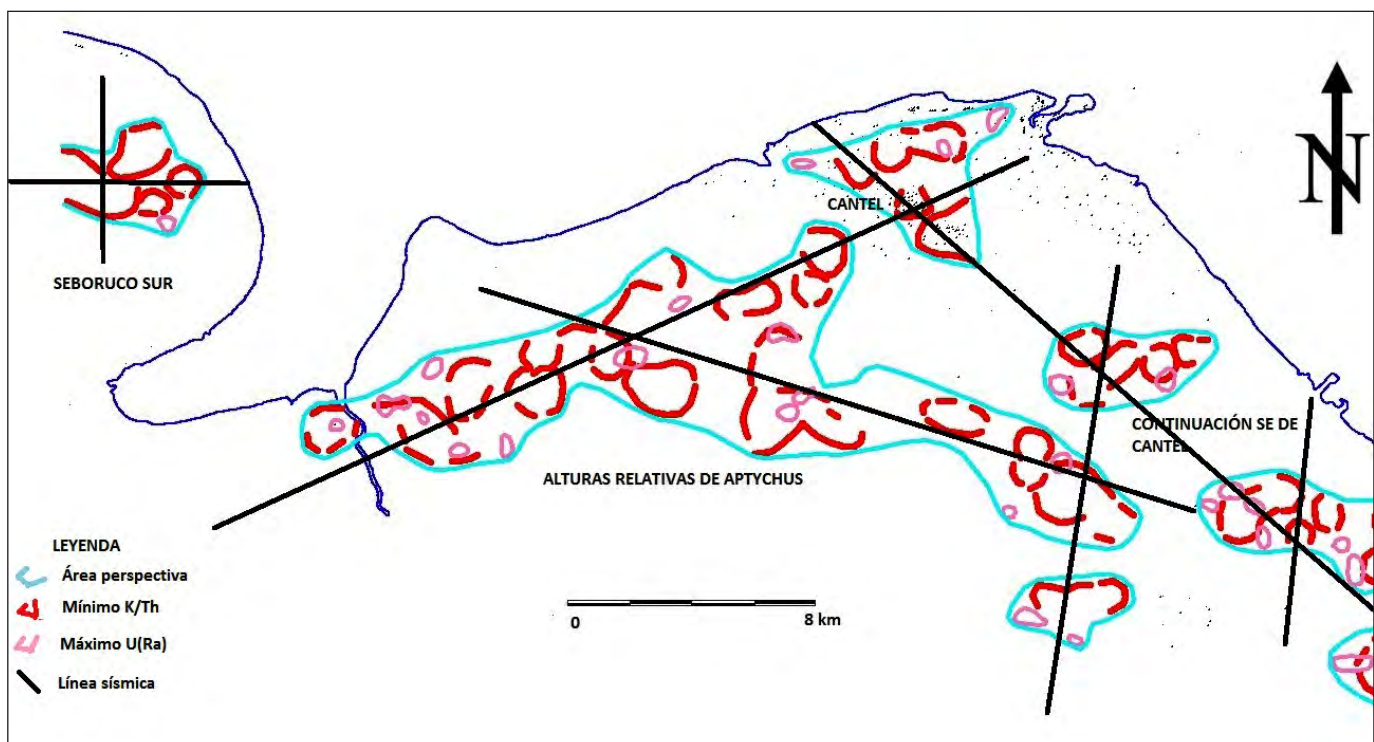
A los fines de la interpretación geológica se contó, además, con el Mapa Geológico de Cuba a escala 1:100 000 del IGP (Colectivo de Autores, 2010).

## DISCUSIÓN

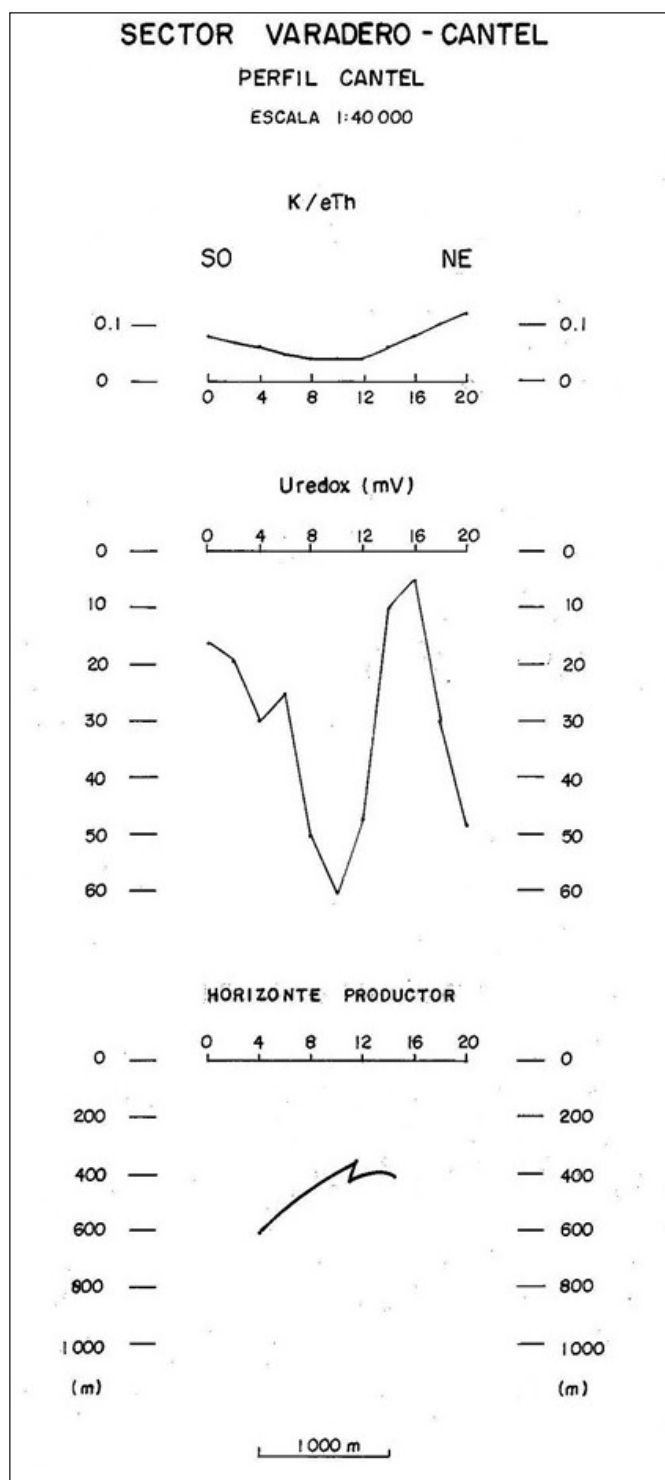
Según Comunicación Personal con López-Rivera (2018), quien analizó, de forma detalla, los resultados de la cartografía prospectiva aerogammaespectrométrica (**Figura 3**), se pueden establecer cuatro áreas de interés gasopetrolífero principales, de este a oeste: Seboruco Sur, Alturas Relativas de Aptychus, Cantel y Continuación SE de Cantel. Como quiera que los resultados constituyen un complemento de información no sísmica imprescindible para la planificación y futura interpretación de la campaña sísmica que se acometerá, próximamente, en el territorio, se propone un esquema de distribución de las líneas sísmicas (volumen 117.4 km), representado en la **Figura 4**.

Una vez concluidos los trabajos sísmicos, en la etapa de interpretación, se propone la realización de los trabajos de reconocimiento por el *Complejo Redox*, con el propósito de establecer si las estructuras de interés están o no cargadas de hidrocarburos. A fin de ejemplificar los posibles resultados a alcanzar en esta etapa se presentan, en la **Figura 5**, los correspondientes al área del yacimiento Cantel (Potencial Redox), a partir de los trabajos desarrollados en el año 2002.

Como resultado de la cartografía geólogo-estructural a partir de los datos gravi-magnéticos y morfométricos (**Figura 2**) se observará una amplia distribución del Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) (v) en la región de estudio. En esta figura se establecerá, con buena aproximación, el límite norte donde el Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) (v) comienza a aumentar de espesor (hacia el sur), a partir de los campos gravi-magnético anómalos, lo cual es corroborado por una serie de pozos al sur y al norte de dicho límite. Las principales depresiones estructurales (D), de dirección NO-SE y sublatitudinal, están caracterizadas por los campos gravi-magnético no anómalos (tranquilo y/o de valores negativos). Estas no parecen corresponder con altos de los sedimentos del MCN, como lo han planteado otros autores.



**Figura 4.** Esquema propuesto para la distribución de las líneas sísmicas en el territorio.



**Figura 5.** Resultados de los métodos no-sísmicos y no-convencionales (Potencial Redox) en el yacimiento Cantel (Pardo-Echarte y Rodríguez-Morán, 2016).

### CONCLUSIONES

- Una versión de la cartografía de sectores de interés gasopetrolífero, vinculados al petróleo convencional de la UTE Placetas, a partir

de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas indicadoras se obtuvo en la región central de la provincia de Matanzas (Bloque 9A). Este complejo considera los mínimos de la relación K/Th y los máximos locales de U (RA) en su periferia, relacionados con presumibles zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros. Los resultados de esta cartografía revelan cuatro áreas de interés principales, de este a oeste: Seboruco Sur, Alturas Relativas de Aptychus, Cantel y Continuación SE de Cantel. Los mismos constituyen un complemento de información no sísmica imprescindible para la planificación y futura interpretación de la campaña sísmica que se acometerá, próximamente, en el territorio.

- La cartografía geólogo-estructural de la región de estudio, en base a los datos gravimagnéticos y morfométricos, constituye uno de los principales resultados de la metodología aplicada. A partir de ellos se establece una amplia distribución del Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) (v) en la región de estudio. Las principales depresiones estructurales (D) se expresan en forma de franjas de dirección NO-SE y sublatitudinal en el centro-sur del área investigada.

### AGRADECIMIENTOS

El autor quiere agradecer a su institución, Centro de Investigaciones del Petróleo, por permitirle publicar información, no-confidencial, de sus investigaciones y del archivo técnico. Igualmente, quiere agradecer a la Dra. Norma Rodríguez Martínez y al Dr. Reinaldo Rojas Consuegra, investigadores titulares de su centro, por la exhaustiva y rigurosa revisión del manuscrito.

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Colectivo de Autores**, 2009, Expediente Único del Proyecto 6004, «Exploración en la Franja Norte Petrolera Cubana». Inédito. Archivo, Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba.
- Colectivo de Autores**, 2010, Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000.

- Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba, La Habana.
- López-Rivera, J. G., García-Delgado, D., García-Sánchez, R., et al.**, 2009, Proyecto 6004 «Exploración en la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC): Generalización geológico-petrolera del Bloque 9 y su entorno». Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, 35 pp.
- Mondelo, F., Sánchez-Cruz R. et al.**, 2011, Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1:2 000 000 hasta 1:50 000. Inédito. IGP, La Habana, 278p.
- Pardo-Echarte, M. E.**, 2016, Generalización Petrofísica de la Provincia Matanzas. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana.
- Pardo-Echarte, M. E. y Rodríguez-Morán O.**, 2016, Unconventional Methods for Oil & Gas Exploration in Cuba. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-319-28017-2.
- Price, L. C.**, 1985, A critical overview of and proposed working model for hydrocarbon microseepage. US Department of the Interior Geological Survey. Open-File Report 85-271.
- Sánchez-Cruz, R., Mondelo, F. et al.**, 2015, Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las escalas 1:1 000 000 - 1:50 000 como apoyo a la Interpretación Geofísica. Memorias VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, VIII Congreso Cubano de Geofísica. Fuente: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Saunders, D. F., Burson K. R. and Thompson C. K.**, 1999, Model for Hydrocarbon Microseepage and Related Near-Surface Alterations. AAPG Bulletin, V. 83 (1999), No. 1 (January 1999), P. 170-185.
- Schumacher, D.**, 1996, Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments; in D. Schumacher and M. A. Abrams, eds., Hydrocarbon migration and its near-surface expression: AAPG Memoir 66, p. 71-89.

Manuscrito recibido: 04 de septiembre de 2018

Manuscrito corregido: 04 de octubre de 2018

Manuscrito aceptado: 16 de noviembre de 2018



# Métodos satelitales aplicados a la exploración petrolera en la Ciénaga de Majaguillar, Cuba.

Lourdes Jiménez de la Fuente<sup>1</sup>, Manuel Enrique Pardo Echarte<sup>1</sup> y Ramón Cruz Toledostro<sup>1</sup>.

1. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruga, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. [lourdes@ceinpet.cupet.cu](mailto:lourdes@ceinpet.cupet.cu), [pardo@ceinpet.cupet.cu](mailto:pardo@ceinpet.cupet.cu), [cruzt@ceinpet.cupet.cu](mailto:cruzt@ceinpet.cupet.cu)

## RESUMEN

La Ciénaga de Majaguillar se encuentra dentro de la conocida Franja Norte Petrolera Cubana donde se conoce la presencia del sistema petrolero Grupo Veloz-Grupo Veloz (!). Las características propias de la zona dificultan los trabajos relacionados con la actividad exploratoria, por lo que se aplican técnicas de sensores remotos para los estudios geológicos de superficie. El objetivo de la investigación es el análisis morfotectónico mediante el uso de las imágenes satelitales, enfocado a la delimitación de zonas favorables para orientar la actividad petrolera. Se utilizaron con las imágenes del satélite ASTER, del radar SRTM, el mapa geológico 1:100 000 y, la información geofísica para la integración de los resultados. Se aplicaron técnicas del procesamiento digital de imágenes para la interpretación de elementos geológico-geomorfológicos y estructurales, donde se destacan sistemas de fallas con rumbo NE-SO subordinadas a las fallas transcurrentes regionales y zonas de subsidencia relacionada con movimientos neotectónicos de bloques. Se integraron los resultados de superficie con la información geofísica y los criterios petroleros para los tipos de *play* presentes, determinando que las mejores condiciones para la actividad petrolera se encuentran al NO de la misma.

**Palabras clave:** Exploración de petróleo y gas, geofísica, geomorfología, métodos satelitales, procesamiento digital de imágenes.

## ABSTRACT

Majaguillar Swamp is within the well-known Northern Cuban Oil Belt, where the presence of petroleum system

Veloz Group-Veloz Group (!) is identified. The characteristics of the swampy areas impede the work related to exploration activities, so that remote sensing techniques are applied to the surface geological studies. The main objective of the research is the morphotectonic analysis of the area based on remote sensing techniques, focused on the delimitation of the most favorable areas to guide the oil industry. It was counted with ASTER satellite and SRTM radar images and geological map 1:100 000 and geophysical information for the integration of results. Techniques of digital image processing were applied for the interpretation of geological-geomorphological and structural elements, highlighting heading NE-SW fault systems subordinate to regional transcurrent faults and zones of subsidence related to neotectonic movements of blocks. Surface results were integrated with geophysical data and oil criteria for the types of plays present in the area, determining that the best conditions for the oil industry are at NW of it.

**Keywords:** Geomorphologic, geophysics, oil and gas exploration, satellite methods, techniques of digital image processing.

## RESUMO

A Ciénaga de Majaguillar está localizada dentro da conhecida Faixa Norte Petrolera Cubana, onde a presença do Sistema de Petróleo do Grupo Veloz-Grupo Veloz (!) É conhecida. As características da área dificultam o trabalho relacionado à atividade exploratória, para o qual técnicas de sensoriamento remoto são aplicadas em estudos de superfície geológica. O objetivo da investigação é a análise



morfotectónica por medio del uso de imágenes de satélite, con foco en la delimitación de zonas favorables para orientar a la actividad del petróleo. Las imágenes del satélite ASTER, el radar SRTM, el mapa geológico 1:100 000 y las informaciones geofísicas para la integración de los resultados estaban disponibles. Técnicas de procesamiento digital de imágenes fueron aplicadas para la interpretación de elementos geológico-geomorfológicos y estructurales, donde se destacan sistemas de fallas NE-SW subordinados a fallas regionales y zonas de subsidencia relacionadas a movimientos de bloques neotectónicos. Los resultados de superficie fueron integrados con la información geofísica y los criterios de petróleo para los tipos de juego presentes, determinando que las mejores condiciones para la actividad de petróleo son para el NO del mismo.

**Palabras-clave:** Exploración de petróleo y gas, geofísica, geomorfología, métodos de satélite, procesamiento digital de imágenes.

## INTRODUCCIÓN

El área se encuentra ubicada dentro de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC), que se extiende desde la provincia de La Habana hasta Matanzas (Figura 1). Se caracteriza por un sector muy bajo donde predominan procesos

acumulativos y de empantanamiento, lo cual es una limitante para los estudios de superficie vinculados a la exploración petrolera, por esta razón se aplicaron métodos alternativos de exploración geológica que tienen como fin diferenciar áreas con diferentes grados de interés para enfocar la actividad petrolera.

Desde la década del 90 del siglo pasado se comenzó la perforación de varios pozos en el área cuyo objetivo geológico lo constituyeron las rocas del margen continental determinadas mediante estudios sísmicos. La perforación de los pozos Majaguillar 1, 21, 2 y 3 permitieron declarar la comercialidad del yacimiento y reafirmar la capacidad gasopetrolífera de los carbonatos de la Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas (Linares *et al.*, 2011). La UTE Placetas es la más extendida en la Franja Norte Cubana, donde se encuentran los yacimientos de la costa norte Habana-Matanzas, comprende formaciones desde el Oxfordiano-Kimmeridgiense hasta el Paleoceno Medio-Eoceno Inferior Temprano. Actualmente la actividad exploratoria no convencional se enfoca en la Formación Peñón (Terciaria) donde se conoce que los petróleos pertenecen a la Familia I de crudos cubanos, por lo que puede plantearse que los reservorios de la Formación Peñón forman un *play* del sistema petrolero Grupo Veloz-Grupo Veloz (!) (Valdivia *et al.*, 2015).



Figura 1. Ubicación geográfica del área de estudio. Google Earth.



En el área los reconocimientos geológicos de superficie resultan muy difíciles por las características propias del pantanal y la poca aflorabilidad de elementos estructurales lo que obliga a la utilización de otras técnicas, en este caso de los sensores remotos cuya principal importancia radica, precisamente en el estudio de zonas que tienen difícil acceso y condiciones adversas para este tipo de estudios, ya que proporcionan un reconocimiento desde el espacio y permite trabajar en diferentes bandas del espectro electromagnético, y así aportar mayor información que otro tipo de imágenes. En el caso de la exploración petrolera en Cuba, el uso de imágenes ópticas y de radar se ha enfocado a estudios estructurales regionales principalmente en tierra (*onshore*) y la detección de emanaciones de hidrocarburos costa afuera (*offshore*). Las imágenes radar, por las características propias de esta tecnología pueden extraer información de las áreas más difíciles de fotografiar sin importar lo remota que sea su ubicación con independencia del tiempo atmosférico o de la iluminación solar. Ellas proveen información muy valiosa y precisa sobre las alturas, pendientes y dimensiones del terreno, para la obtención de mapas y modelos 3D de la superficie terrestre, de cualquier zona del planeta. Los Modelos Digitales de Elevación (MDE) son utilizados por la industria petrolera y minera, para los análisis geológico-estructurales, prevención de riesgos y desarrollo de proyectos de ingeniería, etc. La tecnología satelital ha demostrado ser una herramienta importante en la exploración geólogo-petrolera, minimizando costos en la etapa exploratoria al disponer de un mejor entendimiento de las locaciones antes de realizar cualquier inversión sobre el lugar (Coulson *et al.*, 2009).

El presente trabajo se enmarca en la rama de la geomorfología estructural la cual tiene por objeto de estudio las morfoestructuras y trata de los fundamentos litológicos y tectónicos que definen el relieve en la Tierra, de las formas estructurales, de las grandes unidades morfoestructurales y sus contactos y de las relaciones de la hidrografía con la estructura geológica. Las formas estructurales elementales se agrupan de manera sistemática en grandes unidades morfoestructurales (Rojas *et al.*, 2008: en Bastos, 2011). Las morfoestructuras se definen como estructuras geológicas reflejadas en el relieve (Guerásimov *et al.*, 1970 en: Díaz, 1986). El reconocimiento de las características geológicas de superficie de un área, cualquiera que esta sea, es un paso previo y necesario dentro del análisis de las cuencas petrolíferas. Las caracte-

terísticas geólogo-estructurales de superficie permiten extrapolar estos conocimientos a escenarios en el subsuelo y construir mapas y modelos estructurales, los que a su vez precisan los lugares con mejores condiciones para la prospección petrolera.

Como objetivo principal se plantea la interpretación morfotectónica mediante el uso de técnicas de sensores remotos para orientar la exploración petrolera en el área de la Ciénaga de Majaguillar. Para esto se analizan las imágenes ópticas y de radar a fin de obtener una idea general de la tectónica del área y mediante métodos de clasificaciones no supervisadas se delimitan áreas con diferentes respuestas dentro del perímetro de la ciénaga. Se utilizaron escenas ASTER e imágenes del *Shuttle Radar Topographic Mission* (SRTM) para obtener el MED los que permitieron integrar la estructura del subsuelo con su expresión superficial y determinar áreas favorables para la exploración gasopetrolífera. La integración de criterios exploratorios para los tipos de *play* presentes y los resultados de la interpretación geofísica permitieron corroborar nuestros resultados. El Shuttle Radar Topographic Mission es una misión topográfica de radar abordo del transbordador (acrónimo en inglés SRTM, de Shuttle Radar Topographic Mission) es una misión para obtener un modelo digital de elevación de la zona del globo terráqueo entre 56 °S a 60 °N, de modo que genere una completa base de cartas topográficas digitales de alta resolución de la Tierra.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Los principales materiales utilizados en el análisis fueron el mapa de geología de superficie a escala 1:100 000, la escena AST\_L1B\_20081014100916\_24855 del Sensor ASTER y el MED con 30 m de resolución espacial. Además como materiales de apoyo se utilizaron los resultados de métodos geofísicos, la interpretación sísmica estructural a partir de atributos sísmicos de frecuencia y la información geológica de pozos.

Los productos satelitales fueron reproyectados de la proyección UTM (Zona 17 Norte) al sistema de Cuba Norte con los parámetros establecidos. Las imágenes ópticas utilizadas corresponden al sensor ASTER del satélite Terra, el cual ofrece información espectral de 14 bandas del espectro electromagnético. El proceso de interpretación contó con varias etapas, que abarcan desde el procesamiento de los productos satelitales como material primario, hasta la interpretación geólogo-geomorfológica

y tectónica. Por último se integró esta información con los datos geofísicos y elementos del sistema petrolero.

### Etapa I. Procesamiento digital de imágenes (PDI)

El análisis de las imágenes satelitales se llevó a cabo mediante la interpretación visual y mediante técnicas de tratamiento digital de la información. La interpretación visual pretende extraer información espacial a partir del análisis de la imagen y sus cualidades tales como brillo, color, textura, forma, tamaño de los elementos (Chuvieco, 1996). En esta área se identificaron elementos antrópicos y de carácter geólogo-geomorfológico tales como contactos litológicos, zonas de acumulación, morfoestructuras y zonas de fallas. Por su parte el tratamiento digital se encamina hacia la extracción de información temática del territorio pero haciendo uso de técnicas matemáticas y estadísticas (Pérez y Muñoz, 2006). El PDI empleado parte del análisis simple al complejo. Las técnicas del procesamiento digital de las imágenes pueden ser subdivididas en cuatro grupos (Seco, 2002), ellas son:

- Técnicas de restauración de la imagen: Dentro de este grupo se encuentran las radiométricas y geométricas, en el caso de este trabajo estas correcciones fueron hechas previamente.
- Técnicas de mejoramiento o realce de la imagen: Se comenzó con un mejoramiento de la calidad de la imagen óptica (ASTER), se trabajó con el contraste mediante ajustes del histograma, lográndose una mejor visualización. A la imagen radar se le aplicó un filtro Gaussiano para la eliminación de posibles ruidos.
- Técnicas de transformación de la imagen: se construyeron composiciones a color con las bandas 1, 2, 3, 4 y 5, que se encuentran en los subsistemas VNIR (1, 2, 3) y SWIR (4, 5) del sensor ASTER, que estuvieron encaminadas a la interpretación de diferencias litológicas y mineralógicas, principalmente mediante la confección de los cocientes de bandas 2/1, utilizados para la determinación de índices de óxidos y el 4/5 para la determinación de arcillas (Staskowski, 2004).

- Técnicas de clasificación multiespectral: se realizó la clasificación no supervisada basada en el método *K-means* la cual permitió delimitar áreas por la respuesta espectral de su superficie de forma automática. Se obtuvieron cuatro clases, siendo esta la clasificación más adecuada encontrada para la delimitación de áreas.

### Etapa II. Interpretación morfotectónica

Para la interpretación morfotectónica se utilizó la escena correspondiente de la misión SRTM, de la cual se confeccionó el MED, con realce altimétrico, que permitió la extracción de estructuras geológicas del terreno tales como fallas, fracturas, contactos entre las formaciones geológicas e índices del relieve, lo cual fue una gran ventaja dada las características propias de la zona.

La información hipsométrica del MED permitió la integración de índices del relieve cualitativos (red de drenaje) y cuantitativos (pendientes, densidad de lineamientos, diagrama de rosa). Los sistemas de lineamientos en superficie se definieron como rasgos lineales cartografiables, que pueden ser simples o compuestos, de una superficie cuyas partes se disponen en una relación recta o ligeramente curva y que difiere del patrón de características adyacentes (Chuvieco, 1996). El mapa de pendientes, la densidad de lineamientos en superficie y las direcciones estructurales aportaron una idea preliminar de los movimientos neotectónicos ocurridos y de las posibles zonas de fallas. Mediante estos indicadores se pudo construir un esquema morfoestructural completado con el mapa de geología de superficie que estuvo en correspondencia con los estilos estructurales presentes y permitió la diferenciación de sectores.

Por su parte las imágenes ópticas apoyaron la interpretación geológica de superficie. Se plantea que la precipitación de calcita, pirita, incremento en el contenido de arcillas particularmente caolinita, reducción de ión férrico (*Bleached red beds*) se encuentran entre las posibles alteraciones asociados a acumulaciones de hidrocarburos (Schumacher, 2008). La utilización de los cocientes de bandas en la combinación RGB 2/1-3-4/5 permitió resaltar diferencias dentro del área de la ciénaga que mediante otras imágenes no fueron observables. Las clases identificadas mediante la clasificación no supervisada respondieron de forma aceptable a los elementos estructurales diferenciando contactos litológicos, fallas,

zonas de fallas y estructuras del relieve, completando de esta forma la interpretación geólogo-geomorfológica de superficie.

### **Etapa III. Análisis integrado**

Esta última etapa se integró la información geólogo-geomorfológica y tectónica interpretada mediante el PDI con los datos geofísicos. La interpretación satelital en conjunto con las características del subsuelo definidas por la sísmica, las zonas determinadas por la geofísica como favorables y los criterios exploratorios, permitieron determinar áreas con diferencias en cuanto al potencial petrolero.

## **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### **Marco geológico**

En el marco tectónico regional el área se encuentra enclavada en el cinturón cabalgado norte cubano, sobrecochado desde el Cretácico Superior hasta el Eoceno Medio, y a partir del Eoceno Medio Superior hasta la actualidad. Es rediseñado y por ende la posición actual que ocupa es debido a la acción de grandes fallas transcurrentes. Al terminar la compresión de la placa Caribe contra el margen pasivo continental, esta se desplaza, probablemente en dirección norte, cuando todo el arco de islas no estaba seccionado y comienza su seccionamiento, debido a esto comienza su traslado en forma oblicua en dirección NE y más tarde en dirección E. Como resultado de este desplazamiento aparecen grandes fallas transcurrentes que obligan el desplazamiento de los bloques a la posición actual en que están enclavados (Delgado *et al.*, 2004).

La zona de estudio constituye una cuenca cuya base es la discordancia estructural entre el tope de los cabalgamientos y la cuenca postorogénica. La cuenca se profundiza hacia el NO y por ende, los espesores sedimentarios son mayores hacia esa zona. Sin embargo esa tendencia solo aplica para las secuencias de edad Eoceno Superior–Mioceno Medio, pues los espesores de las restantes secuencias que la componen son bastante uniformes (Valdivia *et al.*, 2015). La yacencia de las capas sedimentarias es de forma general subhorizontal en toda el área, solo en el sector NO se evidencia expresiones de ajustes isostáticos. Las secuencias sedimentarias postorogénicas presentan variaciones facies laterales y verticales locales, pues su sedimentogénesis depende en gran medida del ambiente de deposición, la naturaleza y composición de la(s) fuente(s) de aporte.

En este caso particular los ambientes variaron de aguas someras al sur y este hasta ambientes de aguas profundas al NO.

La estratigrafía de la cuenca comprende formaciones que van desde el Eoceno Medio hasta el cuaternario. La deposición de estas secuencias estuvo influenciada por la morfología de su base, comenzando el rellenado en las partes más profundas. Los sedimentos superiores hasta la superficie están compuestos por las formaciones entre el Oligoceno–Cuaternario (Formaciones Güines y Tinguaro).

### **Análisis morfotectónico mediante métodos satelitales.**

La interpretación morfoestructural de superficie se realizó partiendo de la presencia de un ambiente transcurrente en un cinturón plegado y cabalgado y se identificaron cuatro áreas. En las áreas I y II afloran depósitos palustres jóvenes, correspondiendo con un relieve muy bajo. El factor que las diferencian es el estructural. En el área I los lineamientos son principalmente en la dirección NE-SO, con ese mismo rumbo se manifiesta la dirección de las pendientes cuyos valores oscilan entre 1-40 y se encuentran las mayores densidades de fracturación con valores entre 60-330 m/m<sup>2</sup>. El análisis de las pendientes y los índices de fracturas demuestran la influencia que han ejercido los procesos neotectónicos en esta zona donde pueden haber ocurrido movimientos de ascenso y descenso de bloques con algún desplazamiento en la horizontal que mediante estos métodos no se puede cuantificar. El límite entre el área I y II lo constituye un lineamiento de dirección NE-SO, a partir del cual comienza a acentuarse la dirección NO-SE, conjugándose ambas.

En el área II se interpretó una morfoestructura de dirección casi E-O delimitada por pendientes entre 4-80, bordeando esta estructura se encuentran las mayores elevaciones que en este caso no sobrepasan los 25 m. La densidad de fracturas tiene un comportamiento irregular, denotándose de forma aislada sectores más fracturados donde los valores promedios se encuentran sobre los 200 m/m<sup>2</sup>.

El área III se localiza al E y se delimita por un lineamiento con dirección aproximada N-S, los afloramientos son de la Formación Güines de edad Mioceno Inferior parte alta-Mioceno Superior parte basal. Por su parte el área IV se localiza al sur donde afloran formaciones postorogénicas tales como Güines, Camacho y

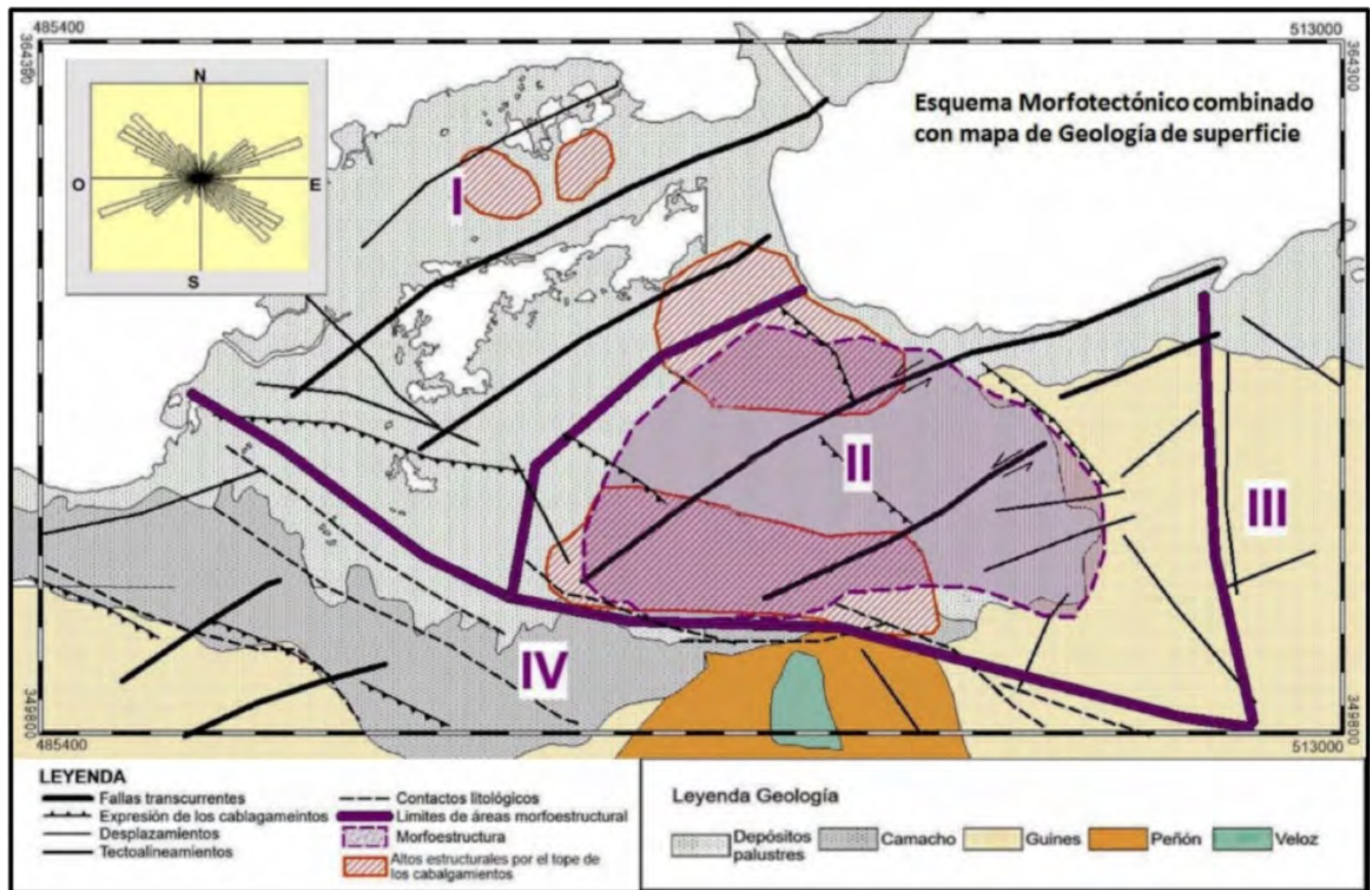


Peñón y el caso de la Formación Veloz que corresponde con el Jurásico Superior (Tithoniano)-Cretácico Inferior (Barremiano). Su límite lo constituye una zona de lineamientos que coincide con la dirección del contacto litológico entre la Formación Camacho y los depósitos palustres al norte.

Los lineamientos observados en la dirección NE-SO, localizados principalmente en la parte N coincide con el rumbo de los principales sistemas transcurrentes sinestrales tales como la falla Hicacos y La Manuy, por lo que puede pensarse que se comporten como componentes transcurrentes subordinados a dichas fallas, que al término de la orogenia y el cese de los esfuerzos compresivos evolucionaron a sistemas normales provocando una estructuración en bloque con tendencia a la subsidencia.

Los lineamientos de rumbo NW-SE se interpretaron como expresiones de los sistemas cabalgados, la conjugación de lineaciones en ambas direcciones comprueba la superposición de eventos tectónicos (**Figura 2**).

Mediante el análisis de la imagen del satélite ASTER se definieron diferentes zonas con comportamientos diversos basados en los tonos, formas y colores. Se determinaron elementos geológicos, geomorfológicos y litológicos. El ambiente cenagoso del área impidió definir con exactitud diferencias texturales en la imagen radar, sin embargo la aplicación de imágenes ópticas apoyó esta interpretación aportando diferencias litológicas, mineralógicas e hidrogeológicas dado el ambiente propio de la ciénaga, las que no pudieron ser definidas a profundidad pero que sin dudas constituyen zonas con diferentes características. En este caso se interpretó al N-NO una zona con orientación NE-SO donde encontramos diferencias en cuanto a los parámetros evaluados (Áreas A, B y C). Las áreas B y C constituyen zonas extremadamente bajas donde las alturas no sobrepasan los 2 m, y donde los procesos acumulativos son muy intensos. Se definieron cuatro clases mediante la clasificación no supervisada, realizada de forma automática a la imagen ASTER mediante el método *K-means* (**Figura 3**).



**Figura 2.** Esquema morfotectónico y mapa de geología de superficie. Diagrama de rosa ilustrando las direcciones principales NO-SE y NE-SO.

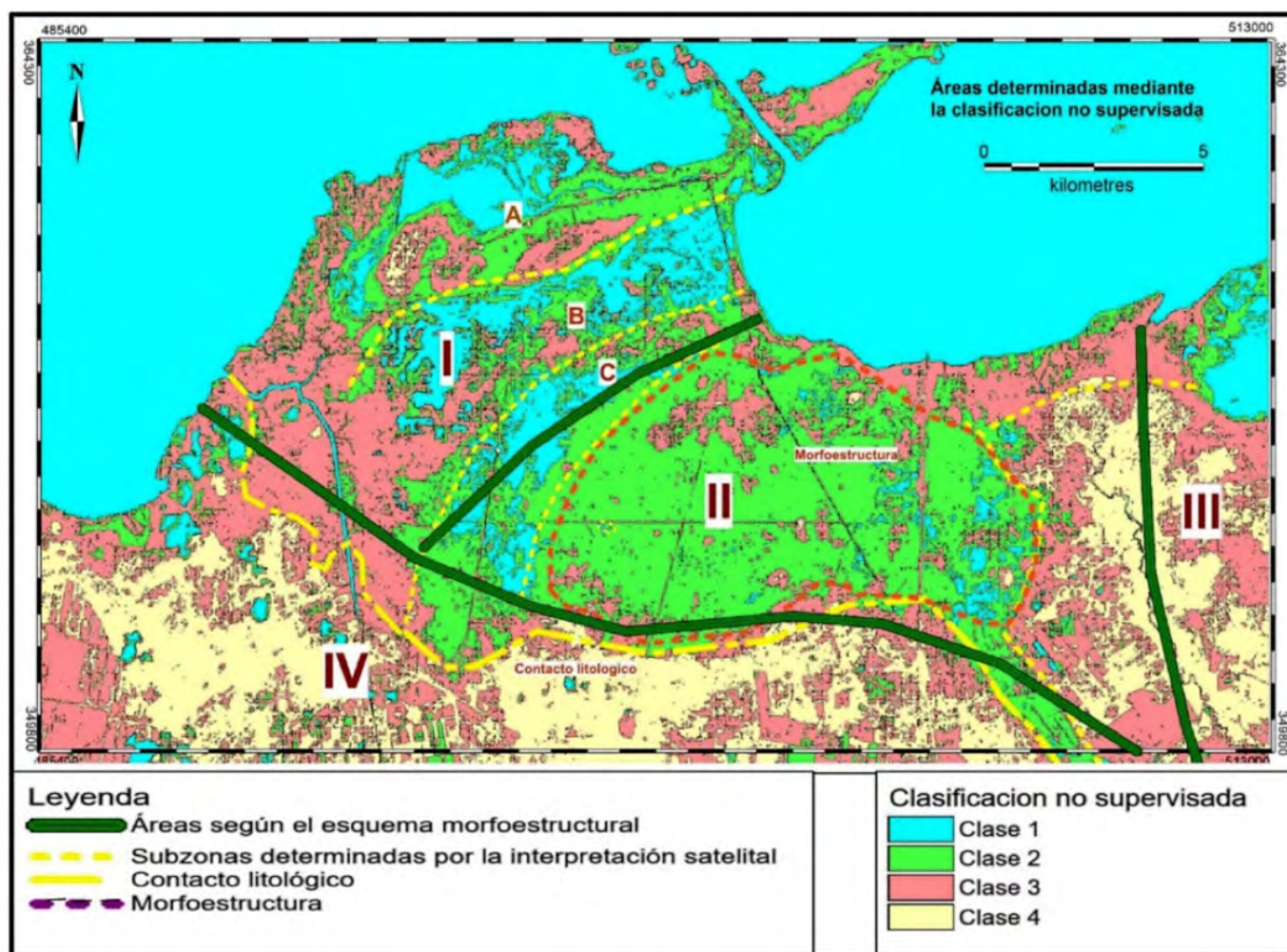


Figura 3. Áreas resultantes de la clasificación no supervisada combinada con las áreas del esquema morfoestructural.

Se pudo reclasificar la clase 1 como superficies cubiertas con agua lo que ayudó a definir las zonas con mayor tendencia a la subsidencia, las que precisamente se encuentran al NE, no siendo posible la reclasificación de las restantes clases. De forma general mediante este método se pudieron determinar elementos lineales asociados a contactos litológicos y fallas expresadas en superficie, así mismo se logró cartografiar una morfoestructura con rumbo casi latitudinal.

Al analizar en conjunto el esquema morfoestructural obtenido a partir del MED y sus productos derivados con el análisis de la imagen ASTER se precisaron detalles en cuanto a las características estructurales y geológicas.

- Se relaciona una zona al N-NO que coinciden con el rumbo de las fallas transcurrentes regionales determinadas a lo largo de toda la costa Norte, donde se ubican an-

malías geomorfológicas positivas asociadas a apilamientos de las secuencias del margen continental (UTE Placetas).

- Al SE de esta zona se delimitan los sectores con mayores hundimientos relacionados con movimientos neotectónicos de subsidencia.
- Se delimita una morfoestructura con dirección latitudinal como respuesta en superficie de la combinación de los altos estructurales asociados a las secuencias del margen continental y los procesos de sedimentación ocurridos.
- Al S disminuyen los espesores sedimentarios y afloran las Formaciones Peñón y Veloz fuera del área de la ciénaga.
- Se diferencia el límite de la ciénaga y los principales contactos litológicos.



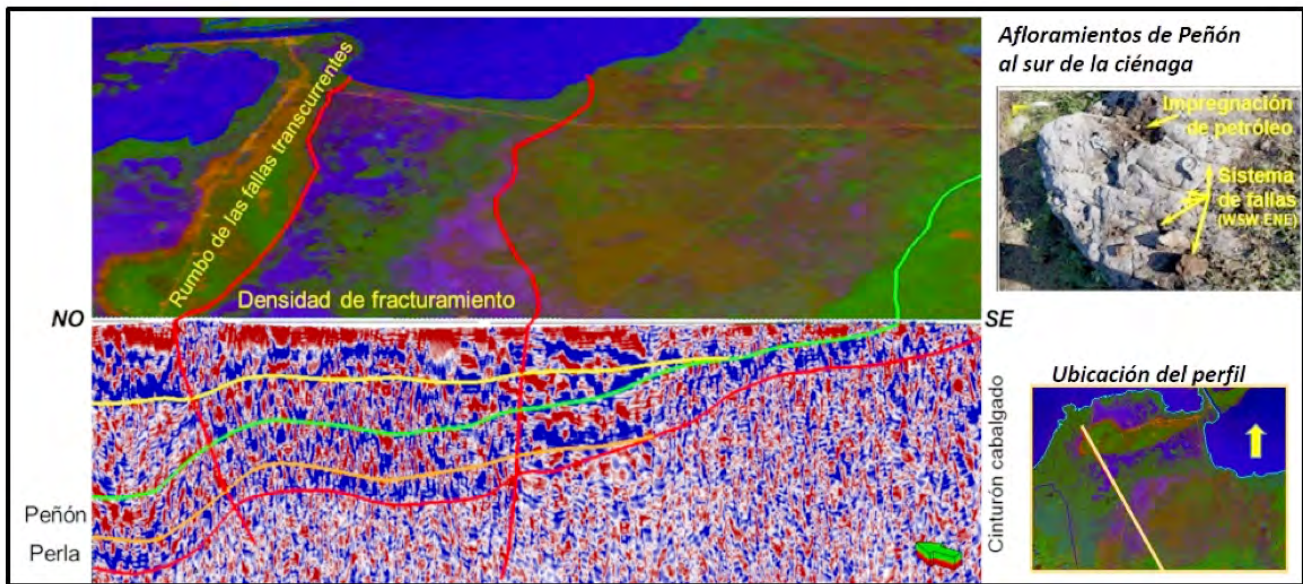
### Implicaciones para el sistema petrolero

La presencia de las Formaciones Peñón y Veloz constituye un hecho positivo para el potencial petrolero de la región. Se confirma la existencia del sistema petrolero Veloz-Veloz (!), asociado a la Familia I de crudos cubanos y a la UTE Placetas, el cual constituye el principal sistema en Cuba. A él se relacionan la mayoría de los yacimientos presentes en la FNCP, así como las manifestaciones superficiales San Felipe, Victoria y las conocidas Minas Peñón y Angelita, ubicadas al sur (Pérez, 2015). Dentro del área de estudio no se localizan manifestaciones de hidrocarburos en superficie, pero se infiere la presencia de acumulaciones en profundidad asociadas al *play* Peñón el cual constituye el reservorio y objetivo principal de la exploración petrolera no convencional en esta área. La gran cantidad de manifestaciones superficiales localizadas al sur de la Ciénaga de Majaguillar sobre los afloramientos de Peñón constituye el principal indicio de la presencia de hidrocarburos relacionados a esta formación, seguido de los reportes de las perforaciones en los pozos petroleros en la zona que han demostrado impregnaciones de petróleo en el horizonte correspondiente a Peñón y las unidades del margen continental.

La combinación de la sísmica con los resultados de superficie permitió la delimitación de zonas con diferentes densidades de fracturamiento en horizontes someros. En este caso se utilizó la sísmica adquirida por la compañía Sherritt entre los años 2003 y 2004 en profun-

dididad. La aplicación de atributos mejoró la calidad de la señal y facilitó la interpretación estructural y estratigráfica. Se aplicó el atributo T\* Attenuation el cual es un indicador de fracturas basado en la atenuación relativa de la frecuencia, diferenciando zonas de alta y baja frecuencia (Schlumberger, 2016). Dentro de los principales resultados de la aplicación de este atributo aparecen la separación de la cuenca postorogénica del tope orogénico (Base de la Cuenca Majaguillar) y la determinación dentro de los horizontes más someros de áreas con diferencias en cuanto al fracturamiento. Hacia la zona N-NO se ubica una amplia zona de fallas con una gran densidad de fracturas y cuya expresión en superficie se manifiesta con un relieve muy bajo relacionado con superficies cenagosas. Si bien la calidad de la sísmica no permite cartografiar de toda la densa red de fallas presentes en este sector si se pueden diferenciar con claridad las principales fallas transcurrentes.

La dirección estructural de esta zona altamente fracturada corresponden con el rumbo de las fallas transcurrentes sinestrales y se observa que los mayores desplazamientos se encuentran hacia los bordes siendo menor en las dislocaciones centrales, lo cual es un fenómeno asociado a ambientes distensivos (**Figura 4**). Si se analiza la coincidencia espacial de dicha zona de fallas con la ciénaga en superficie, resulta fácil percatarse de la influencia de estos eventos en la formación y configuración de dicho pantanal, lo que atestigua que hasta el re-



**Figura 4.** Esquema integrando con las interpretaciones satelitales y la sísmica. Correspondencia de las zonas más fracturadas profundamente con rumbo NE-SO y las zonas más deprimidas en superficie. Sistemas de fallas de dirección NE-SO en los afloramientos de Peñón cerca de la mina del mismo nombre. Modelo geológico- Valdivia, 2015.

ciente ocurrieron movimientos subsidentes asociados a estas dislocaciones tectónicas. Este sistema corta no solo las capas superiores sino también que las fallas principales afectan los horizontes más profundos en este caso de las secuencias de la UTE Placetas. Durante los trabajos realizado al sur sobre los afloramientos de la Formación Peñón en el área de Martí, se determinaron sistemas de fallas en la dirección NE-SO con impregnación de petróleo, similares a las direcciones determinadas en la imagen sísmica. La presencia de zonas muy fracturadas tiene implicaciones favorables para el sistema petrolero ya que el incremento de la porosidad secundaria aumenta la capacidad de carga del reservorio Peñón (Valdivia *et al.*, 2015).

Para la interpretación de métodos geofísicos se tomaron en cuenta los siguientes atributos: máximos gravimétricos locales (en la proximidad de los mínimos regionales); máximos magnéticos locales de muy baja amplitud; mínimos de la relación K/Th, los máximos locales de U (Ra) en su periferia y el resultado de los per-

files de reconocimiento del *Complejo Redox* realizados en los años 2015 y 2016. Mediante el análisis integrado de estos métodos se determinó que el sector de mayor interés gasopetrolífero, se ubica al NO de la región de la Ciénaga de Majaguillar, donde se delimitaron dos áreas anómalas G1 y G2 (Pardo *et al.*, 2016) (Figura 5). Mediante el análisis de la red de drenaje se identificaron estructuras positivas del relieve que coinciden con parteaguas locales y que constituyen morfoestructuras de orden inferior correspondientes con estructuras más profundas. Estos levantamientos geomorfológicos son la respuesta en superficie de levantamientos estructurales por la base de la cuenca asociados a la UTE Placetas. Como dato geológico de importancia se reportan manifestaciones de hidrocarburo en los pozos Majaguillar 21, 2 y 3 y producciones no industriales en las primeras zonas del Majaguillar 1. Al este de las anomalías G1 y G2 se reporta el perfil de reconocimiento del *Complejo Redox* de mayor intensidad, determinado fundamentalmente, por los incrementos locales de los contenidos de V, Pb y Zn,

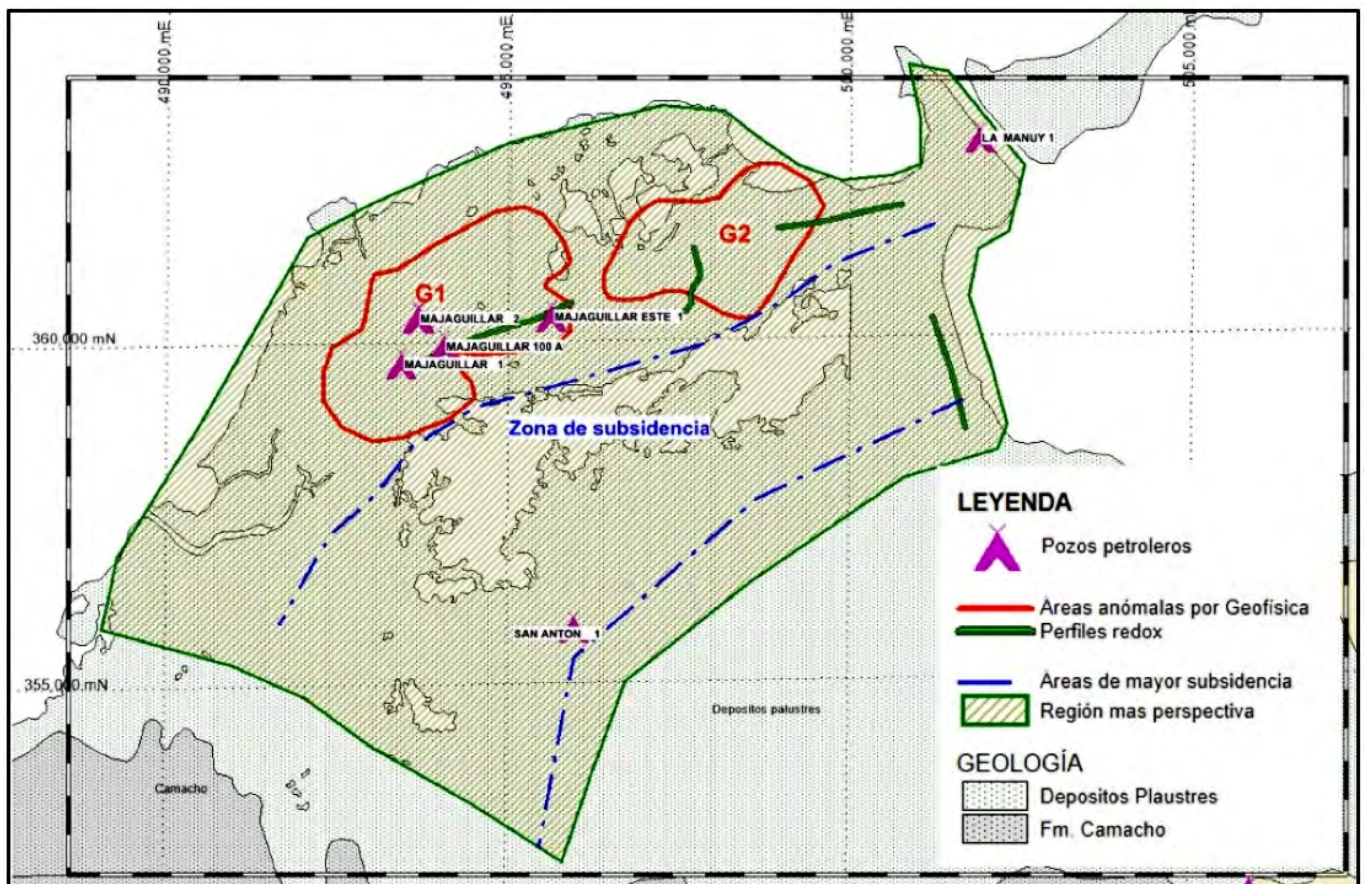


Figura 5. Esquema con las anomalías geofísicas interpretadas en el área y anomalías geomorfológicas positivas demostrando su coincidencia espacial.



lo que debe estar relacionado de forma directa con la presencia de hidrocarburo en horizontes someros o posible escape gaseoso por el sistema de fallas de la zona.

A partir de la relación de estos elementos se pudo diferenciar la región al NO de la Ciénaga de Majaguillar como la más perspectiva para enfocar la exploración petrolera. Aquí los procesos neotectónicos han sido más marcados que en el resto de la cuenca, se han comprobado que se reflejan hasta la actualidad y han influido en la conformación y morfología actual del área. Se localizan anomalías geomorfológicas en superficie relacionadas con levantamientos de la UTE Placetas en profundidad, las que constituyen trampas petrolíferas, hipótesis que es apoyada por la información de los pozos petroleros perforados en este sector que confirman la capacidad productiva de los carbonatos del margen continental, con petróleos de la Familia I de crudo cubanos relacionados con las rocas madres de la UTE Placetas. Las fallas subordinadas a las principales fallas transcurrentes regionales favorecen los procesos de migración del petróleo, hecho que ha sido demostrado para todo el terri-

torio cubano. En esta área aumenta la porosidad secundaria del reservorio Peñón (distribuido en toda la cuenca) lo que favorece los procesos de dismigrações (migración terciaria) que provocaron el llenado de este reservorio (Figura 6).

## CONCLUSIONES

La interpretación morfotectónica permitió definir que las condiciones más favorables para la exploración petrolera se reúnen al NO de la Ciénaga de Majaguillar, donde se evidencian elementos geólogo- estructurales vinculados con la evolución tectónica y neotectónica de la zona. En esta área se identificaron elementos geólogo- geomorfológicos y estructurales vinculados al sistema petrolero Grupo Veloz-Grupo Veloz (!), entre los que se encuentran fallas de tipo transcurrente sinistral, que favorecieron los procesos de porosidad secundaria en horizontes correspondientes con reservorios terciarios y morfoestructuras relacionadas con apilamientos de las secuencias del margen continental como posibles trampas estructurales.

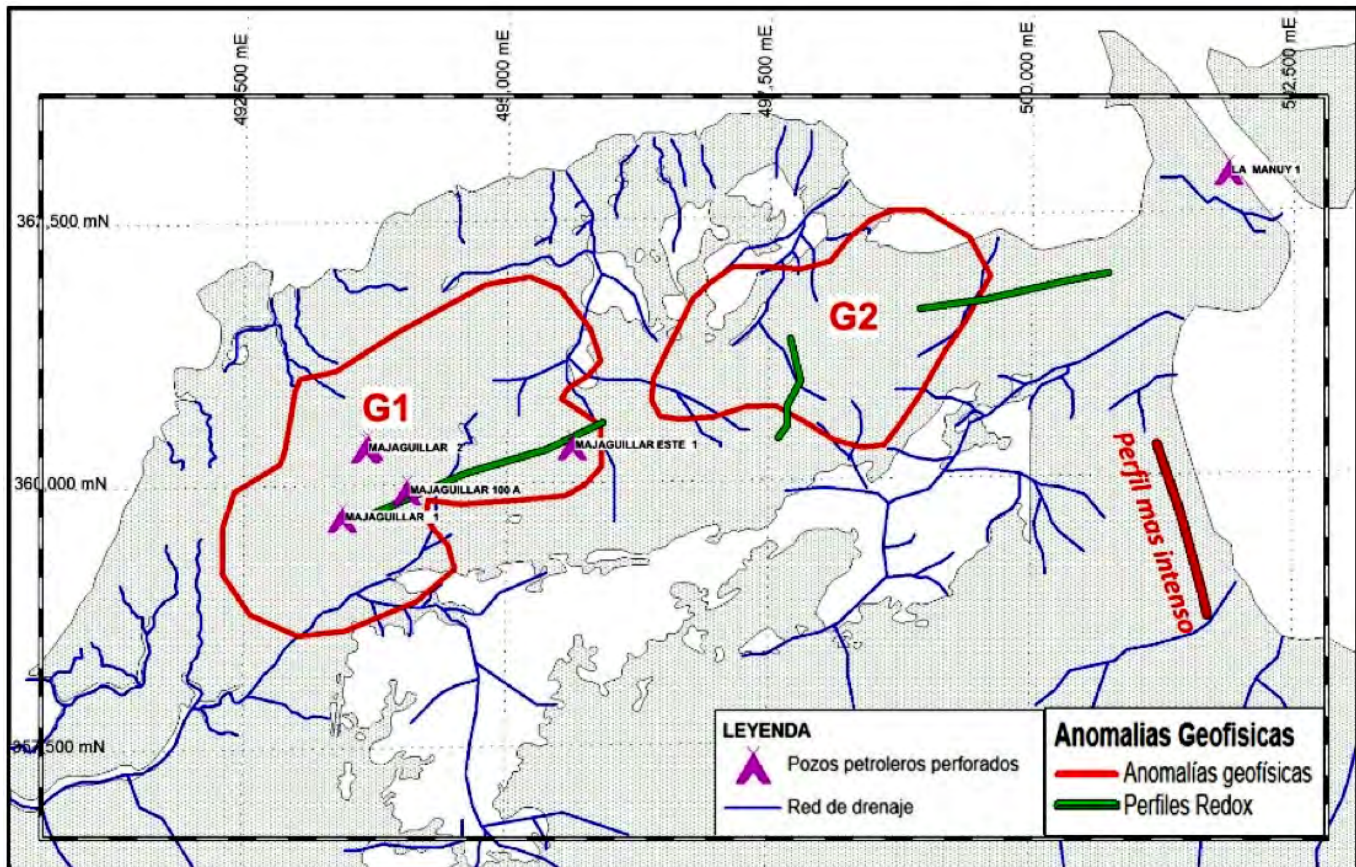


Figura 6. Esquema demostrando la zona con mayor perspectiva para la exploración petrolera en la Ciénaga de Majaguillar.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bastos J.**, 2011: Interpretación integrada de atributos geólogo-geofísicos para la selección de áreas perspectivas para la exploración gasopetrolífera en la cuenca del Cauto: La Habana, Cuba, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Tesis de Maestría en Geofísica Aplicada, 73 pp.
- Coulson, S., Grabak O., Cutts A., Sweeney D., Hinsch R., Schachinger M., Laake A., Monk D.J., Toward J.**, 2009. Teledetección satelital: Mapeo de riesgos para los levantamientos sísmicos, (En línea) en OilfieldReview, Schlumberger, <http://www.slb.com>, consulta: 10 de marzo del 2016.
- Chuvieco, E.**, 1996. Fundamentos de teledetección espacial: Madrid, Rialp, 224 pp.
- Delgado, I., García N., Gómez R., Ameijeiras G., Lastra M., Sterling N., Socorro R., López S., Prol J. L.**, 2004. Sobre la interpretación geólogo-geofísica del Bloque 9, La Habana, Cuba, Archivo Técnico Ceinpet, Informe técnico, 35 pp.
- Díaz, L., Portela, H., Blanco, P., Magaz, A.** 1986. Los principios básicos de la clasificación morfoestructural del relieve cubano y su aplicación en la región centro oriental de Cuba: Academia de Ciencias de Cuba, Instituto de Geografía 60 pp.
- Linares E., García D., Delgado O., López G., Strazhevich V.**, 2011. Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba: La Habana, Cuba, Edición PalcoGraf, 480 pp.
- Pardo, M., Rodríguez O., Morales J.**, 2016. Resultados de los Métodos de Exploración no Sísmica en la región de la Ciénaga de Majaguillar, La Habana, Cuba, Archivo Técnico Ceinpet, Informe técnico.
- Pérez, M.**, 2015. Análisis geólogo-geomorfológico para la búsqueda de hidrocarburos en el sector Majaguillar-Corralillo: Pinar del Río, Cuba, Universidad de Pinar del Río, Tesis de Maestría en Geología del Petróleo, 90 pp.
- Pérez, C., Muñoz A.L.**, 2006. Teledetección. Nociones y aplicaciones, Universidad de Salamanca, 359 pp.
- Schlumberger**, 2016, Reservoir engineering (en línea) <[www.oilandgasonline.com](http://www.oilandgasonline.com)>, consulta: marzo 2015.
- Shumacher, D.**, 2009. Non-Seismic Detection of Hydrocarbons: An Overview, en AAPG International Conference and Exhibition, Cape Town, South Africa, 2008, Search and Discovery Article # 40392, 26-29 pp.
- Seco R.**, 2002. Teledetección aeroespacial, La Habana, Cuba, Editorial Félix Varela, 156 pp.
- Staskowski, R., J. Everett**, 2004. Utility of ASTER for detecting Hydrocarbon (resumen extendido), AAPG Annual Convention, Geochemical exploration for oil and gas, Dallas, Texas 1-6 pp.
- Valdivia, C., Delgado O., Veiga C., González D., Castro O., Flores A., Pérez M., Blanco S., Jiménez L., Barrios M.**, 2015. Evaluación del potencial de petróleo no convencional en el sector Majaguillar- Martí, La Habana, Cuba, Archivo Técnico Ceinpet, Informe técnico.

Manuscrito recibido: 30 de agosto de 2018

Manuscrito corregido: 20 de septiembre de 2018

Manuscrito aceptado: 20 de octubre de 2018





## Importancia de la temperatura en la Ingeniería de Diseño de Pozos *Offshore*

Heberto Ramos Rodríguez<sup>1</sup> y David M. Hernández Morales<sup>2</sup>

1. Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa – Macuspana, km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México.

E-mail: hrr\_betoramos@yahoo.com

2. TenarisTamsa. Carretera México – Veracruz, km 433.7, Vía Xalapa, C.P. 91697, Veracruz, Veracruz, México. E-mail:

dhernandezm@tamsa.com.mx

### RESUMEN

En la industria petrolera se llevan a cabo diferentes operaciones para poder extraer los hidrocarburos del subsuelo. Las más significativas son las operaciones de perforación, con las que se alcanzan profundidades mayores a los 7 000 metros en ambientes en los que las presiones y temperaturas son elevadas. Para llegar a esas profundidades se utilizan tuberías de acero de diferentes características, que están sujetas a esfuerzos de compresión y tensión de tipo longitudinal y axial, así como a presiones internas y externas. Se ha observado que aun cuando los esfuerzos y presiones a los que se someten las tuberías están dentro de especificaciones definidas por las normas aplicables, se han presentado deformaciones en las tuberías, colapsos y en algunos casos ruptura de las mismas, por lo que se pregunta si algún otro parámetro, como la temperatura, tiene algún efecto sobre la modificación de las propiedades de los aceros utilizados. Si bien hay algunos estudios realizados exprofeso para la industria petrolera, en los que aparece la temperatura como factor de correlación contra los esfuerzos a la cedencia, no hay conclusiones definitivas al respecto. Por otra parte, en la información proporcionada por los fabricantes, las especificaciones de diseño de las tuberías no contemplan temperaturas de operación superiores a los 125 °C. En las operaciones de perforación, las temperaturas que se alcanzarían, sobrepasarán las especificadas por los fabricantes para condiciones máximas de esfuerzos lineales y axiales de compresión tensión, por lo que es probable que las temperaturas elevadas modifiquen las propiedades mecánicas de los aceros utilizados en las tuberías. Para corroborar lo anterior se diseñaron

una serie de pruebas con probetas de aceros de tuberías utilizadas comúnmente en las operaciones de perforación, sujetas a las mismas condiciones de esfuerzos a diferentes temperaturas, observando que el esfuerzo a la cedencia de todas las probetas se modifica hasta un 10 % en presencia de temperaturas elevadas. Lo anterior obliga a los diseñadores de aplicaciones de las tuberías que se utilizan en las diversas operaciones de perforación, a considerar estas variaciones en los diseños correspondientes, con la finalidad de robustecerlos y reducir el riesgo de que se produzca una deformación, un colapso o una ruptura de la tubería a utilizar, cuando las temperaturas de operación sobrepasan los valores que establecen los fabricantes.

**Palabras clave:** Pozos petroleros, perforación, tuberías de revestimiento, esfuerzo a la cedencia.

### ABSTRACT

In the oil industry, different operations are carried out in order to extract the hydrocarbons from the subsoil. The most significant are the drilling operations, with which depths greater than 7 000 meters are reached in environments where pressures and temperatures are high. To reach these depths, steel pipes of different characteristics are used, which are subjected to compression and tension efforts of longitudinal and axial type, as well as to internal and external pressures. It has been observed that even when the efforts and pressures to which the pipes are subjected are within specifications defined by the applicable standards, there have been deformations of the pipes, collapses and in some cases rupture of them, so it is asked if

any other parameter, such as temperature, has any effect on the modification of the properties of the steels used. Although there are some studies carried out expressly for the oil industry, in which temperature appears as a correlation factor against the efforts to yield, there are no definitive conclusions in this regard. On the other hand, in the information provided by the manufacturers, the design specifications of the pipes do not contemplate operating temperatures above 125 °C. In drilling operations, the temperatures that can be reached exceed those specified by the manufacturers for maximum conditions of linear stresses and axial stress compression, so it is likely that high temperatures modify the mechanical properties of steels used in pipes. To corroborate the above, a series of tests were designed with tubes steels of pipes commonly used in drilling operations, subject to the same conditions of stress at different temperatures, observing that the yield stress of all the specimens is modified to a 10 % in the presence of high temperatures. This requires the designers of applications of the pipes used in the various drilling operations, to consider these variations in the corresponding designs, in order to strengthen them and reduce the risk of a deformation, a collapse or a rupture of the pipe to use, when the operating temperatures exceed the values established by the manufacturers.

**Keywords:** Oil well, drilling, casing pipes, effort to yield.

## RESUMO

Na indústria do petróleo, diferentes operações são realizadas para extrair os hidrocarbonetos do subsolo. O mais importante são as operações de perfuração com essas profundidades superiores a 7 000 metros alcançados em ambientes onde as pressões e as temperaturas são altas. Para alcançar estas profundidades tubos de aço de características diferentes, que estão sujeitos à compressão e tipo tensão longitudinal e axial, bem como as pressões internas e externas são utilizadas. Foi observado que, apesar de esforços e pressões a que os tubos são submetidos estão dentro das especificações definidas pelas regras, houve deformações tubos, entra em colapso e, em alguns casos degradação do mesmo, então ele pede se qualquer outro parâmetro, como temperatura, tiver algum efeito na modificação das propriedades dos aços usados. Embora existam alguns estudos realizados expressamente para a indústria de petróleo, onde a temperatura aparece como fator de correlação contra os esforços para cedência, sem

conclusões definitivas. Além disso, as informações fornecidas pelo fabricante, as especificações de concepção dos tubos não proporcionar temperaturas de operação superiores a 125 °C. Nas operações de perfuração, as temperaturas podem ir além dos especificados pelo fabricante para as condições de stress axiais de tensão de compressão linear máxima e, por isso, é provável que as temperaturas elevadas modificar as propriedades mecânicas dos aços utilizados nas tubagens. Para corroborar esta uma série de testes de amostras de tubos de aço comumente utilizados em operações de perfuração, sujeito às mesmas condições de stress a diferentes temperaturas são concebidos, notando que o esforço de cedência de todas as amostras é modificado para uma 10 % na presença de altas temperaturas. Isso requer aplicação designers tubos utilizados em diversas operações de perfuração, para considerar essas variações em projetos correspondentes, a fim de fortalecer-los e reduzir o risco de deformação, colapso ou ocorrer ruptura do tubo a ser utilizado, quando as temperaturas de operação excederem os valores estabelecidos pelos fabricantes.

**Palavras-chave:** Poço de petróleo, perfuração, tubos de revestimento, esforço para ceder.

## INTRODUCCIÓN

El reto más importante con respecto a la construcción de pozos en aguas profundas y ultra profundas consiste en perforar agujeros estables. Diseñar pozos seguros requiere de conocimientos avanzados para el cálculo de las presiones de poro y de los gradientes de fractura, ya que se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro del margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro. El número de tuberías de revestimiento a utilizar estará en función de los cambios de densidad que ocurran dentro de ese margen.

En esta investigación se presenta el aspecto de la temperatura a considerar en el diseño de la perforación de pozos. Uno de los parámetros más tomados en cuenta, es el esfuerzo a la cedencia, que variará ante fenómenos como la tensión, la compresión, la presión interna, el colapso, la temperatura, etc.

El esfuerzo a la cedencia es uno de las variables directas en las ecuaciones de resistencia de materiales que deben tomarse en cuenta cuando se diseñan las tuberías de revestimiento para pozos petroleros. El esfuerzo a la cedencia es un nominal dado por una de las normas del

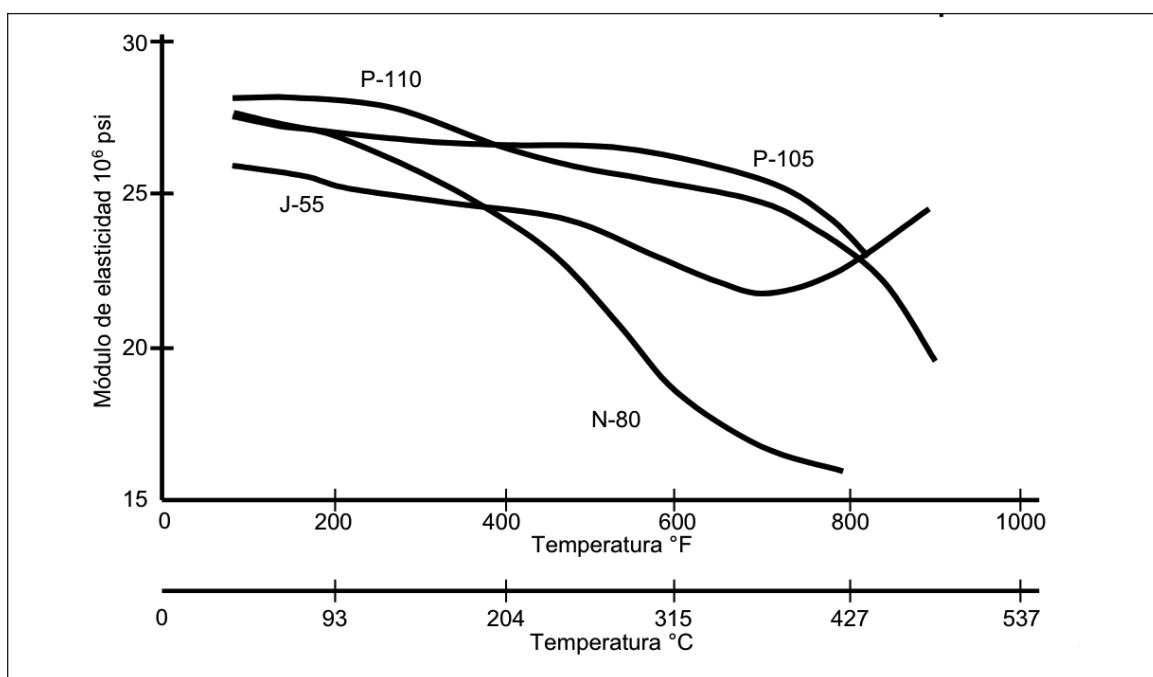
American Petroleum Institute (API). Este valor es conocido físicamente mediante pruebas de laboratorio, sin embargo, las condiciones de trabajo recomendadas por los fabricantes para los aceros utilizados en las tuberías son muy diferentes a las reales, ya que se tienen registros de temperatura superiores a las 200 °C en pozos petroleros.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Estudios previos

La influencia de la temperatura sobre el comportamiento de los aceros en el esfuerzo a la cedencia es escasamente reconocida por la mayoría de los estudios de mecánica de

materiales. La norma API 5CT (1999), que define la fabricación de aceros para tuberías usadas en la industria petrolera, se orienta a la presentación de los elementos químicos, con el fin de que se cumpla con los requerimientos de fluencia y resistencia. Con relación a las pruebas de laboratorio, esta norma las considera bajo condiciones ambientales: 20 °C y 760 mmHg. En el estudio de Rabia Hussain, en su libro *Fundamentals of Casing Design*, (1987), se presenta el módulo de elasticidad para los aceros API como una variable de la temperatura, en la que los resultados se obtienen de manera aleatoria (**Figura 1**). El autor no aporta mayores comentarios respecto a los alcances de su estudio.



**Figura 1.** Módulo de elasticidad de la tubería de revestimiento vs temperatura

Petróleos Mexicanos solicitó al Instituto Mexicano del Petróleo, realizar una investigación que se denominó: «Estudio del comportamiento mecánico de materiales utilizados en tubería de revestimiento *casing* con el aumento de temperatura» (1992). Dicho estudio, que tomó como premisas las fórmulas y ecuaciones de colapso aplicadas por el API 5C3 (1994), señala que la reducción del esfuerzo a la cedencia del acero, entre otras causas, es atribuible a la modificación de los enlaces moleculares. Es importante destacar que en esta investigación se consideró un rango de temperatura de 20 a 200 °C, sin embargo, se tiene evidencia de pozos petroleros que han rebasado los 200 °C.

### Importancia de la temperatura en el comportamiento del acero

El trabajo de diseño de tuberías de revestimiento y de producción para pozos petroleros, se basa generalmente en fuerzas mecánicas, tales como: colapso, presión interna, tensión, compresión y esfuerzos biaxiales y triaxiales. En la mayoría de los casos, el efecto de la temperatura no es tomado en cuenta de manera explícita, ya que su variación no suele ser muy significativa en intervalos menores a los 125 °C, además de la aparición de cualquier riesgo relacionado con la temperatura mediante los factores de seguridad tradicionalmente utilizados. Sin embargo, y con base en la información de campo, se sabe que muchos



pozos presentan temperaturas superiores a los 200 °C, a partir de las cuales el comportamiento de los aceros en el esfuerzo a la cedencia se ve afectado en su valor de resistencia, como se observó en las pruebas de laboratorio que se presentan más adelante.

Si bien la temperatura es un factor que puede observarse en los casos donde no se rebasan los 125 °C, es importante señalar su efecto en el comportamiento de los aceros para que este conocimiento se incorpore a la cultura del diseño de ingeniería dentro de la industria petrolera. Por lo antes mencionado, los profesionales del diseño deben preguntarse si los materiales van a operar en ambientes de alta temperatura, ya que en esos casos se debe considerar un nuevo valor en el esfuerzo a la cedencia, puesto que esta variable cambia de manera significativa en ambientes con temperaturas superiores a los 200 °C.

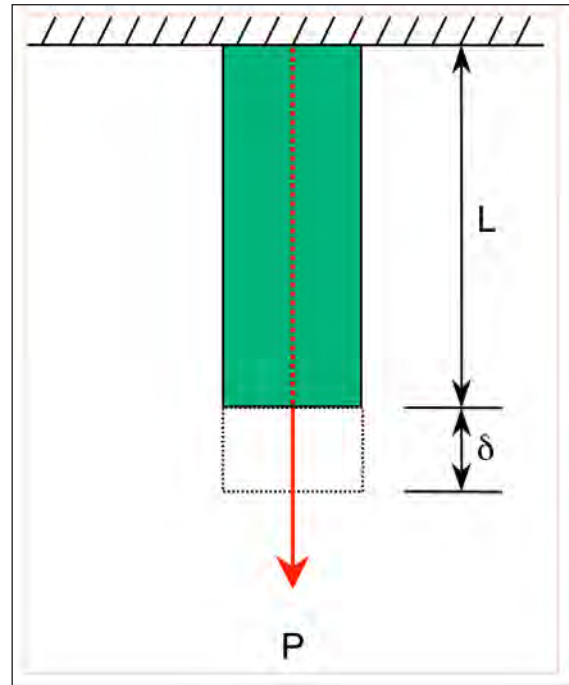
La variación del esfuerzo a la cedencia en el acero debida al incremento de la temperatura, debe ser conocida para optimizar el desempeño de la tubería en condiciones crítica durante la perforación. Por ejemplo, la tubería de revestimiento quedará sometida a pandeo helicoidal cuando se presentan problemas durante la cementación o cuando esta operación no pretenda alcanzar la superficie. Si además de estos problemas, el anclaje de la tubería de revestimiento no se realiza para soportar los cambios de presión y temperatura esperados durante la siguiente etapa de la perforación, o durante la vida productiva del pozo, puede ocurrir un desgaste de la tubería de revestimiento en las zonas pandeadas y, por tanto, una reducción de sus propiedades mecánicas.

Otro problema que debe preverse, es la elongación en la tubería de revestimiento por efecto de los cambios en la temperatura cuando los pozos se encuentran fluyendo, fenómeno físico que pudiera ocasionar un posible levantamiento del árbol de válvulas. Desde luego, esta elongación puede atribuirse normalmente a la combinación del efecto de la temperatura y a una cementación deficiente.

### Variación del esfuerzo a la cedencia y la ruptura del acero

#### Ley de Hooke

La Ley de Hooke establece que, si una barra de longitud  $L$  es sometida a una fuerza de tensión  $P$ , se observará (dentro de la zona elástica) una deformación longitudinal  $\delta$ , que es proporcional a la fuerza  $P$  aplicada e inversamente proporcional al área de la sección transversal de dicha barra (**Figura 2**).



**Figura 2.** Barra de longitud  $L$  sometida a una fuerza de tensión  $P$

$$\delta \propto PL / A \quad \text{ecuación 1}$$

Introduciendo una constante de proporcionalidad  $E$ , característica de cada material, que se conoce como módulo de elasticidad o de Young, tenemos:

$$\delta = PL / EA \quad \text{ecuación 2}$$

Despejando el módulo de Young, se obtiene:

$$E = PL / \delta A \quad \text{ecuación 3}$$

El esfuerzo axial unitario está definido por:

$$\sigma = P / A \quad \text{ecuación 4}$$

La deformación axial unitaria o elongación axial (adimensional) está definido por:

$$\varepsilon = \delta / L \quad \text{ecuación 5}$$

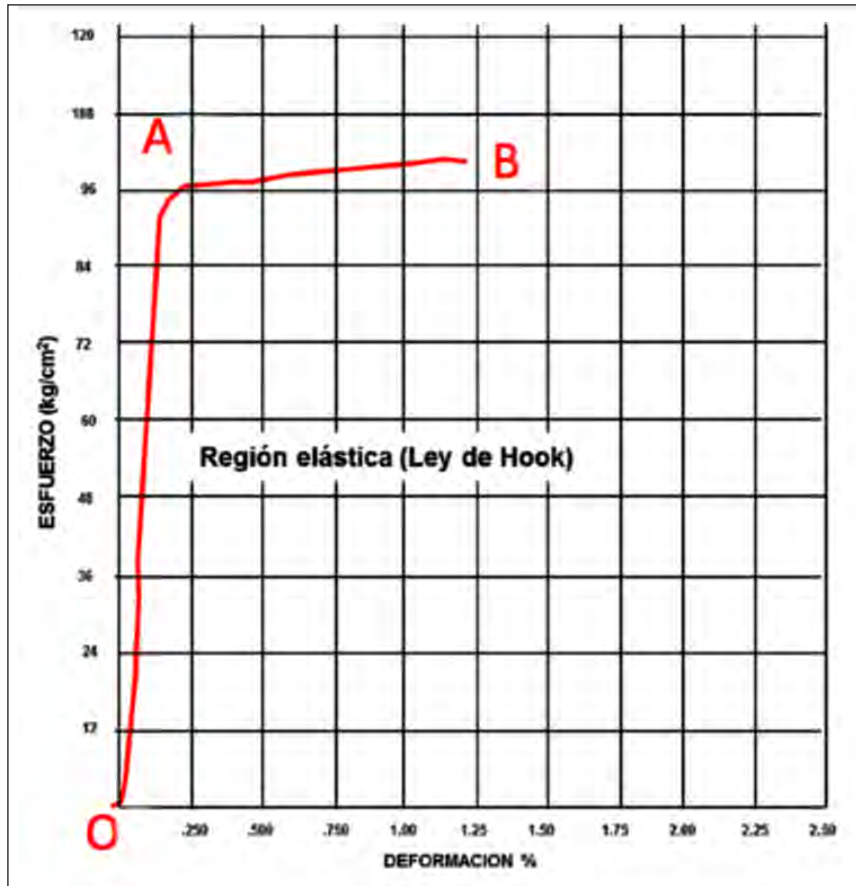
Por lo que el módulo de Young es la relación entre el esfuerzo axial y la deformación axial, obteniéndose:

$$E = \sigma / \varepsilon \quad \text{ecuación 6}$$

De acuerdo con la Ley de Hooke, cualquier incremento de carga de tensión es acompañado de un incremento de longitud. La Ley de Hooke es aplicable solamente a la región elástica, como se observa en la trayectoria 0-A de la **Figura 3**. El punto B define el esfuerzo de cedencia del material. Es importante no exceder este

valor durante las corridas de tuberías de revestimiento y de operaciones diversas, para prevenir fallas de la tubería.

La Ley de Hooke no es aplicable cuando se cambia de la región elástica a la plástica, hasta alcanzar el último esfuerzo. Las cargas aplicadas en la región plástica causan deformaciones permanentes o residuales.



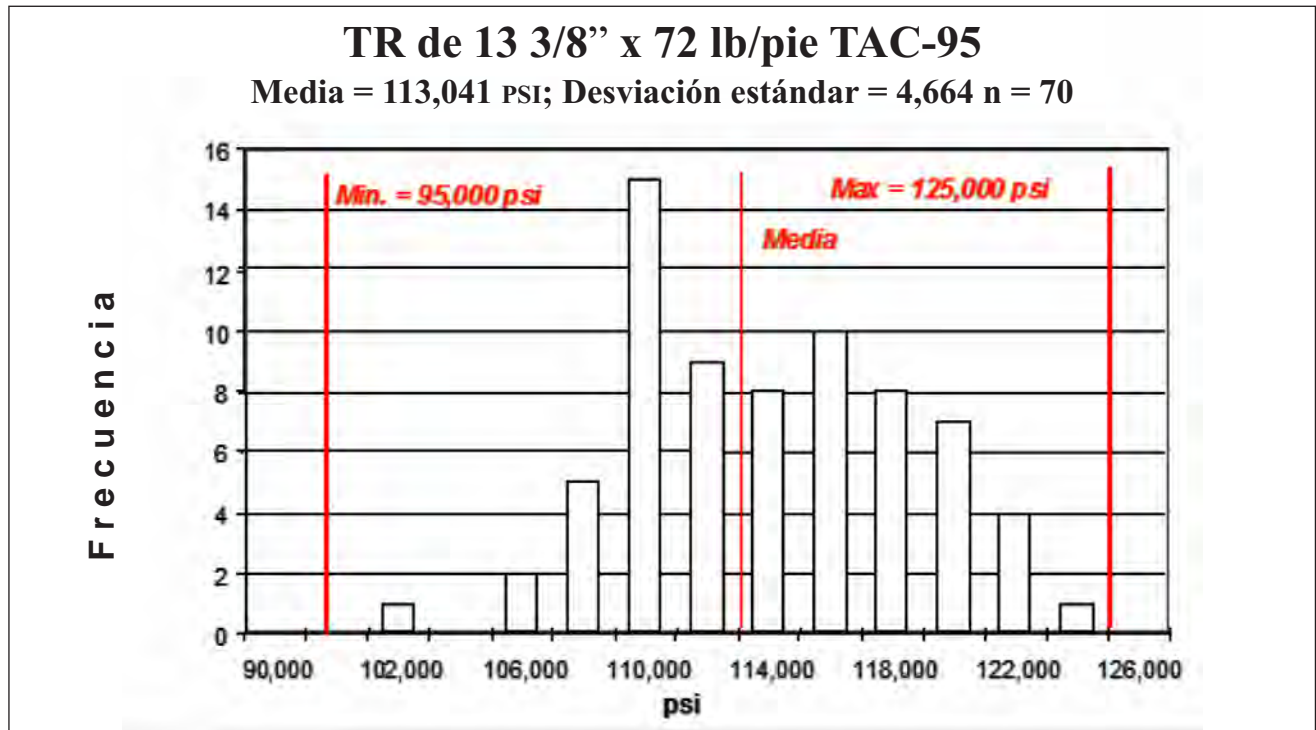
**Figura 3.** Carga aplicada a una barra contra la elongación de la barra

La variación en los valores del esfuerzo a la cedencia en una tubería de acero, se distribuye normalmente bajo la curva de la ecuación estadística de Gauss, la cual muestra límites de frontera (mínimos y máximos). En la **Figura 4** se observan las mediciones de 70 muestras de tubería de 13 3/8” de diámetro exterior, de grado de acero TAC-95, de 72 lb/pie.

Se observa que el valor promedio del esfuerzo a la cedencia fue de 113 041 PSI, cuando el mínimo recomendado por la norma API 5CT (2005) es de 95 000 PSI. En los certificados de calidad de cada uno de las tuberías fabricadas, aparecen los valores del esfuerzo a la cedencia y ruptura (fluencia y resistencia) del acero.

**Desarrollo conceptual del experimento**

Existen yacimientos con gradiente de temperatura considerados normales en condiciones estáticas, sin embargo, cuando algunos pozos se someten a una alta producción de hidrocarburos, los fluidos producidos conservan una temperatura cercana a la del yacimiento, a pesar de la pérdida de calor a lo largo de su ascenso a la superficie. En casos donde el gradiente de temperatura es de normal a bajo, la principal preocupación del diseñador es el acero de la tubería de producción, pero si el gradiente de temperatura del yacimiento es alto (superior a los 150 °C), la preocupación del diseñador se extiende a la tubería de revestimiento, ya que ésta se encuentra de cara al yacimiento.

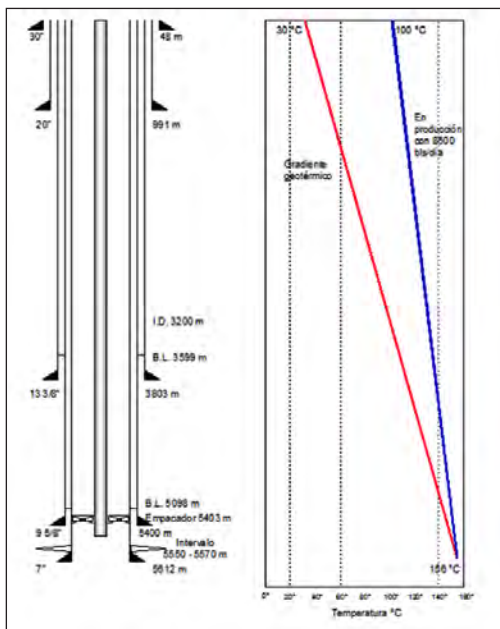


**Figura 4.** Variación del esfuerzo a la cedencia de muestras de tubería de 13 3/8" de diámetro exterior

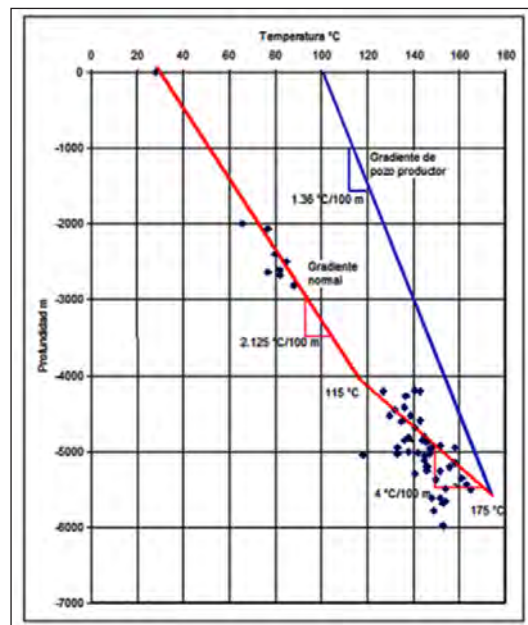
En México existen yacimientos (**Figuras 5 y 6**) con gradientes medios de temperatura, cuyos fluidos producidos alcanzan temperaturas cercanas a los 100 °C en la superficie. Un ejemplo de un campo petrolero con altos gradientes de temperatura en el fondo de los pozos, se muestra en las **Figuras 7 y 8**, en este campo se han re-

gistrado temperaturas de 216 °C en el fondo de los pozos.

Sobre la base de estas observaciones, se diseñó un experimento con el que se pretenden simular las condiciones de temperatura de los yacimientos petroleros, tanto en condiciones estáticas como de flujo, que se describe a continuación.



**Figura 5.** Estado mecánico de pozos con gradientes medios de temperatura



**Figura 6.** Gradientes medios de temperatura en pozos productores



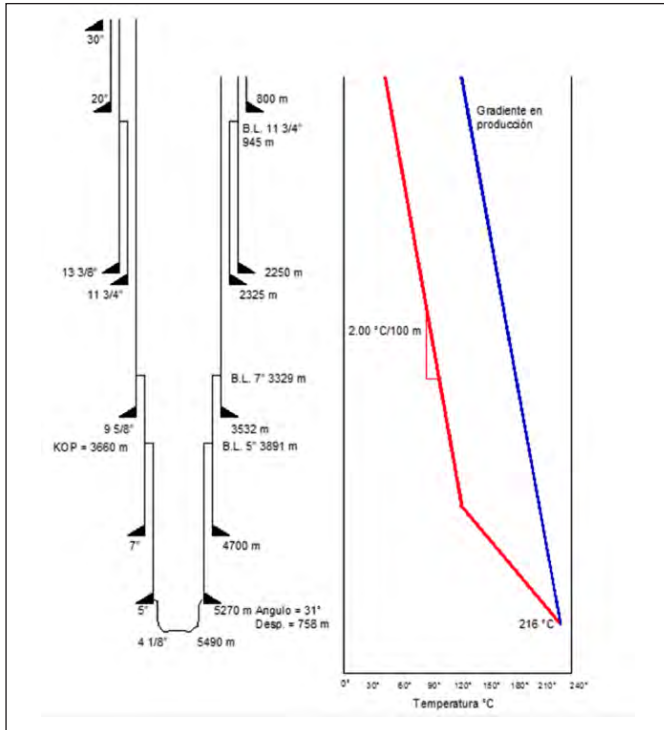


Figura 7. Estado mecánico de pozos con gradientes altos de temperatura

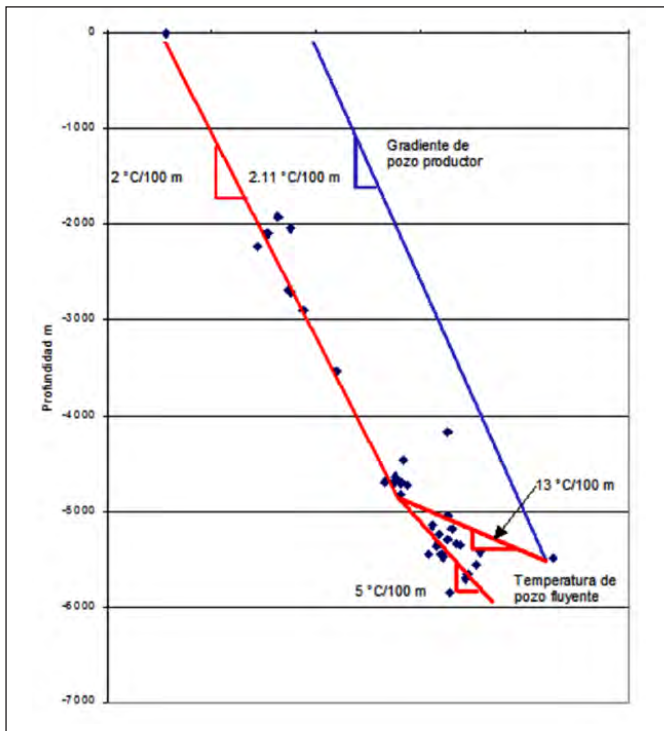


Figura 8. Estado mecánico de pozos con gradientes altos de temperatura

### Características del equipo

Para darle una forma definida a las muestras o probetas de acero, se utilizaron tornos de control numérico. Para

las pruebas de tensión, se utilizó una máquina de tensión *Tinius Olsen*, la cual dispone de un horno cuya temperatura puede elevarse y controlarse hasta los 1 200 °C.

La adquisición de los datos se realiza con un equipo de registro y una terminal de cómputo que mide, en tiempo real, las variaciones de temperatura, fluencia, resistencia y elongación de la muestra experimental (Figura 9).

### Selección de los aceros

Se realizó una selección de los aceros más usados en los pozos petroleros en México, los cuales se han introducido en yacimientos profundos donde se presentan altos esfuerzos de colapso, altos niveles de corrosión dulce y



Figura 9. Máquina de tensión marca Tinius Olsen

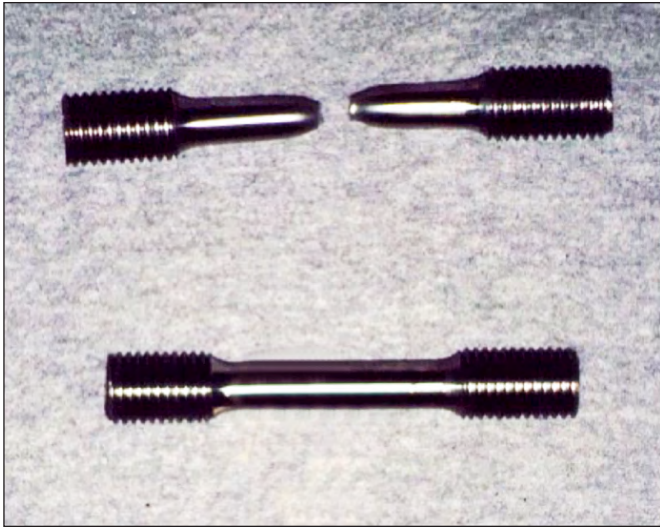
amarga, y temperaturas extremas, por lo que el estudio se enfocó a los aceros API clasificados como **N-80**, **TRC-95**, **TAC-110** y **TAC-140**.

De cada una de las mismas coladas de cada tipo de acero se obtuvieron ocho probetas, las cuales fueron probadas a las temperaturas de prueba de 20, 100, 125, 150, 175, 200, 300 y 400 °C, rango en que se encuentran las temperaturas de los pozos petroleros, para un total de 32 muestras.

Las muestras fueron extraídas en el sentido longitudinal de los tubos y maquinadas en tornos de control numérico, obteniendo probetas con diámetros de 5.9 a 6.5 mm, tal como lo indica la norma internacional ASTM E8M (1997). Los extremos de las probetas fueron maquinados en forma de roscas, las cuales permiten sostenerlas y manipularlas en las mordazas de la máquina de tensión (Figura 10).

### Procedimiento de prueba

Las probetas son colocadas en la máquina de tensión *Tinius Olsen* y el horno se eleva a la temperatura deseada para la prueba. Una vez que la muestra alcanza la tempe-



**Figura 10.** Probetas con los extremos maquinados

ratura deseada, el horno se mantiene durante 20 minutos a esa temperatura, con la finalidad de homogeneizarla en todo el cuerpo de la muestra. Después de ese tiempo, se inicia la prueba, que consiste en tensionar la probeta hasta alcanzar su ruptura. Antes de llegar a este punto, se observan varias etapas (elástico, plástico y ruptura) en el proceso de prueba de fluencia y resistencia. Durante todo este proceso la temperatura se mantiene constante.

Ya que esta máquina de prueba cuenta con una interfaz computacional, es posible conocer los resultados inmediatamente después de concluido cada experimento, que se obtienen tanto en valores como en forma gráfica (**Figura 11**).

### Resultados de las pruebas

Es importante hacer notar que estos experimentos del efecto de la temperatura sobre el comportamiento de los diferentes tipos de aceros especialmente diseñados para su utilización en pozos petroleros mexicanos, han sido de utilidad para extender su utilización en pozos críticos de países como China, Noruega, Emiratos Árabes, Rusia, Brasil y otros países latinoamericanos.

A continuación, se describen las mediciones y se comentan los resultados más relevantes que se produjeron durante los experimentos con probetas de acero de diferentes grados API.

### Acero de grado N-80

El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de manera uniforme desde los 96 686 a 92 854 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posterior-



**Figura 11.** Colocación de la probeta en la máquina de tensión

mente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el esfuerzo a la cedencia muestra un comportamiento aleatorio, variando desde los 92 854 hasta valores de 86 311 PSI.

El punto de ruptura en este acero se reduce de manera uniforme desde los 11 816 hasta 106 593 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el punto de ruptura muestra un comportamiento aleatorio, desde los 106 593 hasta 104 280 PSI.

Se observa que el esfuerzo a la cedencia se reduce en un 10 % de su valor obtenido a temperatura ambiente, cuando la probeta de acero es sometida a temperaturas similares a las que prevalecen en los pozos petroleros.

Los valores de la deformación que se observa en este material, y que se miden después del proceso de experimentación a diferentes temperaturas, fueron muy similares, con elongaciones que van de 0.24 a 0.25 %, con excepción de las pruebas efectuadas a las temperaturas de 100 y 400 °C, en las que las deformaciones fueron de 0.29 y 0.33 %, respectivamente (**Figura 12**).

### Acero de grado TRC-95

El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de manera uniforme desde los 103 669 a 102 619 PSI, mientras la tem-

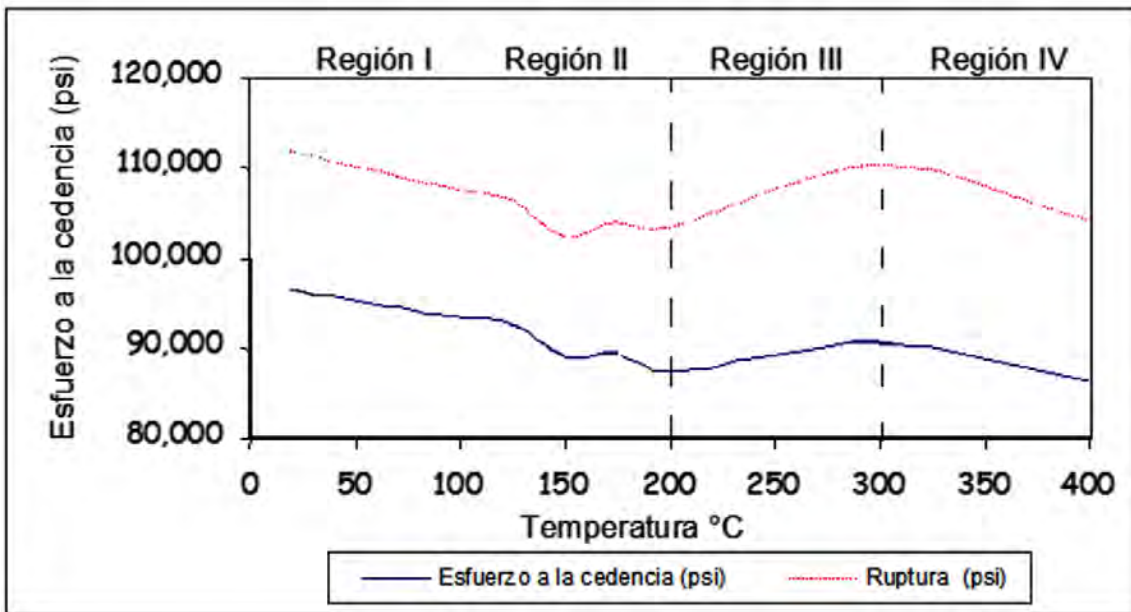


Figura 12. Comportamiento del acero N-80 con la temperatura

peratura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el esfuerzo a la cedencia muestra un comportamiento aleatorio, variando desde los 102 619 hasta valores de 90 355 PSI.

El punto de ruptura en este acero se reduce de manera uniforme desde los 119 963 hasta 116 458 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el punto de ruptura muestra un comportamiento aleatorio, desde los 116 458 hasta 107 942 PSI. Como se observa, el esfuerzo a la cedencia se reduce en

un 8 % de su valor obtenido a temperatura ambiente, cuando el acero es sometido a temperaturas similares a las que prevalecen en los pozos petroleros.

Los valores de la deformación observada en este material, medidos después de las pruebas a diferentes temperaturas, van de 0.22 a 0.26 %. Sólo la deformación observada en el experimento a 20 °C mostró un valor de 0.28 % (Figura 13).

#### Acero de grado TAC-110

El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de ma-

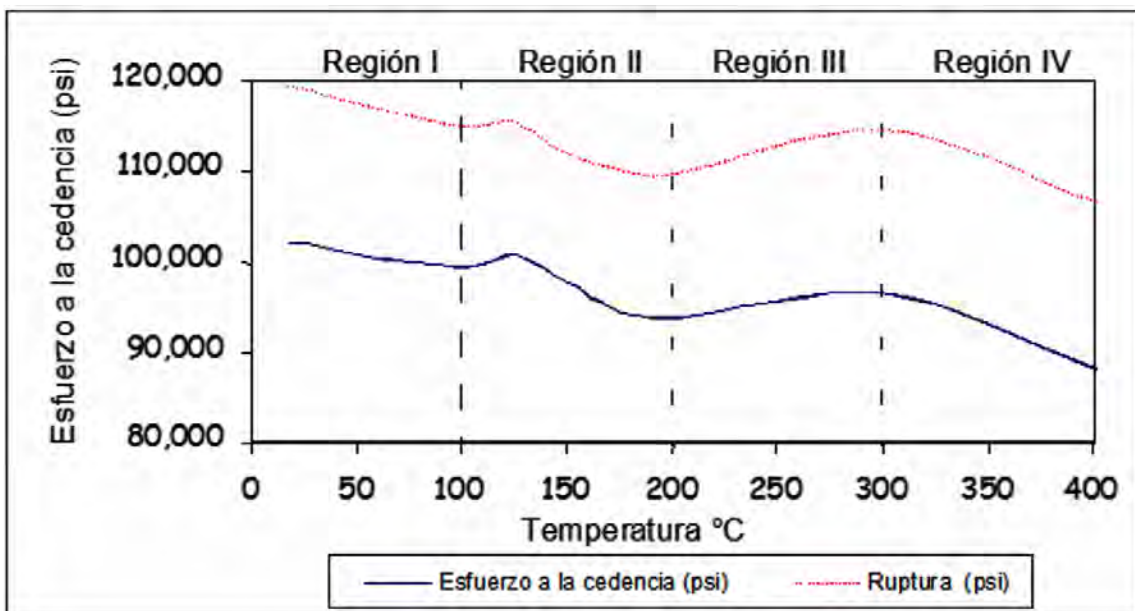


Figura 13. Comportamiento del acero TRC-95 con la temperatura



nera uniforme desde los 138 188 a 130 169 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el esfuerzo a la cedencia muestra un comportamiento aleatorio, variando desde los 130 169 hasta valores de 116 600 PSI.

El punto de ruptura en este acero se reduce de manera uniforme desde los 147 925 hasta 140 658 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el punto de ruptura muestra un compor-

tamiento aleatorio, desde los 140 658 hasta 132 283 PSI.

Como se observa, el esfuerzo a la cedencia se reduce en un 10 % de su valor obtenido a temperatura ambiente, cuando el acero es sometido a temperaturas similares a las que prevalecen en los pozos petroleros.

Los valores de la deformación observada en este material, medidos después de las pruebas a diferentes temperaturas, fueron muy similares, con elongaciones que van de 0.22 a 0.24 %, con excepción de la prueba efectuada a 400 °C, que alcanzó 0.27 % (Figura 14).

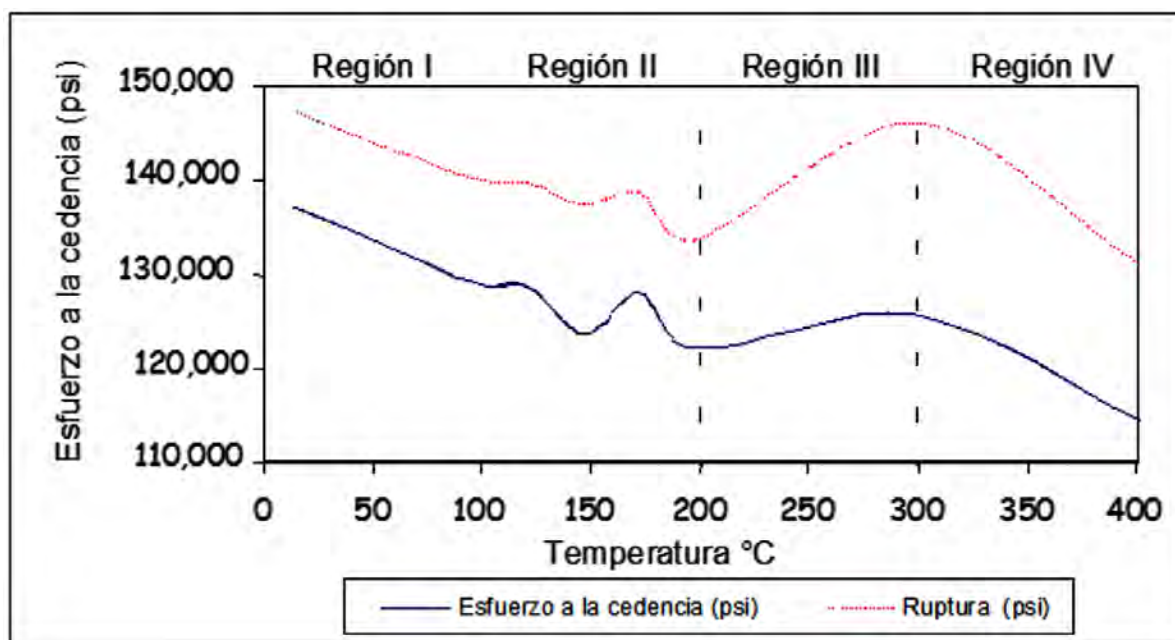


Figura 14. Comportamiento del acero TAC-110 con la temperatura

#### Acero de grado TAC-140

El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de manera uniforme desde los 168 463 a 157 832 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 100 °C. luego cuando la temperatura asciende de 100 hasta los 400 °C, el esfuerzo a la cedencia muestra un comportamiento aleatorio, variando desde los 157 832 hasta valores de 139 337 PSI.

El punto de ruptura en este acero se reduce de manera uniforme desde los 175 872 hasta 174 509 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 100 °C. Conforme la temperatura asciende desde 100 hasta 400 °C, el punto de ruptura muestra un comportamiento aleatorio, desde los 174 509 hasta 152 452 PSI.

De esta manera, el esfuerzo a la cedencia se reduce en un 11 % de su valor obtenido a condiciones ambientales, cuando el acero es sometido a temperaturas similares a las que prevalecen en los pozos petroleros.

Los valores de la deformación observada en este material, medidos después del proceso de experimentación, fueron muy aleatorios, con elongaciones críticas de 0.38 % en la prueba efectuada a la temperatura de 175 °C (Figura 15).

#### CONCLUSIONES

Las temperaturas que se encuentran a las profundidades de los pozos petroleros en el sureste de México, se ubican en el rango de 120 °C a 190 °C. En este rango de temperaturas el comportamiento de los diferentes tipos de acero (el rango es superior a las temperaturas de operación especificadas para esas tuberías) no tiene un comportamiento lineal, de tal forma que el esfuerzo a la cedencia no disminuye con el incremento de temperatura, éste se recupera y aumenta con respecto al aumento de temperatura. Este comportamiento puede ser la causa

de la aparición de deformaciones, colapsos y rupturas de tuberías de perforación precisamente en el rango de temperaturas que se alcanzan en la mayoría de los pozos perforados. Para disminuir la probabilidad de ocurrencia de deformaciones, colapsos o rupturas por efecto de la

temperatura en las tuberías utilizadas en las operaciones de perforación de pozos petroleros, se sugiere tomar en cuenta las siguientes recomendaciones a realizarse en las etapas de diseño y la ejecución de la perforación del pozo:

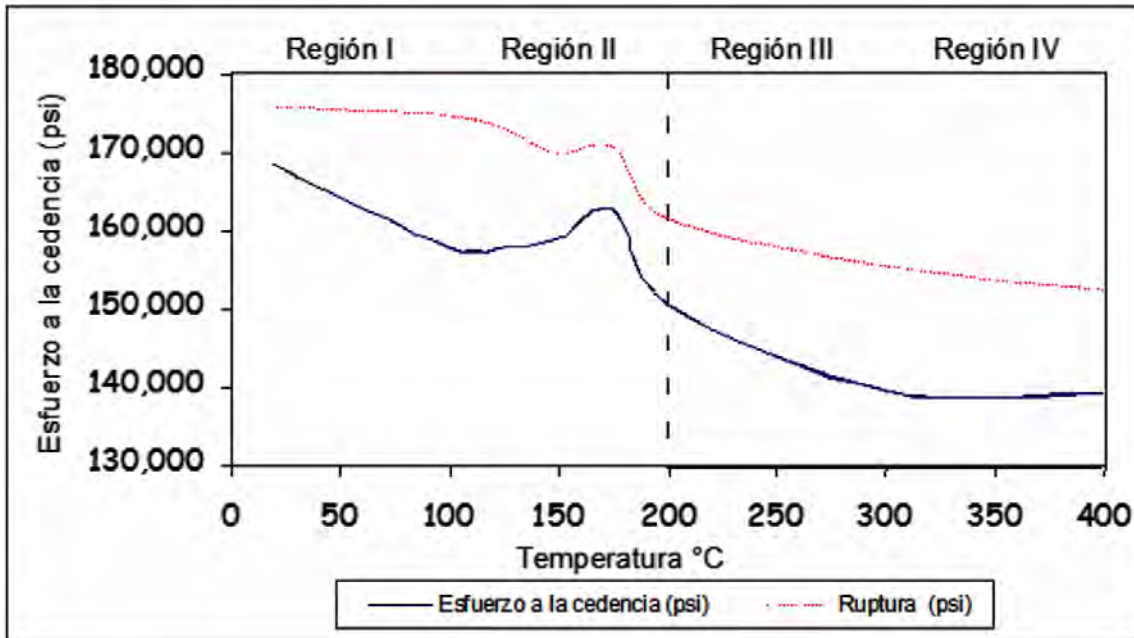


Figura 15. Comportamiento del acero TAC-140 con la temperatura

- Es importante que el diseñador tenga presente que existen variaciones en el esfuerzo a la cedencia, las cuales están bajo la curva estadística normal (Gauss), limitadas por valores de frontera (mínimos y máximos).
- El diseñador tendrá presente que existen fabricantes de tubería que sólo se preocupan por cumplir con el mínimo requerimiento de la norma API correspondiente, sin preocuparse por fabricar productos robustos desde el punto de vista de calidad. El criterio que debe prevalecer es el de utilizar productos que rebasen las especificaciones API, a fin de asegurar un buen desempeño de los aceros en condiciones muy extremas.
- Si el material por introducirse en el pozo se encuentra cerca de los límites mínimos del esfuerzo a la cedencia nominal, la diferencial del esfuerzo por efecto de la temperatura significará una reducción importante de las propiedades mecánicas del material, pudiendo generar problemas dentro de los pozos.
- Los aceros maleables con bajas durezas, tales como los grados **N-80** y **TRC-95**, muestran una reducción promedio en el valor del esfuerzo a la cedencia del 8 al 10 % para temperaturas típicas de pozos petroleros profundos.
- Los aceros poco maleables y con alta dureza, tales como los grados **TAC-110** y **TAC-140**, muestran una reducción promedio en el valor del esfuerzo a la cedencia del 10 % para temperaturas típicas de pozos petroleros profundos.
- Con base en los resultados de este estudio, el diseñador deberá considerar factores de seguridad en el diseño de la perforación y operación de los pozos, tomando en cuenta los cambios del esfuerzo a la cedencia por efecto de las altas temperaturas que se pueden presentar en los pozos y que tienen implicaciones en el detrimento de las propiedades mecánicas del acero.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adams, Neal J.** 1985. «Drilling Engineering: A Complete Well Planning Approach», PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- API.** 1994. «Bulletin of Formulas and Calculation for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties», API Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01.
- API.** 2005. «Specification for Casing and Tubing (US Customary Units)», API Specification 5CT, Sixth Edition, October 1998, Effective Date: July 01.
- API.** 2013. «Deepwater Well Design and Construction», API Recommended Practice 96, First Edition, March.
- ASTM.** 1997. «Standard Test Methods for Tension Testing of Metallic Materials». ASTM/E8M.
- Bourgoyne Adam T. Jr., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F. S. Jr.** 1986. «Applied Drilling Engineering», SPE.
- ITBJ.** 1977. «Engineering Essentials of Modern Drilling», Energy Publications Division of ITBJ.
- Instituto Mexicano del Petróleo.** 1992. «Estudio del Comportamiento Mecánico de Materiales Utilizados en Tubería de Revestimiento ‘Casing’ con el Aumento de Temperatura», Instituto Mexicano del Petróleo.
- Mitchell Bill.** 1995. «Advanced Oil Well Drilling Engineering», 10th edition, PSF revision.
- Rabia Hussain.** 1987. «Fundamentals of Casing Design, Petroleum Engineering and Development Studies», Vol 1.
- Tenaris - Tamsa.** 2013. «Prontuario» Tenaris-Tamsa.

Manuscrito recibido: 01 de octubre de 2018

Manuscrito corregido: 15 de noviembre de 2018

Manuscrito aceptado: 17 de noviembre de 2018





## Colapso de tuberías, aspecto a considerar en la Ingeniería de Diseño de Pozos

Heberto Ramos Rodríguez<sup>1</sup> y David M. Hernández Morales<sup>2</sup>

1. *Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa – Macuspana, km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México. E-mail: hrr\_betoramos@yahoo.com*
2. *TenarisTamsa. Carretera México – Veracruz, km 433.7, Vía Xalapa, C.P. 91697, Veracruz, Veracruz, México. E-mail: dhernandezm@tamsa.com.mx*

### RESUMEN

Cuando se diseñan las tuberías de revestimiento en pozos petroleros, uno de los aspectos que se consideran es el fenómeno del colapso de la tubería, que se presentan con variaciones de tensión, compresión y presiones internas y externas, que ocurren durante las operaciones de perforación y reparación de pozos. Los valores nominales de colapso para diferentes tipos de tuberías de acero utilizadas en las operaciones mencionadas están definidas en las normas emitidas por el American Petroleum Institute (API) relacionadas al tema, adicionalmente se han complementado algunas expresiones útiles para el cálculo de la presión de colapso en tuberías para diferentes rangos de elasticidad de los aceros, en las zonas elástica, de transición, plástica y de colapso. Los colapsos en tuberías suelen ser problemas serios que pueden derivar en la pérdida del pozo. Su estudio y caracterización como fenómeno mecánico ha sido de gran interés para la industria petrolera, sin embargo, hasta hace poco se han podido identificar los factores causales más significativos, lo que ha permitido definir medidas preventivas. De acuerdo con la naturaleza mecánica del fenómeno del colapso de tubería, en este artículo se presentan los conceptos generales más aceptados y se discuten los factores causales más atribuibles a su ocurrencia, se describen las pruebas de laboratorio efectuadas para conocer con mayor precisión las condiciones en que se producen los colapsos y se recomiendan algunas medidas preventivas que deben considerarse para el diseño de las tuberías de revestimiento.

**Palabras clave:** Perforación, tuberías de revestimiento, presiones anormales, colapso de tuberías.

### ABSTRACT

When designing the lining pipes in oil wells, one of the aspects considered is the phenomenon of pipe collapse, which can occur with variations in tension, compression and internal and external pressures that occur during drilling and repair operations of wells. The nominal values of collapse for different types of steel pipes used in the mentioned operations are defined in the standards issued by the American Petroleum Institute (API), additionally some expressions useful for the calculation of the collapse pressure in pipelines have been supplemented different ranges of elasticity of the steels, in the elastic, transition, plastic and collapse zones. Collapses in pipes are usually serious problems that can lead to the loss of the well. Its study and characterization as a mechanical phenomenon has been of great interest to the oil industry, however, until recently the most significant causal factors have been identified, which has made it possible to define preventive measures. According to the mechanical nature of the phenomenon of pipe collapse, this article presents the most accepted general concepts and discusses the causal factors most attributable to their occurrence, describes the laboratory tests carried out to know more precisely the conditions in that collapses occur and some preventive measures are recommended that should be considered for the design of the casing pipes.

**Keywords:** Drilling, casing pipes, abnormal pressures, pipe collapse.

### RESUMO

Ao projetar os tubos de revestimento em poços de petró-

leo, um dos aspectos considerados é o fenômeno do colapso da tubulação, que pode ocorrer com variações na tensão, compressão e pressões internas e externas que ocorrem durante as operações de perfuração e reparo de poços. Os valores nominais de colapso para os diferentes tipos de tubos de aço utilizados nas operações mencionadas são definidos nas normas emitidas pelo American Petroleum Institute (API), adicionalmente algumas expressões úteis para o cálculo da pressão de colapso em oleodutos foram complementadas. diferentes faixas de elasticidade dos aços, nas zonas elástica, de transição, plástica e de colapso. Colapsos em tubulações geralmente são problemas sérios que podem levar à perda do poço. Seu estudo e caracterização como fenômeno mecânico tem sido de grande interesse para a indústria do petróleo, entretanto, até recentemente, os fatores causais mais significativos foram identificados, o que possibilitou a definição de medidas preventivas. De acordo com a natureza mecânica do fenômeno do colapso da tubulação, este artigo apresenta os conceitos gerais mais aceitos e discute os fatores causais mais atribuíveis à sua ocorrência, descreve os testes de laboratório realizados para conhecer mais precisamente as condições de colapso e algumas medidas preventivas são recomendadas que devem ser consideradas para o projeto dos tubos de revestimento.

**Palavras-chave:** Perfuração, tubos de revestimento, pressões anormais, colapso da tubulação.

## INTRODUCCIÓN

Los colapsos en tuberías de revestimiento y de producción suelen ser problemas serios que pueden derivar en la pérdida de un pozo petrolero, y a pesar del interés en su estudio y caracterización como fenómeno mecánico para la industria petrolera y de su relativa persistencia y significado económico, los colapsos continúan presentándose sin que se pongan en práctica las medidas preventivas más adecuadas para evitarlos, lo que ocasiona un incremento en costos de operación.

El interés por conocer las causas que originan el colapso en tuberías de revestimiento y de producción, se origina con la explotación petrolera comercial. Sin embargo, nunca como hoy se contó con tecnologías y sistemas de simulación que permitieran identificar los factores causales más atribuibles a tal fenómeno, facilitando su estudio y el desarrollo de medidas preventivas que ahorran importantes recursos económicos a la industria al

prevenir la ocurrencia de accidentes mecánicos o problemas operativos de índole similar, que pueden llevar a la pérdida de un pozo.

Existen múltiples incidentes operativos que involucran el colapso en tuberías de revestimiento y de producción, tanto en pozos terrestres como en pozos costados afuera. A partir de esas experiencias y el estudio de la literatura que existe al respecto, se dio a la tarea de caracterizar con mayor precisión la naturaleza mecánica de los colapsos, los factores causales más atribuibles a su ocurrencia, la simulación de las condiciones físicas que los generan, y el desarrollo de medidas preventivas tanto para el diseño de las tuberías de revestimiento (en especial las de explotación) y los aparejos de producción, incluyendo las operaciones relacionadas con la terminación de pozos y la inducción de éstos a producción.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Conceptos generales

El colapso es el efecto físico de aplastamiento de un tubo, causado por la aplicación de fuerzas externas que actúan sobre ese elemento tubular.

El colapso de tuberías es un fenómeno complejo al que contribuyen un gran número de factores y parámetros, de tal manera que es necesario apoyarse en uno de los principios de la teoría clásica de la elasticidad para determinar los principales esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería.

Si se considera un sistema de sección transversal, con una presión externa ( $P_e$ ) y una presión interna ( $P_i$ ) y se define la solución para cualquier radio ( $r$ ), entre el radio interior ( $r_i$ ) y radio exterior ( $r_o$ ), se tiene:

Esfuerzo radial al radio  $r$ .

$$\sigma_r = \frac{P_i r_i (r_o^2 - r^2) + P_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)}$$

Ecuación 1

Esfuerzo tangencial al radio  $r$ .

$$\sigma_r = \frac{P_i r_i (r_o^2 - r^2) + P_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)}$$

Ecuación 2

Donde:

$\sigma_r$  = Esfuerzo radial al radio r

$\sigma_t$  = Esfuerzo tangencial al radio r

$P_i$  = Presión en la pared interior

$P_e$  = Presión en la pared exterior

r = Radio medio

$r_i$  = Radio interior

$r_o$  = Radio exterior

Para ambas condiciones de colapso y presión interna, el esfuerzo será máximo en la dirección tangencial. Si se asume que la tubería está sujeta solamente a una presión externa ( $P_e$ ), entonces  $r = r_i$ , y considerando que el espesor  $t$  es igual a  $r_o - r_i$ , el diámetro exterior de la tubería  $D$  es igual a  $2r_o$ , y la presión de colapso  $P_c$  es igual a  $P_e$ , se obtiene la expresión general para el cálculo de la presión de colapso:

$$P_c = 2\sigma_t \left( \frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

Ecuación 3

### Tipos de Colapso

La norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, hace mención de cuatro expresiones para calcular el colapso de acuerdo al tipo de falla: elástico, transición entre elástico a plástico, plástico y colapso de cedencia. Las expresiones permiten predecir estáticamente el mínimo colapso aceptable y no representan un valor promedio de colapso.

### Colapso Elástico

La fórmula de la mínima presión de colapso elástico se obtiene a partir de la teoría elástica desarrollada por W.O. Clinedinst, en su artículo «A Rational Expression for the Critical Collapsing Pressure of pipe Under External Pressure», presentado en la reunión anual del API en Chicago, en 1939. (Ecuación 4)

$$P_c = \frac{2E}{1 - \nu^2} \left( \frac{1}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \right)$$

Ecuación 4

Donde:

$P_c$  = Presión de colapso (PSI).

$E$  = Módulo de Young para el acero (PSI).

$\nu$  = Relación de Poisson (adimensional).

$t$  = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

$D$  = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

Para obtener una expresión de mayor utilidad práctica, se utilizan valores convencionales de módulo de Young  $E = 30 \times 10^6$  PSI y de relación de Poisson  $\nu = 0.3$ . Adicionalmente, el American Petroleum Institute (API) recomienda el uso de un factor de ajuste que es igual al 71.25 % del valor teórico de la presión de colapso que se obtiene de la ecuación 4, por lo que:

$$P_c = \frac{(46.978) \times 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2}$$

Ecuación 5

En la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, se presentan varias tablas, una para cada tipo de colapso, con las relaciones  $D/t$  (Diámetro Externo contra Espesor), para diferentes tipos de acero y para un esfuerzo axial aplicado de cero.

### Colapso de Transición

Cuando la tubería está expuesta a una presión externa intermedia entre el colapso elástico y el plástico, ocurre el fenómeno que se conoce como colapso transicional o de transición, y está definido por la expresión:



$$P_c = \sigma_y \left( \frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right)$$

Ecuación 6

Donde:

$P_c$  = Presión de colapso (PSI).

$\sigma_y$  = Esfuerzo de cedencia (PSI).

$t$  = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

$D$  = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

$F$  y  $G$  = Coeficientes empíricos, dados por las expresiones adimensionales que se muestran junto con las expresiones para los coeficientes  $A$ ,  $B$  y  $C$  en el apartado de Colapso Plástico.

### Colapso Plástico

La mínima presión de colapso en rango plástico se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_c = \sigma_y \left( \frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right) - C$$

Ecuación 7

Donde:

$P_c$  = Presión de colapso (PSI).

$\sigma_y$  = Esfuerzo de cedencia (PSI).

$t$  = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

$D$  = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

$A$ ,  $B$ ,  $C$  = Coeficientes empíricos, dados por las siguientes expresiones (adimensionales).

$$A = 2.8762 + \sigma_y(0.10679)^{-5} + \sigma_y^2 (0.21301)^{-10} - \sigma_y^3(0.53132)^{-16}$$

$$B = 0.026233 + \sigma_y(0.50609)^{-6}$$

$$C = -465.93 + \sigma_y(0.03086) - \sigma_y^2 (0.10483)^{-7} + \sigma_y^3(0.36989)^{-13}$$

$$(46.95)^6 \left( \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right)^3$$

$$F = \frac{(46.95)^6 \left( \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right)^3}{\sigma_y \left( \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} - \left(\frac{B}{A}\right) \right) \left( 1 - \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right)^2}$$

$$G = \frac{FB}{A}$$

### Colapso de Cedencia

El colapso de cedencia no es un colapso verdadero, pero se compara con una presión externa que genera un mínimo esfuerzo de cedencia sobre el interior de la pared del tubo. El colapso de cedencia se define por la expresión:

$$P_c = 2\sigma_y \left( \frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

Ecuación 8

Donde:

$P_c$  = Presión de colapso (PSI).

$\sigma_y$  = Esfuerzo de cedencia (PSI).

$t$  = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

$D$  = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

### FACTORES CAUSALES

#### Calidad de las Tuberías

Los estudios realizados para determinar la calidad de las tuberías consisten en efectuar pruebas de laboratorio a

muestras de tuberías colapsadas que se han recuperado de los pozos petroleros. Las pruebas a las que se someten son las siguientes:

### **Análisis Químico**

En términos generales, los materiales sujetos a pruebas cumplen con las normas API y propietarias, por lo que las fallas inherentes a la calidad de los productos tubulares no han contribuido sistemáticamente a los colapsos presentados. Por medio de un espectrómetro se determinan los elementos químicos que constituyen la muestra, lo que define con una gran exactitud el grado del acero. La composición del acero establece ciertas propiedades mecánicas que determinarán el uso que se haga de la tubería en cuestión.

### **Propiedades Mecánicas**

A las muestras que se obtienen de tubulares colapsados se les evalúan las propiedades mecánicas siguientes: fluencia, resistencia, dureza, prueba Charpy, las cuales se efectuarán en condiciones de temperatura variables. Los resultados del análisis de propiedades mecánicas se ubican dentro de los rangos señalados por las normas API y propietarias, por lo que no se atribuirán fallas en las propiedades mecánicas como factores causales de colapso. El diseño y fabricación de productos tubulares para alto colapso, involucran un conjunto de cuidados más rigurosos en algunas etapas del proceso, tales como: rangos más estrechos en los límites de control de fabricación, parámetros adicionales a controlar, pruebas adicionales a las aplicadas tradicionalmente, y mayor frecuencia de inspección a lo largo del proceso. Los criterios más importantes que se consideran en la evaluación de propiedades mecánicas de los tubulares son: el aspecto geométrico y las dimensiones.

### **Aspecto geométrico**

Tuberías con relaciones  $D/t$  mayores a 13, corresponden a tubulares con espesores de pared delgados y tendrán altas ovalidades, que bien pudiera favorecer el colapso. El espesor de la pared es el factor de mayor influencia en la resistencia al colapso, dada su relación directa con la resistencia mecánica del tubo, por lo que la tubería especial para alto colapso se lamina con un espesor medio que varía entre el nominal y máximo, siendo el valor máximo el espesor de la tubería que permite la maquinaria utilizada para fabricarlo.

### **Ovalidad y redondez**

La diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo, medido alrededor de una misma sección transversal, expresada en porcentaje con respecto al diámetro medio, se denomina ovalidad (valor relativo). A la diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo (valor absoluto), se denomina redondez.

Entre mayor sea la diferencia entre espesor máximo y mínimo, habrá mayor probabilidad de colapso en esa sección de la tubería, probabilidad que es función de la forma de la sección transversal. Ovalidad no significa una forma oval de la sección transversal, sino la irregularidad del diámetro en esa sección. Entre más redonda sea una sección transversal, la distribución de los esfuerzos aplicados desde el exterior será más uniforme (efecto de arco), y por lo tanto habrá un mejor equilibrio que permita una mayor resistencia mecánica de la tubería. La tubería especial para alto colapso, se lamina con la mínima ovalidad posible, realizando una medición continua del diámetro exterior por sección y longitudinal, así como de la redondez (máximos y mínimos). Para esto último se utiliza un medidor de distancia que utiliza emisiones de rayos Laser.

### **Análisis Metalográfico**

Las muestras del tubular colapsado se pulen hasta adquirir la apariencia de espejo, para ser visualizadas en un microscopio de alta resolución (500 veces), a través del cual se observan la martensita revenida, en cuya configuración se observa el adecuado tratamiento de temple y revenido. Como se mencionó en los casos anteriores, no se han reportado deficiencias en la martensita revenida que se asocian al colapso de tuberías de producción o de revestimiento.

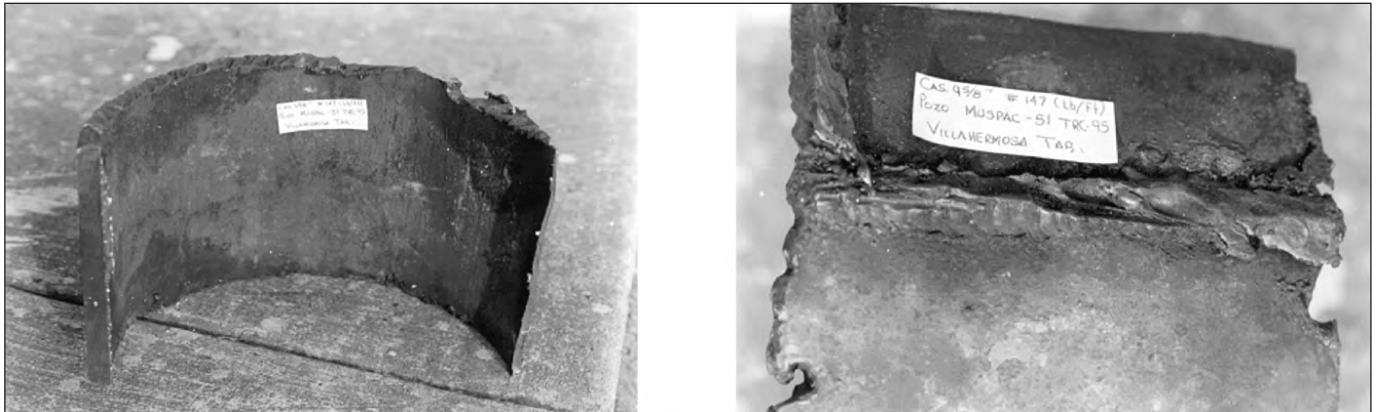
### **Desgaste de la Tubería de Revestimiento**

El desgaste de la tubería de revestimiento está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes, incluyendo el desgaste producido por la fricción con las herramientas utilizadas para la obtención de registros de pozo. La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada a la duración de la operación al contacto junta-TR. Se esperan desgaste severos cuando la sección a perforar es muy larga, cuando hay altas severidades (desviaciones extremas del pozo), cuando se realizan trabajos por pegadura (operaciones del área de perforación que consisten en aplicar tensión y torsión a la tubería para despegarla de la formación).

La reducción del espesor de la pared por los trabajos mencionados resultan en una reducción de las propiedades mecánicas del tubo. El desgaste severo de la tubería de revestimiento ha causado pérdidas de tiempo, operaciones fallidas y pérdida de pozos.

Una experiencia de campo en el pozo A del sureste de México, permitió evaluar el desgaste que su-

fren la tubería de revestimiento al paso de las herramientas y la rotación de las mismas. El desgaste se presentó en la cabeza del pozo, debido a que el mástil se encontraba desnivelado, aunado a la falta del protector de los cabezales, lo que provocó un desgaste severo del primer tramo de tubería de revestimiento de 9 5/8" (**Figura 1**).



**Figura 1.** Tubería de revestimiento de 9 5/8" de diámetro con un severo desgaste.

Después de haber cementado la tubería de revestimiento de 9 5/8", se utilizó una barrena de 8 1/2" de diámetro para continuar la perforación de la siguiente etapa de 1 000 a 2 624 m, realizando nueve viajes largos, dos cortos y 180 horas de rotación. Durante las pruebas de hermeticidad en las conexiones superficiales, se observó un abatimiento de presión, debido a que se encontró una fisura en el tubo que se encontraba soldado al cabezal. Posteriormente, fue necesario levantar el conjunto de preventores y realizar operaciones de corte y soldadura al cabezal. La sección del tubo presentó un desgaste en el espesor del cuerpo del tubo de 0.472" (espesor nominal) hasta 0.088" en la sección que apuntaba hacia el muelle del equipo. Este desgaste disminuyó considerablemente las propiedades mecánicas y metalúrgicas del tubo.

### Depresionamiento Instantáneo

Este fenómeno se presenta cuando, en las operaciones de terminación se mantiene el espacio anular lleno de un fluido empacante y por el interior de la tubería el manejo de un gas a presión, tal como el nitrógeno. Al realizarse la inducción del pozo, esta combinación de factores se vuelve crítico cuando no se manifiestan hidrocarburos o agua salada, quedando la tubería en su interior completamente vacía y sometida a una máxima carga por el exterior. Esta situación se conjuga con el manejo de presiones

súbitas en superficie (depresionamientos instantáneos), que generan los denominados «golpes de ariete», incrementando la fuerza y por ende la presión sobre la tubería de producción, hasta el punto de ocasionar su colapso.

En otra experiencia de campo en el pozo B del sureste de México, se colapsó el primer tramo del aparejo de producción de 3 1/2", armado con tubería grado TRC-95. El empacador del aparejo de producción se encontraba a la profundidad de 5 582 m, con una columna de agua que representaba una presión de 8 000 PSI. Luego, este pozo fue inducido con nitrógeno en el intervalo previamente disparado (5 935 - 5 915 m) (**Figuras 2, 3 y 4**).



**Figura 2.** Tubería de 7" de diámetro, colapsada





**Figura 3,** Tubería de 7" de diámetro fabricada con acero P-110, 26 Lb/pie, colapsada.



**Figura 4,** Tubería de 7" de diámetro, fabricada con acero tipo P-110, 26 Lb/pie, colapsada

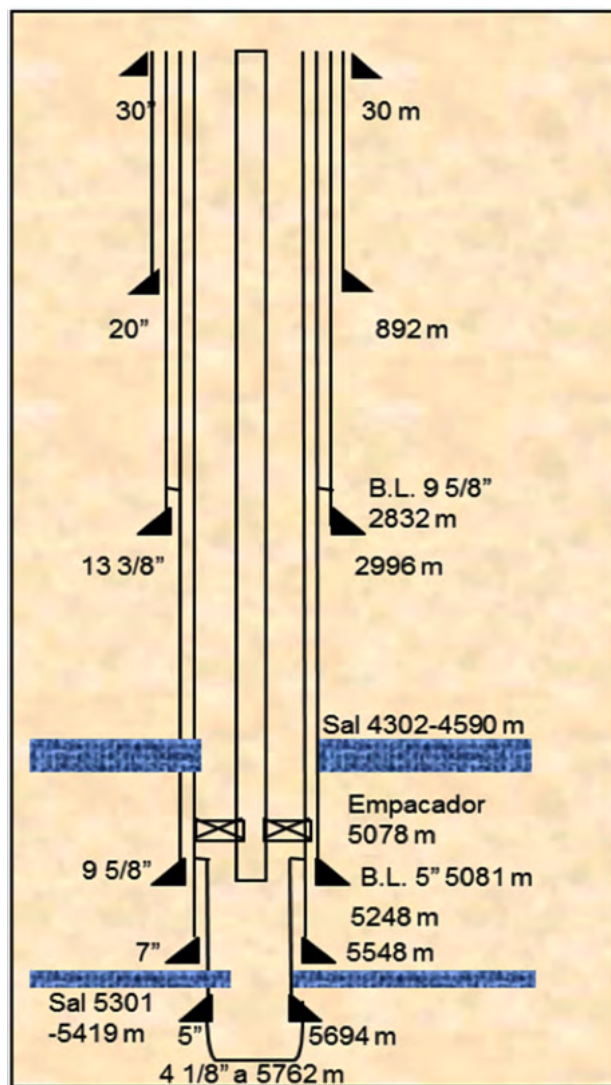
### **Cargas Geostáticas por Flujo de Formaciones Plásticas**

Durante la perforación, se atraviesan formaciones tales como la lutitas, domos arcillosos y salinos, etc., cuyos comportamientos químico-mecánicos son francamente plásticos, y ocasionan que la carga geostática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual podría propiciar el colapso de la tubería de revestimiento. Este comportamiento es común en pozos, en zonas lutíticas del terciario, donde la lutita se extruye y fluye hacia el pozo, transmitiendo la

carga geostática en forma radial, causando colapsos en las tuberías de revestimiento y de producción.

A manera de ejemplo de este caso, se cuenta lo ocurrido en el pozo C del sureste de México. Durante la última etapa de perforación con barrena de 5 7/8" en la formación Jurásico Superior Kimerigdiano, con fluido de perforación de 1.75 gr/cc, se presentó la influencia de una carga geostática de sal en el intervalo de 5 301 - 5 419 m. Este intervalo había sido cubierto con una tubería de re-

vestimiento de 7". Sin embargo, la sal generaba una deformación en esta tubería (TAC-140 de 35 lb/pie), adicional a la presión hidrostática del fluido de 1.75 gr/cm<sup>3</sup>. Esto impedía el paso de la barrena de 5 7/8" para continuar la perforación. El efecto máximo fue cuantificado en cerca de 30 000 PSI al colapso. Para evitar esta deformación fue necesario incrementar la densidad del fluido hasta 2.03 gr/cm<sup>3</sup> e introducir una tubería de revestimiento de 5" 18 lb/pie; TAC-140, quedando cubierta la zona de influencia de la sal por dos tuberías de revestimiento resistentes al alto colapso. Esto permitió alcanzar el objetivo del pozo con una barrena de 4 1/8" de diámetro. Si esto no se hubiera realizado es posible que el colapso de la tubería de revestimiento de 7" se presentara y hubiera propiciado la pérdida del pozo (**Figura 5**).



**Figura 5.** Estado Mecánico del pozo C, en el que se observa una tubería de revestimiento de 5" para evitar el colapso generado por la presión que ejerce la formación plástica (sal).

Han ocurrido muchos otros casos en los que las formaciones lutíticas presentan cargas geostáticas en forma radial en las zonas de presiones anormales.

### Pruebas de Laboratorio

#### Descripción del Equipo

Los laboratorios de la Compañía Tubos de Acero de México, ubicados en el puerto de Veracruz, cuentan con dos máquinas de pruebas de colapso tipo horizontal computarizadas. La primera denominada «Vessel grande» permite realizar pruebas de colapso a tuberías que se ubican en un rango que va desde 9 5/8" hasta 13 3/8", con un valor máximo de presión de 20 000 PSI, y la segunda, denominada «Vessel chico», permite realizar pruebas de colapso a tuberías que se ubican en el rango que va desde 5" hasta 8 5/8" con un valor máximo de presión de hasta 30 000 PSI.

La longitud de la muestra (probeta) debe de ser de 8 veces el diámetro exterior del tubo, para evitar la influencia de los extremos (apoyos) y obtener valores representativos bajo un esfuerzo axial de cero.

Ya dentro de la cámara de alguna de las máquinas, a la muestra o probeta de la tubería se le coloca, en cada extremo de la misma, un cabezal que tiene un conjunto de sellos (elastómeros), de esta manera queda perfectamente aislado el exterior de la tubería. Posteriormente a través de una bomba de alta presión se inyecta agua (fluido incompresible) incrementando la presión exterior de la tubería hasta alcanzar el colapso. El manejo de presiones se controla y registra por medio de software, y se obtienen valores muy precisos de presiones de colapso y tiempo.

#### Preparativos del Material

- **Determinación del diámetro exterior real.** Se hicieron mediciones del diámetro mínimo, máximo y promedio de cada tramo a cada 120 °C, para obtener un total de 9 mediciones del diámetro exterior por cada tubo. También se calculó la ovalidad de la tubería para cada conjunto de datos.
- **Determinación del espesor de la pared.** Se realizaron ocho lecturas del espesor de la pared a cada 120 °C de la sección del tubo, obteniéndose 24 lecturas en total. También se obtuvieron los espesores mínimos, máximos y promedio, así como la excentricidad de la tubería.

**RESULTADOS****Primera Prueba de Colapso**

La tubería de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y de 53.5

lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la siguiente tabla:

<b>Diámetro de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	9.625	9.625	9.625
Mínimo	9.709	9.7	9.7
Máximo	9.724	9.724	9.72
Promedio	9.717	9.713	9.711
Ovalidad (%)	0.16	0.24	0.2
<b>Espesor de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.565	0.56	0.574
Máximo	0.592	0.585	0.599
Promedio	0.581	0.576	0.586
Excentricidad (%)	4.64	4.34	4.27
<b>Presión de colapso (psi)</b>	<b>API</b>	<b>Calculada</b>	<b>Obtenida</b>
	<b>7,950</b>	<b>10,520</b>	<b>11,779</b>

**Tabla 1.** Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie

**Segunda Prueba de Colapso**

La tubería de acero grado TAC-140, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 2**.

**Tercera Prueba de Colapso**

La tubería de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 3**.

**Cuarta Prueba de Colapso**

La tubería de acero grado TAC-140, de 7" y 38 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se muestran en la **Tabla 4**.

**Quinta Prueba de Colapso**

El paquete de tuberías de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie cementada con una tu-

bería de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 5**.

**DISCUSIÓN**

La primera prueba de colapso se realizó a la tubería de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" de 53.5 lb/pie, sometiéndola a una presión externa hasta alcanzar su colapso con 11 779 PSI, en un tiempo de 116 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 10 520 PSI. La diferencia entre el valor calculado y el obtenido en la prueba representó un 12 % por arriba del valor de colapso teórico.

La segunda prueba de colapso realizada sobre la tubería de revestimiento de acero grado TAC-140, de 9 5/8" de 53.5 lb/pie, consistió en someterla a una presión externa, hasta alcanzar el colapso a 11 910 PSI en un tiempo de 164 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus



<b>Diámetro de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	9.625	9.625	9.625
Mínimo	9.693	9.693	9.7
Máximo	9.713	9.709	9.709
Promedio	9.703	9.7	9.704
Ovalidad (%)	0.2	0.16	0.08
<b>Espesor de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.542	0.542	0.54
Máximo	0.552	0.558	0.559
Promedio	0.547	0.546	0.548
Excentricidad (%)	1.83	2.93	3.47
<b>Presión de colapso (psi)</b>	<b>API</b>	<b>Calculada</b>	<b>Obtenida</b>
	<b>8,440</b>	<b>11,700</b>	<b>11,910</b>

Tabla 2. Datos obtenidos para la tubería TAC 140 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie.

<b>Diámetro de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	7	7	7
Mínimo	7.039	7.043	7.039
Máximo	7.055	7.063	7.059
Promedio	7.047	7.053	7.049
Ovalidad (%)	0.22	0.28	0.28
<b>Espesor de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	0.498	0.498	0.498
Mínimo	0.506	0.504	0.51
Máximo	0.55	0.54	0.542
Promedio	0.528	0.519	0.522
Excentricidad (%)	8.33	6.94	6.13
<b>Presión de colapso (psi)</b>	<b>API</b>	<b>Calculada</b>	<b>Obtenida</b>
	<b>13,020</b>	<b>15,230</b>	<b>15,285</b>

Tabla 3. Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 7" y 35 lb/pie.

<b>Diámetro de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	7	7	7
Mínimo	7.039	7.035	7.039
Máximo	7.051	7.055	7.055
Promedio	7.045	7.045	7.047
Ovalidad (%)	0.17	0.28	0.22
<b>Espesor de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	0.54	0.54	0.54
Mínimo	0.55	0.553	0.562
Máximo	0.59	0.585	0.581
Promedio	0.567	0.568	0.568
Excentricidad (%)	7.06	5.63	3.35
<b>Presión de colapso (psi)</b>	<b>API</b>	<b>Calculada</b>	<b>Obtenida</b>
	<b>16,750</b>	<b>19,640</b>	<b>21,997</b>

Tabla 4. Datos obtenidos para la tubería TAC 140 de 7" y 38 lb/pie.

<b>Diámetro de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	7	7	7
Mínimo	9.705	9.709	9.7
Máximo	9.724	9.716	9.716
Promedio	9.715	9.713	9.709
Ovalidad (%)	0.2	0.08	0.16
<b>Espesor de la tubería (pg)</b>	<b>Sección 1</b>	<b>Sección 2</b>	<b>Sección 3</b>
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.567	0.563	0.556
Máximo	0.589	0.591	0.59
Promedio	0.578	0.583	0.573
Excentricidad (%)	3.81	4.8	5.93
<b>Presión de colapso (psi)</b>	<b>API</b>	<b>Calculada</b>	<b>Obtenida</b>
	<b>7,950</b>	<b>10,520</b>	<b>18,604</b>

Tabla 5. Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, cementada con una tubería TAC 110 de 7" y 35 lb/pie.

variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 11 700 PSI. La diferencia representó un 2 % por arriba del valor de colapso calculado.

La tercera prueba de colapso se efectuó sobre la tubería de revestimiento de acero grado TAC-110 de 7" y 35 lb/pie, sometiéndola a una presión externa, hasta colapsar a 15 285 PSI en un tiempo de 52 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 15 230 PSI. Se observa en este caso que la presión medida de colapso es inferior a la presión calculada en un 0.3 %.

La cuarta prueba de colapso se practicó a una tubería de revestimiento de acero grado TAC-140, de 7" y 38 lb/pie, sometiéndola a una presión externa, hasta alcanzar su colapso a 21 997 PSI en un tiempo de 87 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía colapsar a 19 640 PSI. La diferencia representó un 12 por ciento por arriba en el valor de colapso teórico de fórmula.

La quinta prueba de colapso se aplicó a un paquete cementado de tubería de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, con un tubular interno de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie. Teóricamente, se consideraba que al llegar a la presión de 10 520 PSI (límite calculado de colapso) de la tubería de 9 5/8" se colapsaría, disipándose toda su energía y atrapando con su deformación a la tubería de 7". Sin embargo, durante la aplicación de la presión externa se observó que a los 400 segundos se alcanzaron 18 604 PSI y se estabilizó. La prueba se continuó hasta los 460 segundos sin que se presentara el colapso. Estos resultados determinaron que la prueba sobrepasó la presión de colapso (teórico) de la tubería de 9 5/8" en un 76 %, sin que llegara a presentarse dicho fenómeno. Es decir, el cemento formó un anillo excelente que funcionó como respaldo a esta tubería. Es importante comentar que la cementación del tramo se realizó correctamente, no se observó canalización y se utilizaron centradores durante dicha operación.

## CONCLUSIONES

De las pruebas realizadas para determinar la presión de colapso en tuberías de revestimiento, las cuatro primeras se hicieron con tuberías de dos diferentes aceros de dos diámetros diferentes y la quinta prueba se llevó a cabo con

un paquete conformado por dos tubos de acero grado TAC-110 de diferentes diámetros, cementados concéntricamente. La comparación de los resultados obtenidos de las pruebas para la determinación de la presión de colapso con los datos proporcionados por la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, y con el cálculo de la presión de colapso utilizando las expresiones descritas al inicio de este artículo, muestra que hay una enorme coincidencia entre los valores de presión de colapso calculados y los obtenidos en laboratorio, sin embargo, cuando los resultados anteriores se comparan con los valores proporcionados por la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, hay una diferencia importante que va del 17 % al 48 %. Se observa también que los valores para la presión de colapso calculados y los encontrados en laboratorio, son superiores a los proporcionados en las normas mencionadas. En lo que respecta a la quinta prueba, que se lleva a cabo en condiciones competamente diferentes a las de las primeras cuatro, los resultados muestran que la cementación entre los tubos eleva prácticamente al doble la presión de colapso medida con respecto a la calculada. De lo anterior es importante, entonces, tomar en cuenta las siguientes medidas preventivas y operativas para el diseño y aplicación de tuberías en la perforación y explotación de hidrocarburos, que coadyuven a reducir los riesgos de la ocurrencia de un colapso de tubería.

### Para la etapa de diseño:

- Es importante seleccionar la tubería de revestimiento y de producción mediante el análisis de cargas máximas y esfuerzos biaxiales y triaxiales, incluyendo los aceros de diferentes grados y la selección de conexiones de acuerdo con las características de la tubería y su aplicación.
- Es conveniente que el diseñador conozca los resultados de las pruebas destructivas que se realizan a las tuberías para alto colapso que se emplearán tanto en las zonas de presiones anormales (Cretácico y Jurásico) como en el intervalo de explotación.
- El diseñador debe tener en consideración el factor compensación para el desgaste en la tubería de revestimiento, especialmente cuando la sección a perforar es muy larga, cuando hay muchas horas de rotación y viajes, cuando los pozos son direccionales (en



especial los de tipo S) o cuando la perforación horizontal tiene altas severidades (desviaciones drásticas) que conlleva a tener alta probabilidad de pegaduras, y cuando se perfora en zonas depresionadas, donde la ausencia de fluido genera alta fricción, calentamiento, desgaste y alteración metalúrgica del acero, fenómenos que alteran sus propiedades mecánicas.

Para las operaciones en campo:

- Es recomendable la colocación del buje de desgaste en el cabezal del pozo, ya que ayuda a proteger las conexiones superficiales del pozo durante la introducción de las herramientas de perforación.
- Es importante que la apertura del espacio anular durante el manejo de presiones en superficie se realice de acuerdo con el procedimiento operativo establecido, y se evite el depresionamiento inadecuado que ocasiona incrementos súbitos de presión, que ponen en riesgo de colapso las tuberías.
- Considerar que en las operaciones de pesca, cuando se acciona el martillo para liberar la sarta, se produce un efecto de fricción en las partes alta y baja del pozo, debido a la tensión y compresión de la tubería, lo que produce desgaste sobre la tubería de revestimiento.
- Es muy importante que el recubrimiento (carburo de tungsteno) que se utiliza en tuberías de perforación de acero de grado E-75, que causa mucho daño a las tuberías de revestimiento, se sustituya por un recubrimiento a base de cromo, que es muy utilizado por compañías operadoras internacionales, o bien, que se utilicen protectores de tubería de reciente tecnología.
- Es recomendable monitorear, durante la vida productiva del pozo, la presión en el espacio anular, para evitar incrementos de presión por temperatura mediante su desfogue.
- Para un adecuado manejo de las cargas geostáticas causadas por formaciones plásticas y actividad tectónica, es de vital importancia considerar la información y las

experiencias de campos de correlación, a fin de determinar el flujo de formaciones lutíticas y salinas, las cuales, en determinadas condiciones de presión y temperatura, ocasionan deformaciones a la tubería de revestimiento, e incluso su colapso.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Adams, Neal J.** 1985. «Drilling Engineering: a Complete Well Planning Approach», PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- API.** 1994. «Bulletin of Formulas and Calculation for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties», Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01.
- API.** 1999. «Specification for Casing and Tubing (US Customary Units)», Specification 5CT, Sixth Edition, October 1998, Effective Date: April 15.
- API.** 2013. «Deepwater Well Design and Construction», Recommended Practice 96, First Edition, March.
- API.** 2013. «Specification for Line Pipe», Specification 5L, 45th Edition, december 2012, Effective Date July 1.
- Bourgoyne Adam T. Jr., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F. S. Jr.** 1986. «Applied Drilling Engineering», SPE.
- Gatlin Carl.** 1960. «Petroleum Engineering: Drilling and Well Completion», Texas University.
- Instituto Mexicano del Petróleo.** 1992. «Estudio del Comportamiento Mecánico de Materiales Utilizados en Tubería de Revestimiento ‘Casing’ con el Aumento de Temperatura».
- ITBJ.** 1977. «Engineering Essentials of Modern Drilling», Energy Publications Division.
- Mitchell Bill.** «Advanced Oil Well Drilling Engineering», 10th edition, PSF, July 1995.
- Prontuario de Tuberías, TENARIS-Tamsa,** 2013. marzo.
- Rabia Hussain,** 1987. «Fundamentals of Casing Design, Petroleum Engineering and Development Studies», Vol 1.

Manuscrito recibido: 01 de octubre de 2018

Manuscrito corregido: 16 de noviembre de 2018

Manuscrito aceptado: 20 de noviembre de 2018

# Fenómeno de corrosión en los aceros utilizados para la fabricación de tuberías de revestimiento y producción

Heberto Ramos Rodríguez<sup>1</sup> y David M. Hernández Morales<sup>2</sup>

1. Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa – Macuspana, km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México. E-mail: hrr\_betoramos@yahoo.com
2. TenarisTamsa. Carretera México – Veracruz, km 433.7, Vía Xalapa, C.P. 91697, Veracruz, Veracruz, México. E-mail: dhernandezm@tamsa.com.mx

## RESUMEN

La corrosión de tuberías utilizadas en muchas de las operaciones de la industria petrolera, es un factor crítico que debe considerarse para el diseño y la selección adecuada de la tubería que se utiliza en muchas de las operaciones de la industria petrolera, con la finalidad de reducir o eliminar la probabilidad de ruptura por causas del fenómeno de corrosión. Para ello es importante conocer en qué situaciones se presenta la corrosión y los factores que influyen para su aparición, en particular las concentraciones de H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub> en el entorno de operación de las tuberías, la presión y la temperatura en la que operan, el estado mecánico de las tuberías, las tensiones y esfuerzos a los que se someten y el tipo de aceros con los que se fabrican. Para la validación del diseño y selección de tuberías se realizan ciertas pruebas que se basan en el estándar de medición NACE TM0177 (2005) y en las condiciones en las que operarán las tuberías. El estándar tiene que ver con la realización de pruebas de metales para determinar la resistencia a la ruptura por presión o tensión en presencia de H<sub>2</sub>S. Finalmente se lista una serie de recomendaciones que hay que tomar en cuenta para un buen diseño y selección de las tuberías.

**Palabras clave:** corrosión, perforación, producción, tuberías de revestimiento, tuberías de producción.

## ABSTRACT

The corrosion of pipes used in many of the operations of the oil industry, is a critical factor that must be taken into consideration for the design and proper selection of the pi-

peline that is used in many of the operations of the oil industry, with the purpose of reducing or eliminating the probability of rupture due to the corrosion phenomenon. For this it is important to know in which situations the corrosion occurs and the factors that influence its appearance, in particular the concentrations of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> in the operating environment of the pipelines, the pressure and temperature at which they operate, the mechanical state of the pipes and the stresses to which they are subjected and the type of steel with which they are made. For the validation of the design and selection of pipes certain tests are carried out that are based on the NACE TM0177 (2005) measurement standard and in the conditions in which the pipes will operate. The standard is related to with the conducting metal tests to determine the resistance to rupture by pressure or tension in the presence of H<sub>2</sub>S. Finally, a range of recommendations that must be considered for a good design and selection of the pipes are listed.

**Keywords:** corrosion, drilling, production, coating pipes, production pipes.

## RESUMO

A corrosão dos tubos utilizados em muitas das operações da indústria do petróleo é um fator crítico que deve ser levado em consideração para o projeto e a seleção adequada do gasoduto usado em muitas das operações da indústria do petróleo, com o propósito de reduzir ou eliminar a probabilidade de ruptura devido ao fenômeno de corrosão. Para isso, é importante saber em que situações ocorre a corrosão e os fatores que influenciam sua aparência, em particular as concentrações de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>

no ambiente operacional das tubulações, a pressão e a temperatura em que elas operam, a estado mecânico dos tubos, as tensões e tensões a que estão sujeitos e o tipo de aço com o qual são fabricados. Para a validação do projeto e seleção de tubos, alguns testes são realizados com base no padrão de medição NACE TM0177 (2005) e nas condições em que os tubos irão operar. O padrão tem a ver com o desempenho de testes de metal para determinar a resistência à ruptura por pressão ou tensão na presença de H<sub>2</sub>S. Finalmente, uma série de recomendações que devem ser levadas em conta para um bom projeto e seleção dos tubos é listada.

**Palavras-chave:** corrosão, perfuração, produção, tubos de revestimento, tubos de produção.

## INTRODUCCIÓN

En las etapas de perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, los flujos de los hidrocarburos en la mayoría de los casos vienen acompañados de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, especialmente en los campos que se ubican en el sureste de la república mexicana. Estos compuestos estarán presentes en pequeñas o altas concentraciones.

Existen diferentes tipos de corrosión. Sin embargo, el estudio se enfoca a los comúnmente observados en tuberías usadas para la perforación y terminación de pozos, así como para la conducción de fluidos. Los tipos de corrosión que más se observan en las tuberías son:

- Corrosión por ácido sulfhídrico (amarga).
- Corrosión por bióxido de carbono (dulce).

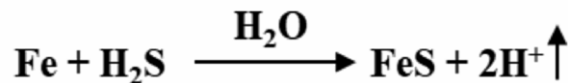
Estos tipos presentan mecanismos químico-mecánicos diferentes y la forma de tratamiento para su solución es distinta.

En este trabajo se presenta el fenómeno de la corrosión y el impacto que tiene en las tuberías utilizadas para la perforación de pozos petroleros y producción de petróleo y gas, así como la previsión que debe considerar el diseñador y el operador tomando a la corrosión como un factor a tomar en cuenta en las etapas de diseño, selección, ejecución y operación de la perforación, la terminación de pozos y la producción de hidrocarburos, y finalmente, como aportación, una serie de recomendaciones para el diseño y operación que resultan de la experiencia de los autores en esas áreas de la industria petrolera.

## DESARROLLO

### Reacción química del H<sub>2</sub>S

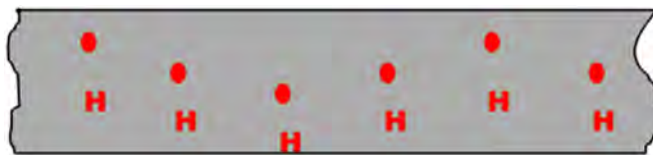
El ataque a la tubería por la presencia del ácido sulfhídrico disuelto, es conocida como corrosión amarga. La reacción química es la siguiente:



El sulfuro de hierro que se produce de la reacción química, es el que se adhiere a la superficie del acero en forma de polvo negro o escamas.

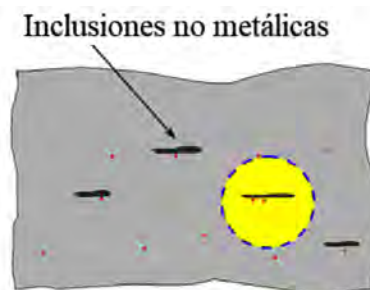
### Fenómeno de la corrosión

El ácido sulfhídrico reacciona con el agua bajo condiciones de presión y temperatura especiales, lo que genera la disociación de átomos de hidrógeno. Una vez separado el hidrógeno a nivel atómico, éste se introduce en el acero, iniciando su difusión a través del espesor del cuerpo del tubo (**Figura 1**).



**Figura 1.** Efecto del hidrógeno en el espesor del cuerpo del tubo

La difusión del hidrógeno atómico continuará si no existe algo que lo detenga. En el acero se encuentran inclusiones no metálicas, como el sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO<sub>3</sub>)<sup>-2</sup> o la alúmina (AL<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), por lo que el hidrógeno atómico se detiene y empieza a acumularse (**Figura 2**).



**Figura 2.** Inclusiones no metálicas

El hidrógeno molecular va aumentando la presión en los espacios intergranulares del acero, dando origen a fisuras también intergranulares (**Figura 3**).



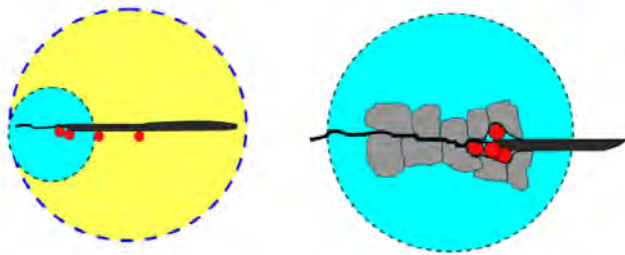


Figura 3. Fisuras intergranulares

Las fisuras intergranulares se propagan uniéndose con otras generadas, originando fisuras escalonadas. Finalmente la separación del acero es por planos (Figura 4).

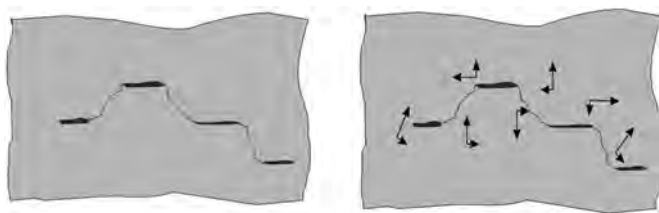


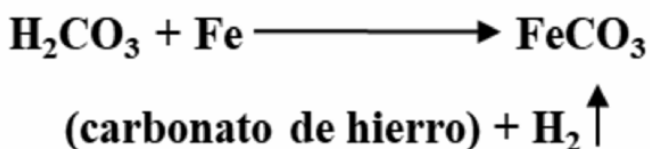
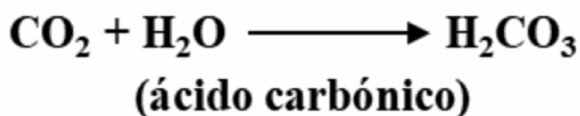
Figura 4. Fisuras intergranulares provocan la separación del acero por planos

### Antecedentes sobre corrosión de CO<sub>2</sub>

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono se conoce como corrosión dulce. El primer caso histórico a nivel mundial de este problema está ubicado en un pozo de gas en Texas, EUA, en 1947. Desde entonces se tiene un registro estadístico de que un pozo de cada cinco, tienen problemas con este tipo de corrosión, y se presenta en pozos de aceite, gas y gas condensado.

### Reacción química del CO<sub>2</sub>

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración del CO<sub>2</sub> en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación. La reacción química por presencia del CO<sub>2</sub> es:



### Fenómeno de la corrosión por CO<sub>2</sub>

La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamiento del acero por el agua de la formación. Al incrementarse el porcentaje de mojamiento, se espera que la posibilidad de corrosión se incremente, de tal manera que la composición química del agua representa un papel importante en este efecto corrosivo.

Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, el efecto corrosivo sobre el acero se incrementa.

### Factores que influyen en la corrosión

- Resistencia o dureza de la tubería.
- Limpieza del acero (inclusiones y segregación central).
- Intensidad de esfuerzos aplicados.
- Concentración del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono.
- pH de la solución. (fluidos utilizados o agua de la formación).
- Temperatura.
- Presiones parciales del H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

### Resistencia o dureza de la tubería

Investigaciones recientes han demostrado que aceros con esfuerzos de cedencia del orden de 90 000 PSI, son inmunes a los ambientes corrosivos. Esto lleva a durezas del orden de 22 HRC (especificación Hardness Rockwell C) (Figura 5).

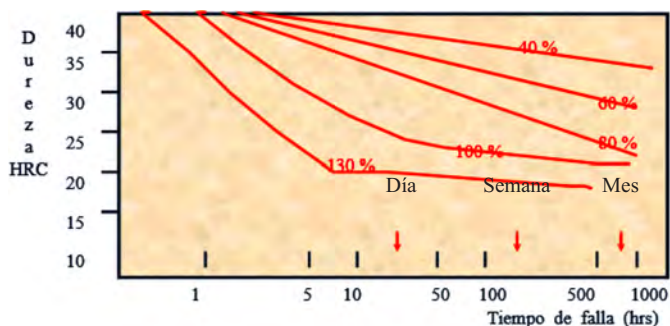


Figura 5. Dureza de la tubería contra tiempo de falla

### Limpieza del acero

En el proceso de fabricación de la tubería sin costura, se utiliza un tratamiento sobre la base de calcio y silicio, que atrapa las inclusiones no metálicas (principalmente sulfuro de manganeso), haciendo que éstas tomen una forma esfé-

rica tipo globular que impide la acumulación de hidrógeno (Figura 6).

La limpieza del acero es importante para lograr una homogeneidad microestructural, que se refleja en la consistencia de las propiedades mecánicas y en el aumento de la vida útil de la tubería en ambientes hostiles (Figuras 7 y 8).

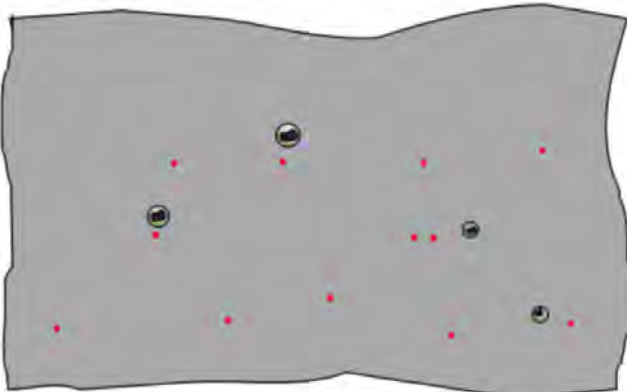


Figura 6. Inclusiones no metálicas



Figura 7. Inclusiones ampliadas 100X de una muestra de acero con tratamiento con calcio-silicio

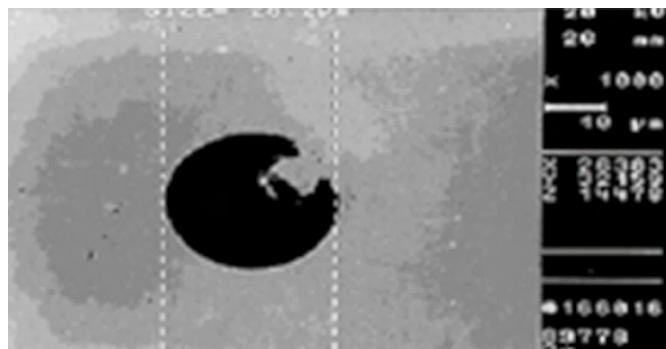


Figura 8. Inclusiones globulares ampliadas 1000X de una muestra de acero tratado con calcio-silicio (48 % de  $Al_2O_3$  y 52 % de  $CaO$ ).

Durante la solidificación del acero, algunos elementos químicos, tales como: S, P, Mn, Cr, tienden a con-

centrarse en el centro del material, para luego precipitarse y formar una zona más dura. Este fenómeno se denomina segregación central.

La zona de segregación central es de menor limpieza, pero durante el proceso de perforado y laminado de barras para la fabricación del tubo, esta zona se redistribuye dando lugar a un material más homogéneo. Esta característica hace que el desempeño de la tubería sin costura sea superior con respecto a la tubería con costura cuando se opera en ambientes amargos.

Para el caso de la fabricación de tubería con costura bajo el proceso de soldadura en placa de acero (chapa), esta zona dura de segregación central, permanece inalterada durante la fabricación del tubo.

### pH del agua de formación

La función del pH es logarítmica  $pH = -\log(H^+)$ , por lo que, en una solución con un pH de 6, 5 o 4, ésta es más ácida entre 10, 100 y 1 000 veces con respecto a una solución con un pH de 7 (Figura 9).

En algunas intervenciones en los pozos, se han

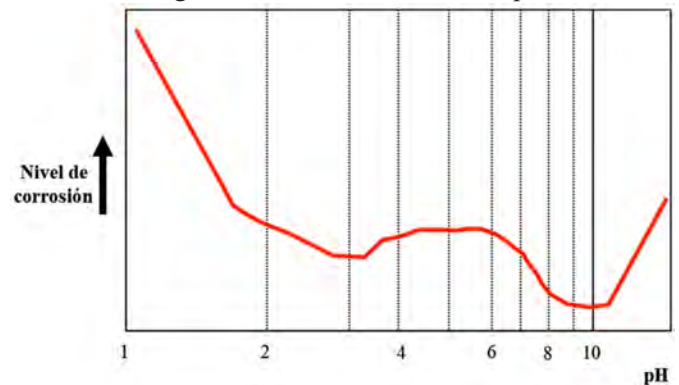


Figura 9. Nivel de corrosión contra el pH del entorno

utilizado fluidos ácidos como el (HCl) con un  $pH=1$ , para la limpieza de los intervalos, especialmente en formaciones carbonatadas. El manejo de estos productos se harán adecuadamente, puesto que algunas secciones de tuberías de revestimiento, producción, líneas de descarga y de conducción pudieran quedar contaminadas con estos productos, causando un daño severo a estas tuberías (Figura 10).

### Temperatura

Aplicando el estándar NACE TM0177 (2005) emitido por la National Association of Corrosion Engineers (es un estándar sobre pruebas de metales en laboratorio para

determinar la resistencia a la ruptura por presión o tensión a temperatura ambiente o mayor en presencia de H<sub>2</sub>S), en estudios realizados a probetas de diferentes tuberías, se observa que la corrosión por presencia del H<sub>2</sub>S se inicia a temperaturas cercanas a los 65 °C. Al incrementarse la temperatura, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye tanto la solubilidad del H<sub>2</sub>S en el agua de formación como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica. El comportamiento es semejante al que se muestra en la **Figura 11** para el CO<sub>2</sub>.

Autores reconocidos internacionalmente, como Neal Adams, recomiendan que para evitar problemas de corrosión por efecto del H<sub>2</sub>S, en los diseños de tuberías se

considere una temperatura máxima de 93 °C. Sin embargo, en México, en condiciones reales de operación se tiene el ejemplo del rompimiento de un aparejo de producción por efecto del H<sub>2</sub>S, a una temperatura cercana a los 100 °C.

En cuanto al CO<sub>2</sub>, aplicando el mismo estándar NACE TM0177 (2005), el máximo ritmo de corrosión por efecto del CO<sub>2</sub> se presenta en el rango de temperaturas de 70 a 80 °C y va disminuyendo en presencia de temperaturas superiores a los 80 °C (**Figura 11**). Para temperaturas mayores de 80 °C, la solubilidad del FeCO<sub>3</sub> (producto de la reacción con el agua de formación y con el hierro de la tubería) decrece y se forma una película cristalina que tiende a proteger la superficie metálica.

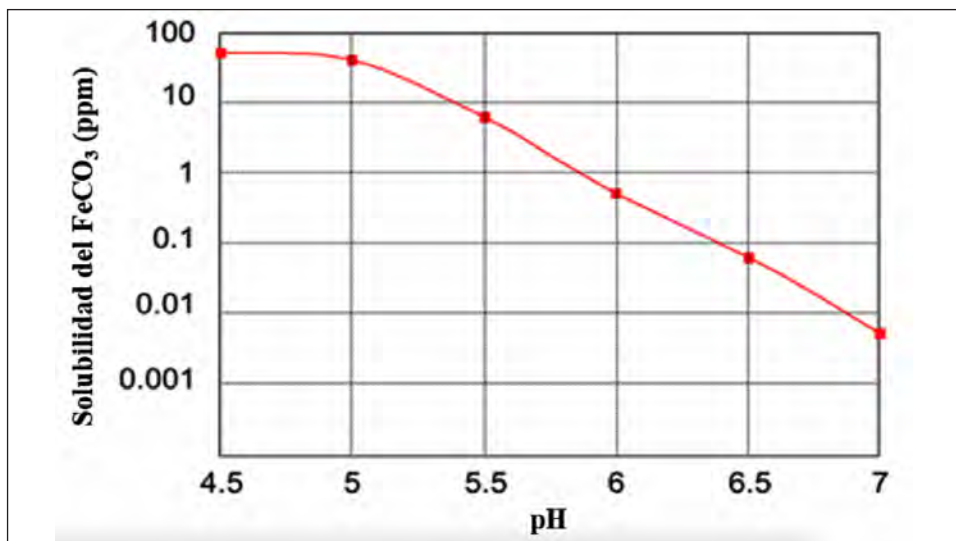


Figura 10. Solubilidad contra pH

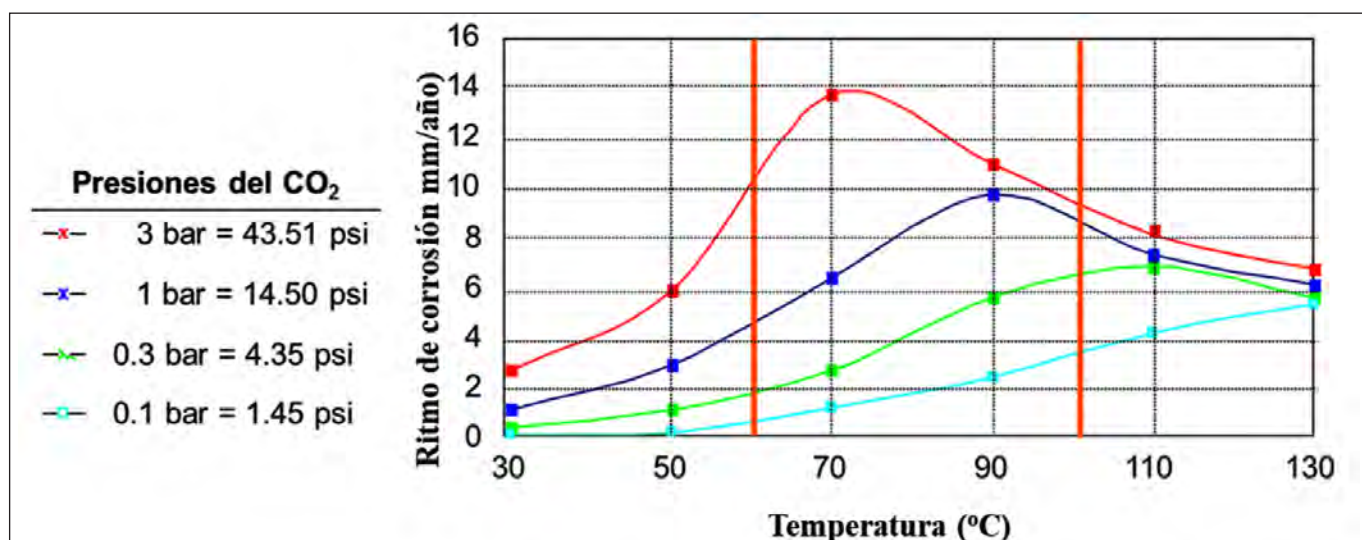


Figura 11. Ritmo de corrosión



**Presiones parciales**

Las presiones parciales (PP) se utilizan como un indicador del grado de corrosión que ocurrirá en una tubería de acero utilizada para funciones de revestimiento o producción y se establecen en función de la presión en el pozo (en PSI o unidad equivalente) a una profundidad determinada y la cantidad de H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> presentes (en % mol). En cualquiera de los casos, a una temperatura y presión en el pozo, un porcentaje mayor de esas sustancias indica una corrosión esperada alta (Tabla 1). Las presiones parciales están definidas por:

$$PP \text{ H}_2\text{S} = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{ mol de H}_2\text{S})$$

$$PP \text{ CO}_2 = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{ mol de CO}_2)$$

La presencia de ambos reactivos tiene un efecto incremental que depende de sus concentraciones, lo que obliga a seleccionar determinado tipo de aceros (Figura 12). En la Tabla 2 se presentan las características de fabricación de los diferentes tipos de acero más utilizados en la industria para operaciones de perforación y producción de hidrocarburos.

Reactivo	Presiones Parciales (psi)	Corrosión esperada
CO <sub>2</sub>	PP ≥ 30	Alta
	3 ≤ PP < 30	Media
	PP < 3	No se presenta
H <sub>2</sub> S	PP ≥ 1.5	Alta
	0.05 ≤ PP < 1.5	Media
	PP < 0.05	No se presenta

Tabla 1. Corrosión esperada de acuerdo con las Presiones Parciales de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S.

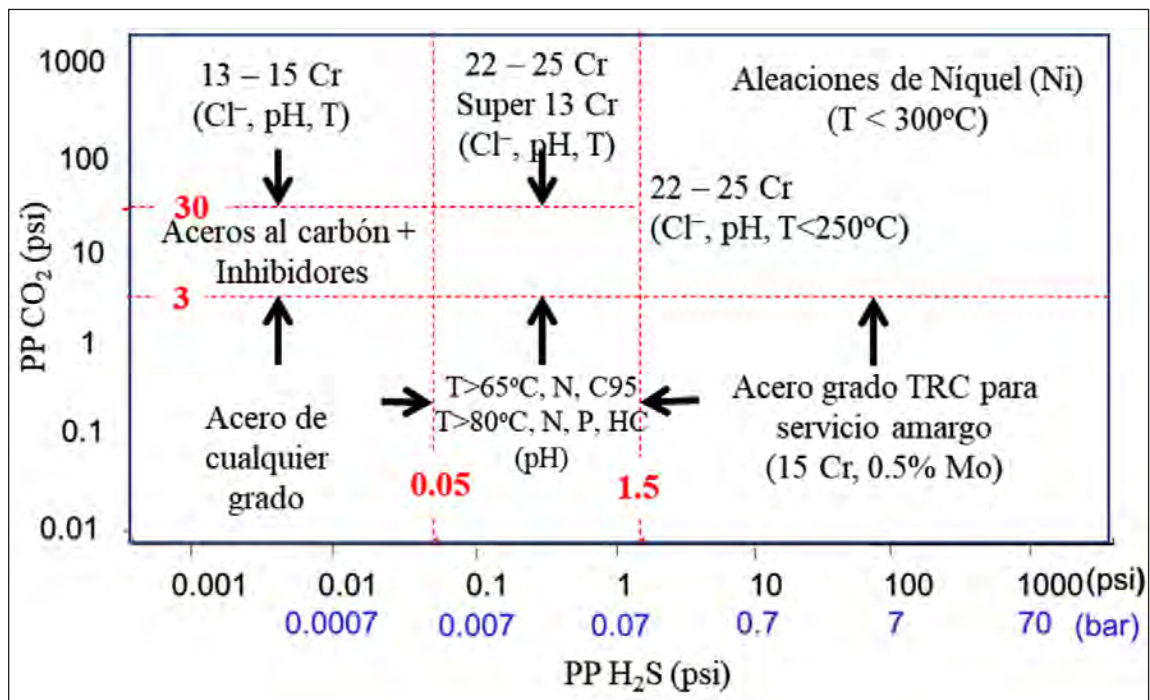


Figura 12. Presiones Parciales de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> y tipo de acero recomendado.

Concepto	Aceros		
	Grado N - 80	Grado L - 80	Grado TRC - 95
No. de elementos API 5CT	2	7	9
Uso de Cromo	No	No	Si
Proceso de limpieza del acero	Indirecto	Directo	Directo
Uso de desgasificador en vacío	No	No	Si
Tipo de tratamiento	Enfriamiento	Tratamiento Térmico	Tratamiento Térmico
Grano del acero	Austenita	Martensita revenida	Martensita revenida
Máxima dureza	No se indica	23 HRC	21 HRC
Control de dureza	No se indica	Si	Si
Prueba NACE	No	No	Si
Costo	1	1.05	1,30

Tabla 2. Características de fabricación de diferentes aceros utilizados para tubería de revestimiento o producción.

### Prueba NACE TM0177

Para la realización de las pruebas con probetas de diferentes aceros utilizados para tuberías de revestimiento o producción en presencia de H<sub>2</sub>S, se utiliza un equipo de carga constante que sujeta los extremos de la probeta y una cámara transparente sellada a la probeta que se satura con una solución que contiene H<sub>2</sub>S (Figura 13) y se sigue el procedimiento que marca el estándar NACE TM0177 (2005) para pruebas de tensión. La susceptibilidad a la ruptura por efectos ambientales se determina por el tiempo de falla. Para este caso, la probeta de acero se somete a una solución de agua destilada, cloruro de sodio y ácido acético glacial, saturada con 2 500 a 3 500 PPM de H<sub>2</sub>S y un pH de 2.70. La muestra per-

manece en esta solución durante 720 horas (1 mes) bajo una carga de tensión constante del 85 % de la fluencia característica para el tipo de acero de la probeta.

### CONCLUSIONES

Los diseños de las tuberías para la perforación, terminación, mantenimiento de pozos y de conducción, deben realizarse bajo los procedimientos establecidos, pero ahora involucrando todos y cada uno de los factores que influyen en el fenómeno de la corrosión de manera integral y no aisladamente.

Las presiones parciales deben de determinarse para cada pozo, ya que representan una de las variables de mayor importancia y que a su vez depende de las con-

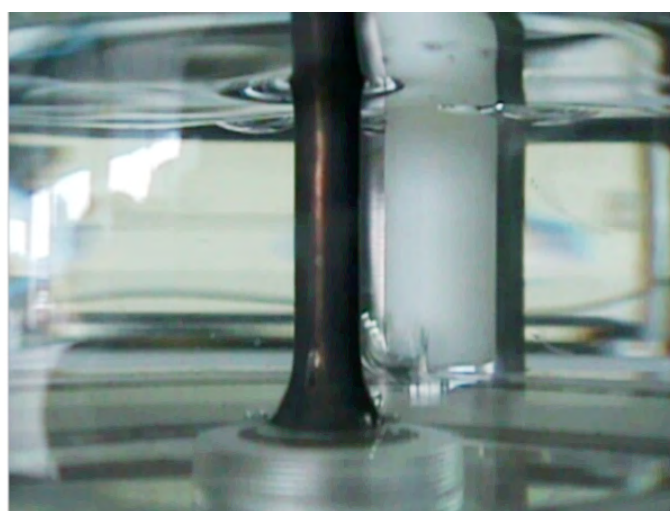
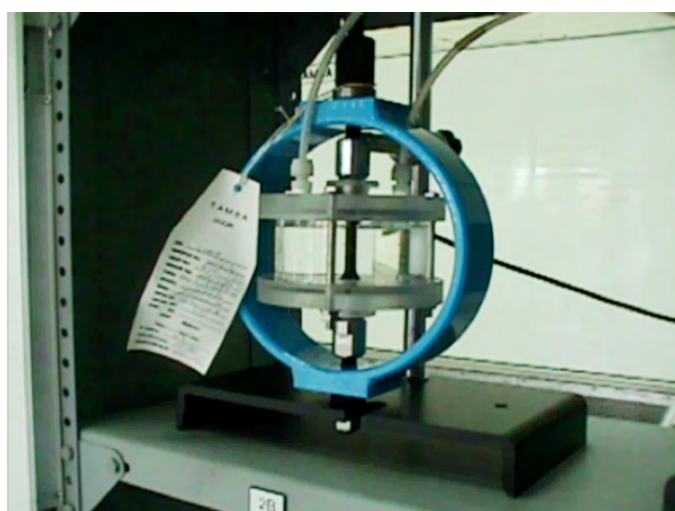


Figura 13. Equipo utilizado para la realización de las pruebas y determinar la corrosividad. A la izquierda está el equipo de carga-tensión constante, a la derecha, la celda transparente y la probeta en su interior.

diciones de flujo y tiempo. Como aportación de los autores se lista una serie de recomendaciones a tomar en consideración por diseñadores y operadores. Se considerarán como condiciones importante para el buen diseño, las siguientes:

- Medir las concentraciones de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono de la producción.
- Medir el pH en los fluidos utilizados en las operaciones de perforación, terminación y mantenimiento de pozos, así como del agua de formación y su composición química.
- Determina el pH y la composición química de los fluidos a inyectar, para el caso de pozos inyectoros.
- Calcular las presiones parciales del H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, de acuerdo al comportamiento del yacimiento en el tiempo.
- Calcular los gradientes de temperatura durante los diferentes eventos de perforación, terminación, mantenimiento de pozos y su vida productiva.
- Seleccionar el tipo de conexión acorde con las necesidades del pozo.
- Seleccionar la soldadura y la técnica de aplicación para el caso de tubería de conducción.

Manuscrito recibido: 01 de octubre de 2018

Manuscrito corregido: 15 de noviembre de 2018

Manuscrito aceptado: 17 de noviembre de 2018

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Specification for Casing and Tubing** (US Customary Units), 1999. API Specification 5CT, Sixth Edition, October 1998, Effective Date: April 15.
- Bulletin of Formulas and Calculation for Casing**, 1994. Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties, API Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01.
- Bourgoyne Adam T. Jr., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F. S. Jr.** 1986. «Applied Drilling Engineering». SPE.
- Engineering Essentials of Modern Drilling**, 1977. Energy Publications Division of ITBJ.
- Prontuario, TENARIS-Tamsa**, marzo de 2013
- Deepwater Well Desing and Construction**, 2013. API Recommended Practice 96, First Edition, March.
- Laboratory Testing of Metals for Resistance To Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H<sub>2</sub>S Environments**, NACE Standard TM0177-2005.
- Specification for Casing and Tubing**, API Specification 5CT, 9th Edition, june 2011.





# Recomendaciones sobre la búsqueda de minerales útiles metálicos y no metálicos para el Trópico Húmedo en países en vías de desarrollo

Carbeny Capote Marrero<sup>1</sup>, María Santa Cruz Pacheco Sarlabous<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Instituto de Geología y Paleontología (IGP) / Servicio Geológico de Cuba, dirección postal: Vía Blanca No. 1002 e/ Río Luyanó y prolongación de Calzada de Güines, reparto Los Ángeles, San Miguel del Padrón. La Habana, Cuba, carbeny@igp.minem.cu y mariadelasnieves@igp.minem.cu

## RESUMEN

Un axioma de la realidad mundial actual es que no se puede esperar un aprovechamiento racional de los recursos minerales si no existe previamente una adecuada investigación geológica. Ella abarca: A- Investigaciones generales (o fundamentales). B- Investigaciones prospectivas. Estas últimas contienen a su vez cuatro estadios, que de acuerdo a la terminología aceptada como base para este trabajo son: 1- Evaluación de potencial (Primera parte de la Búsqueda). 2- Reconocimiento Geológico (Segunda parte de la Búsqueda). 3- Prospección. 4- Exploración. La Búsqueda ocupa un lugar cimero, debido a que es la encargada de detectar los nuevos depósitos. No obstante, practicarla se ha vuelto, en general, complejo. Se debe a que los cuerpos minerales por encontrar son más pequeños, de menor ley, y no afloran, al ser subsuperficiales o enterrados; y la investigación ha debido trasladarse a áreas de geología más complicada. Pero, en el trópico húmedo la geografía impone obstáculos adicionales tales como escasa aflorabilidad del substrato, poca accesibilidad, y difícil interpretatividad de algunos materiales de los métodos distanciados. Y, el estatus «en vías de desarrollo» significa la inviabilidad de aplicar todo lo existente en métodos directos e indirectos. Tal situación exige la existencia de guías o procedimientos metodológicos que orienten qué hacer ante las múltiples complicaciones que se presentan en el terreno. Sin embargo, no ha sido posible consultar ningún trabajo que de manera integral muestre la metodología de la búsqueda moderna. Y, por otro lado, lo encontrado se refiere solo a algún aspecto en particular, pero es común que no oriente el qué

hacer en el trópico húmedo y en vías de desarrollo. Sin pretender ser un tratado, ni un procedimiento, este trabajo solo persigue valer como inicio de una Breve Guía Metodológica. Para ello, se han analizado procedimientos de diversos países así como los métodos y resultados de múltiples trabajos desarrollados, entre 2000 y la actualidad, tanto en Cuba como en la República Bolivariana de Venezuela y Brasil. Y los resultados principales del presente trabajo se conforman por las conclusiones del análisis crítico de todo este acervo, bajo la óptica de su eficacia en países con trópico húmedo y en vías de desarrollo, así como por recomendaciones destinadas a elevar la eficacia de la búsqueda hasta el nivel que exige el aprovechamiento racional de los recursos minerales metálicos y no metálicos en estas específicas condiciones geográficas y socio-económicas.

**Palabras clave:** búsqueda de minerales, evaluación de potencial, reconocimiento, trópico húmedo, en vías de desarrollo

## ABSTRACT

An axiom of the current world reality is that you can not expect a rational use of mineral resources if there is not previously adequate geological research. It covers: A- General (or fundamental) investigations. B- Prospective investigations. The latter contain four stages, which according to the terminology accepted as the basis for this work are: 1- Potential mineral assessment (First part of the Search). 2- Geological reconnaissance (Second part of the Search). 3- Prospecting. 4- Exploration. The Min-

eral Search occupies a top place, because it is in charge of detecting new deposits. However, practicing it has become, in general, complex. It is due to the fact that the mineral bodies to be found are smaller, of lower grade, and do not emerge, being subsurface or buried; and the investigation has had to move to more complicated areas of geology. However, in the humid tropics, geography imposes additional obstacles such as low outcropping of the substrate, little accessibility, and difficult interpretability of some materials of the distanced methods. And, the «developing» status means the non-feasibility of applying everything existing in direct and indirect methods. Such a situation requires the existence of guides or methodological procedures that guide what to do in the face of the multiple complications that arise in the field. However, it has not been possible to consult any work that comprehensively shows the methodology of the modern minerals search. And, on the other hand, what is found refers only to some particular aspect, but it is common that it does not orient what to do in the humid and developing tropics. Without pretending to be a treaty or a procedure, this work only aims to be the beginning of a Brief Methodological Guide. For this purpose, procedures from different countries have been analyzed, as well as the methods and results of multiple works developed, between 2000 and the present, both in Cuba and in the Bolivarian Republic of Venezuela and Brazil. And the main results of this work are shaped by the conclusions of the critical analysis of this whole collection, from the perspective of its effectiveness in countries with humid and developing tropics, as well as by recommendations aimed at increasing the effectiveness of the search until the level that requires the rational use of metallic and non-metallic mineral resources in these specific geographic and socio-economic conditions.

**Keywords:** minerals search, mineral potential assessment, reconnaissance, humid tropics, in developing.

## RESUMO

Um axioma da atual realidade mundial é que não pode-se esperar um uso racional dos recursos minerais se não houver previamente pesquisa mineral adequada. Abrange: A- investigações gerais (ou fundamentais). B- Investigações prospectivas. Esse último contém quatro etapas, que de acordo com a terminologia aceita como base para este trabalho são: 1- Avaliação potencial (primeira parte da

pesquisa). 2- Reconhecimento geológico (segunda parte da pesquisa). 3- Prospecção. 4- Exploração. A Busca ocupa um lugar de destaque, pois é responsável por detectar novos depósitos. No entanto, praticá-lo tornou-se, em geral, complexo. É devido ao fato de que os corpos minerais a serem encontrados são menores, de menor grau, e não emergem, sendo subsuperficiais ou enterrados; e a investigação teve que se deslocar para áreas mais complicadas da geologia. No entanto, nos trópicos úmidos, a geografia impõe obstáculos adicionais, como escassez de afloramento do substrato, pouca acessibilidade e difícil interpretabilidade de alguns materiais dos métodos distanciados. E o status «em desenvolvimento» significa a não viabilidade de aplicar tudo o que existe em métodos diretos e indiretos. Tal situação requer a existência de guias ou procedimentos metodológicos que orientem o que fazer diante das múltiplas complicações que surgem no campo. No entanto, não foi possível consultar qualquer trabalho que mostre de forma abrangente a metodologia da pesquisa moderna. E, por outro lado, o que se encontra refere-se apenas a algum aspecto particular, mas é comum que ele não oriente o que fazer nos trópicos úmidos e em desenvolvimento. Sem pretender ser um tratado ou um procedimento, este trabalho apenas pretende ser o início de um Guia Metodológica Breve. Para tanto, foram analisados procedimentos de diferentes países, bem como os métodos e resultados de múltiplos trabalhos desenvolvidos, entre 2000 e o presente, tanto em Cuba como na República Bolivariana da Venezuela e do Brasil. E os principais resultados deste trabalho são moldados pelas conclusões da análise crítica de todo esse acervo, na perspectiva de sua efetividade em países com trópicos úmidos e em desenvolvimento, bem como por recomendações que visam aumentar a efetividade da busca até o nível que requer o uso racional de recursos minerais metálicos e não-metálicos nessas condições geográficas e socioeconômicas específicas.

**Palavras-chave:** pesquisa mineral, avaliação de potencial mineral, reconhecimento, trópicos úmidos, em desenvolvimento.

## INTRODUCCIÓN

Con el fin de la extracción racional y a la vez beneficiosa de los recursos minerales, en el muy complejo mundo actual hace falta conocimiento geológico, viabilidad extractiva y garantía de manejo ambiental. A su vez, para

obtener el necesario conocimiento geológico es imprescindible dedicar esfuerzos y no poco financiamiento a una adecuada investigación geológica (IG). Dentro de ella, la búsqueda ocupa un lugar cimero debido a que es la encargada de detectar los nuevos depósitos. No obstante, para cumplir esta tarea en el siglo XXI, lo primero que debe hacerse es tener la más absoluta convicción de que buscarlos no puede ser ya el simple ejercicio empírico que fue hace décadas, cuando se investigaba en la superficie, en los alrededores de yacimientos conocidos. La realidad enseña que cada día escasean más las áreas exploradas y que los depósitos no encontrados son, en su mayoría, sub-superficiales o ciegos, complejos, pequeños y de bajo contenido. Y esto exige que para hacer la Búsqueda todo lo eficaz posible serán aplicados con intensidad los más modernos métodos indirectos, directos y de análisis multivariado de datos. No obstante, en la Geología es casi una regla que los sistemas sean indefinidos y los datos incompletos, por lo que la explicación dada sobre un asunto es una interpretación. Por lo cual, la preparación académica y la experiencia práctica de los geólogos buscadores desempeñan un papel fundamental en el éxito de los resultados.

El trópico húmedo impone obstáculos adicionales tales como baja aflorabilidad del substrato, baja accesibilidad, y difícil interpretatividad en algunos materiales distanciados. Y, el estatus «en vías de desarrollo» significa la inviabilidad de aplicar lo último en métodos directos e indirectos. Uno y otro hacen que la preparación del personal encargado deba alcanzar un nivel de preparación aún superior. Sin embargo, es común que la formación del personal encargado responda a lo que se hace en otros climas y en países desarrollados, e incluso, de tenerse esta clase de preparación, no se cuenta con el suficiente tiempo practicándola. En todo caso, al mejor trabajo ayuda, sin dudas, la existencia de instrucciones y procedimientos, tanto para distintos tipos de minerales, como en diferentes grados de dificultad de investigación. Sin embargo, no ha sido posible consultar ningún trabajo que de manera integral muestre la metodología de la búsqueda moderna. Y, por otro lado, lo encontrado se refiere solo a algún aspecto en particular, pero es común que no oriente el qué hacer en el trópico húmedo y en vías de desarrollo. Por lo tanto, predomina en la práctica dejar sin investigación áreas probadamente favorables, aplicar metodologías erradas y recargar en la prospección una enorme área a cubrir con sus costosos métodos directos (perfora-

ción, laboreos mineros, laboratorios). En consecuencia, después de un enorme costo y un largo tiempo, no se cumplen los objetivos inicialmente trazados.

Por lo tanto, el problema a resolver es elevar la eficacia de la búsqueda de minerales metálicos y no metálicos en los países en vías de desarrollo con clima tropical. Sin pretender ser un tratado, ni un procedimiento, los resultados aquí obtenidos solo persiguen el objetivo de valer como inicio de una Breve Guía Metodológica que permita iniciar la solución del problema identificado.

El diseño de la investigación se fundamenta en el análisis bibliográfico, abarcando tanto lo publicado como lo inédito. Siempre se tuvo muy presente que no pocos «resultados sorprendentes» son, nada más, el fruto de una búsqueda bibliográfica deficiente.

## **MATERIALES Y MÉTODO.**

### **Método.**

El análisis bibliográfico abarcó procedimientos relativos a la búsqueda de la antigua URSS (1976), y de Cuba (1989), así como de prospección (Canadá y Australia). Asimismo, se examinaron múltiples experiencias en la búsqueda de metálicos y no metálicos, desarrollada entre 2000 y la actualidad, tanto en Cuba como en la República Bolivariana de Venezuela, Brasil y la India. El análisis hecho fue: –Documental, identificándose y valorándose conceptos, categorías y lo investigado sobre esta temática hasta el presente. –Histórico lógico, evaluándose el desarrollo, la situación actual y perspectivas de la búsqueda de minerales moderna. –Sintético, particularizando la situación que presenta la búsqueda de minerales en los países en vías de desarrollo que presentan clima tropical. –Inductivo, partiéndose de los efectos negativos y positivos detectados en cada uno de los trabajos examinados, se profundizó en la naturaleza de sus causas. –Deductivo, partiéndose del problema identificado y de los objetivos trazados se arribó a conclusiones en el análisis crítico y en las recomendaciones.

### **Análisis de Antecedentes.**

La prospección de minerales metálicos y no metálicos tiene como orden de propósitos: 1- incremento, 2- aprovechamiento y 3- manejo ambiental óptimos de los recursos minerales. Se organiza por estadios, o etapas, de manera tal de ir de lo conocido a lo desconocido. Cada etapa debe obtener los datos e informaciones suficientes que permitan prever si se continuará la investigación a un



nivel superior o no y, si procede, planificar los trabajos necesarios para elevar el grado de conocimiento del objeto de estudio. Capote (2008-a) plantea que si bien buscar un nuevo yacimiento se ha vuelto una tarea más difícil, el grado de dificultad de la investigación (GDI) varía de un lugar a otro, lo cual no solo aumenta o disminuye los obstáculos para encontrarlo, sino que está rela-

cionado directamente con los costos. De igual modo, expone que el grado de dificultad de la investigación está conformado por 6 factores de naturaleza objetiva: 1- Grado de conocimiento pretérito. 2- Complejidad geológica de la mineralización. 3- Complejidad geológica del área donde se encuentra la mineralización. 4- Interpretatividad. 5- Aflorabilidad. 6- Accesibilidad (**Tabla 1**).

**Tabla 1. Descripción de los factores que conforman el grado de dificultad de la Investigación Prospectiva de Minerales. Fuente: Capote y Santa Cruz Pacheco, 2015.**

<b>Grado de conocimiento pretérito.</b>	Definición: Refleja el nivel de estudio alcanzado anteriormente sobre el objeto de estudio. Abarca 5 categorías: Muy alto, alto, mediano, bajo, ninguno.
<b>Grado de complejidad de la mineralización.</b>	<p>Se consideran 5 grupos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Grupo 1.</b> Constitución geológica sencilla, la mayor parte de la mineralización se encuentra en cuerpos minerales con una yacencia no dislocada o débilmente dislocada, con espesor, estructura interna y la calidad del mineral útil estable, con una distribución de los tipos naturales de menas y de los componentes principales en forma regular, lo que permite determinar recursos en la exploración en las categorías de indicados y medidos.</li> <li>• <b>Grupo 2.</b> Constitución geológica compleja, con una potencia y estructura interna variable de los cuerpos minerales o con una yacencia dislocada, con una calidad inestable del mineral o con una distribución irregular de los tipos naturales de menas y de los principales componentes valiosos. Corrientemente se determinan recursos en categorías de medidos, indicados e inferidos. En los yacimientos de este grupo la determinación de recursos medidos depende de la pre-factibilidad económica de hacerlo, pues necesita de una densa red de estudio.</li> <li>• <b>Grupo 3.</b> Constitución geológica muy compleja, la cual se caracteriza por una acentuada variabilidad del espesor y de la estructura interna de los cuerpos minerales o esté dislocada la yacencia de los mismos, con una calidad inestable y con una distribución muy variable de los tipos naturales de menas y de los componentes valiosos principales. Los recursos de estos yacimientos se exploran fundamentalmente en indicados e inferidos. La explotación se decide sobre recursos indicados, a partir de pruebas tecnológicas.</li> <li>• <b>Grupo 4.</b> Constitución geológica extremadamente compleja, la cual se caracteriza por una variabilidad muy intensa del espesor y estructura interna de los cuerpos minerales o de las zonas de concentración o con una dislocación muy intensa de los mismos, así como una calidad muy inestable y con una distribución profundamente irregular de los tipos naturales de menas y de los principales componentes. La exploración de los miembros de este grupo exige la ejecución de laboreos mineros en grandes volúmenes y se otorgan categorías de indicados e inferidos. El posterior estudio de estas mineralizaciones (exploración de explotación) se hace coincidir con su apertura y preparación para la explotación.</li> </ul>
<b>La complejidad geológica de la cartografía regional.</b>	Viene dada fundamentalmente por la variedad litológica y el grado de deformación estructural presentes, usándose una clasificación de 5 grupos: simple, mediana, mediano-compleja, compleja, muy compleja.
<b>Interpretatividad.</b>	Significa el grado de facilidad de la interpretación del objeto de estudio en los materiales indirectos. Comúnmente se usa para las imágenes de teledetección, pero se puede aplicar también para la geofísica. En el caso de la teledetección se emplean cinco grados: Excelente, Buena, Media, Deficiente, Muy deficiente.
<b>Aflorabilidad.</b>	Significa el grado de exposición en superficie del objeto de estudio. Comúnmente se usa para el substrato rocoso y la mineralización endógena. La clasificación abarca seis grados: muy alta, alta, mediana, baja, muy baja, ausente.
<b>Accesibilidad.</b>	Consiste en las posibilidades de acceder al área de estudio, dadas por relieve, vegetación, fauna peligrosa, cercas, vías de acceso, clima, entre otros. Su clasificación abarca cinco grados: muy difícil, difícil, mediana, favorable, muy favorable.

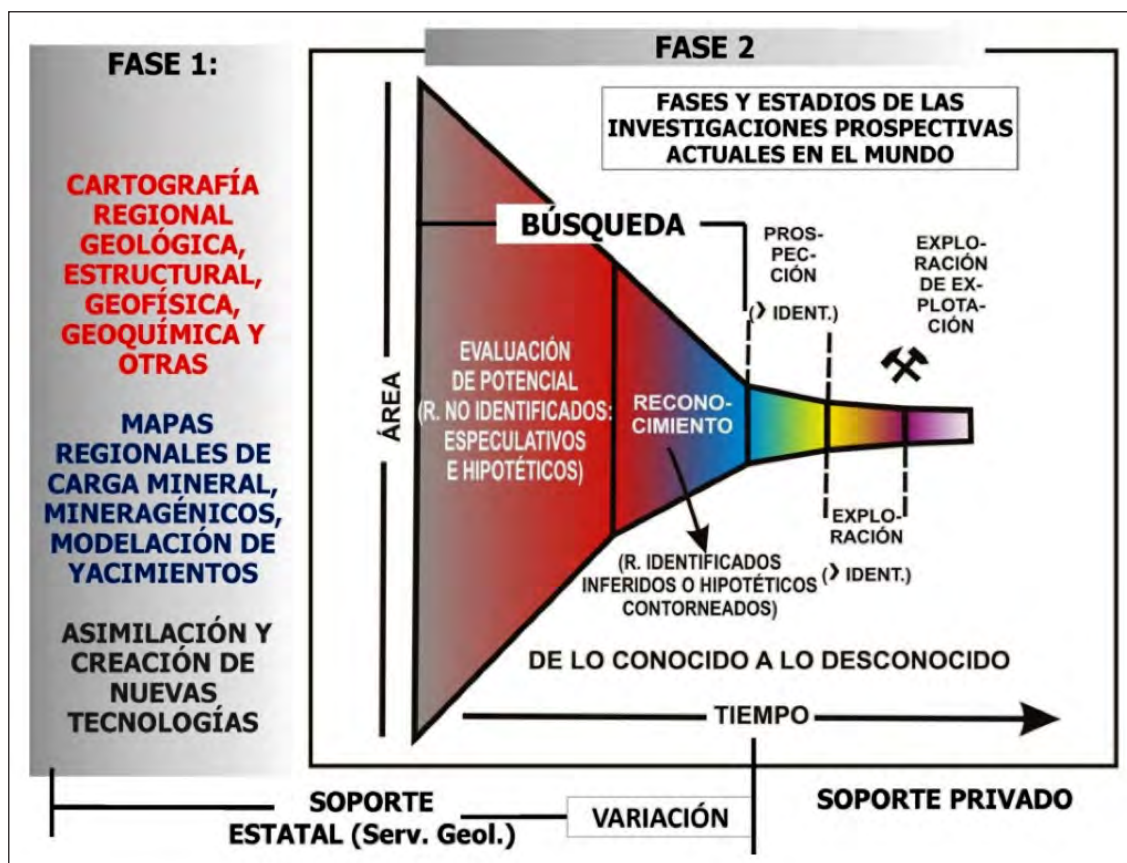
La práctica internacional enseña que el proceso más eficaz para buscar, encontrar y entregar un depósito para analizar la factibilidad de su aprovechamiento industrial abarca dos fases (**Figura 1**).

**Fase 1: Investigaciones generales (o fundamentales).** (Cartografía geológica básica a escalas regionales, mapas de ocurrencia mineral y mineragénicos, modelación de yacimientos minerales útiles, diseño y adquisición de nuevas tecnologías de investigación, entre otros).

**Fase 2: Investigaciones prospectivas.** Si bien se subdividen en cuatro estadios, en la literatura actual existe un verdadero galimatías al respecto de la denominación de cada uno. A continuación se muestran los nombres dados en Cuba, aunque en la descripción de cada uno se coloca una breve sinonimia. Los estadios son:

1. Evaluación de potencial. (Primera parte de la Búsqueda).
2. Reconocimiento geológico. (Segunda parte de la Búsqueda).
3. Prospección.
4. Exploración.

Contribuye mucho al aprovechamiento racional nacional de los recursos que la **fase 1** y los **estadios 1 y 2** de la **fase 2** sean cubiertos por el Estado, mientras que lo restante se puede desarrollar con capital privado, total o parcialmente. Ello se basa en el carácter estratégico que tiene para una nación el conocer las tendencias de sus potencialidades minerales, así como el monto aproximado de sus recursos y su significado socio-económico. En la **Figura 1** se observa la relación óptima entre fases y estadios.



**Figura 1.** Secuencia óptima de las investigaciones prospectivas de minerales aplicadas en nuestros días.

Breve caracterización de los estadios de la fase 2, insistiéndose en 1 y 2.

Evaluación de Potencial (EP) (Sinonimia: –Levantamiento complejo-búsqueda-orientativa (URSS, 1976), –bús-

queda o prospección preliminar (u orientativa) (Cuba, 1976, 1989), –mapa metalogénico (Brasil), estudios regionales de reconocimiento (India)). (Capote, 2012-a).

Se encarga de detectar sectores favorables dentro de grandes áreas identificadas anteriormente como propicias desde el punto de vista mineragénico. De existir, estos sectores encerrarán recursos no identificados (especulativos e hipotéticos) que pasarán al Reconocimiento Geológico (R); asimismo, le sirve a este de guía científica básica. Abarca:

- a Cartografía geológica sistemática a escalas 1:100 000 - 1:50 000, en algunos casos 1:25000.
- b Estudios geofísicos aerotransportados (magnético, electromagnético y gamma-espectrométrico) a escalas 1:100 000 - 1:50 000, en algunos casos 1:25 000.
- c Perfiles geoquímicos regionales.
- d Perfiles geofísicos regionales.
- e Procesamiento e interpretación de imágenes aéreas y satelitales.
- f Análisis multivariado de datos.

En la práctica, la EP no siempre se ejecuta de una sola vez, pues depende del grado de conocimiento pretérito, y de los recursos materiales y humanos disponibles. Entonces, es recomendable realizarla en dos sub-etapas, comenzando con una EP compilativa - análisis preliminar de favorabilidad (EPCF), y sobre la base de sus resultados pasar a la próxima, tal vez en un área menor, la cual sí debería intentar alcanzar los objetivos del estadio. No obstante, hay una gran cantidad de trabajos académicos y docentes que responden al contenido de una EPCF, pero que aparecen con el nombre de EP, hecho que crea una frecuente confusión y llega a impedir conseguir lo que realmente exige la EP, mutilándose así la primera parte de la Búsqueda.

Reconocimiento Geológico (RG) (Sinonimia: búsqueda detallada (URSS y Cuba (1976), prospección preliminar (India)). (Capote, 2012-b).

Su objetivo principal es discriminar áreas a la Prospección, mediante la delimitación más segura de aquellos sub-sectores que puedan cumplir los requerimientos de la mineralización buscada. En el caso de categorías de complejidad de la mineralización I, II la mayor parte de los recursos están en inferidos (mínima

de los Identificados). Y en los casos III y IV los mejores sub-sectores contarán con mayor información que el resto sobre la forma, yacencia y calidad de la mena, intercalaciones estériles y cubierta de destape, y sus posibles procesamientos tecnológicos (nivel de laboratorio).

Abarca:

- a Cartografía geológica a escalas 1:25,000 - 1:10 000, en algunos casos 1:5:000.
- b Procesamiento e interpretación de imágenes aéreas y satelitales de alta resolución espacial.
- c Los estudios geoquímicos ajustarán su metodología y densificarán de acuerdo con el tipo y la complejidad de la mineralización y la constitución geológica del área encajante.
- d Los estudios y geofísicos ajustarán su metodología y densificarán de acuerdo con el tipo y la complejidad de la mineralización y la constitución geológica del área encajante.
- e Los métodos directos (muestreo de afloramientos, perforaciones, laboreos mineros superficiales, etc.) se combinan de forma tal de hacer perfiles transversales «cubiertos» o «cerrados». Es decir, que permitan obtener un corte transversal donde los cuerpos minerales principales sean atravesados en el medio y los extremos, de acuerdo con la profundidad de estudio marcada. Las distancias entre puntos por el perfil, y entre perfiles, así como las características del muestreo y los ensayos (fundamentalmente de laboratorio), dependen del tipo de materia prima mineral investigado y al grupo de complejidad que pertenece.

Prospección (P). (Sinonimia: Exploración preliminar (Cuba (1989) e India)). Los trabajos, en esencia, son directos. Persiguen aumentar las categorías de los recursos entregados por el RG. Sus características (dimensiones y forma de la red, ensayos de laboratorio y tecnológicos, entre otros) son determinadas por el tipo de materia prima mineral investigado y el grupo de complejidad al que pertenece. (Capote y Santa Cruz Pacheco, 2015).



Exploración (E): (Sinonimia: Exploración detallada (Cuba (1989) e India)). Los trabajos, en esencia, son directos. Se encaminan a aumentar la categoría de los recursos entregados por la P con el fin de someter una parte al análisis de factibilidad de su aprovechamiento industrial. (Capote y Santa Cruz Pacheco, 2015).

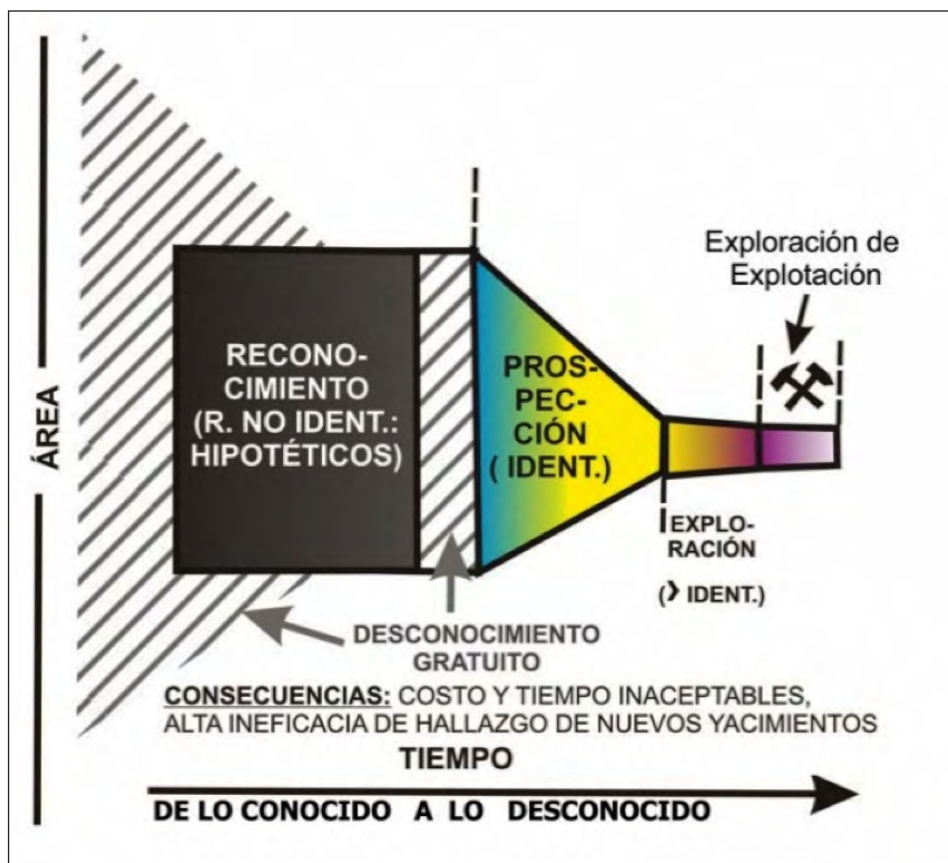
## RESULTADOS: ANÁLISIS CRÍTICO Y RECOMENDACIONES.

### Análisis crítico y recomendaciones para la Evaluación de Potencial (EP).

Cuando la Búsqueda no se practica correctamente, sucede lo representado en la **Figura 2**. Cuando el motivo pertenece a la EP, puede deberse a no efectuarse, a hacerse incompleta, o hacerse incorrectamente. En los dos últimos casos, las causas principales están en una proyección sin

tomar en cuenta el grado de dificultad de la investigación y la no aplicación consecuente de los pasos establecidos. Por otro lado, las consecuencias de una EP inexistente o insuficiente son:

- Se quedan grandes áreas favorables sin estudiar y, por lo tanto, quedarán yacimientos sin encontrar.
- Falta la guía científica para el R en cuanto a modelos a usar y regularidades de distribución, entre otros aspectos. Por tanto, el R se hará casi sobre la base de la ocurrencia mineral asumida como conocida, lo cual también propiciará que queden depósitos sin encontrar.



**Figura 2.** Consecuencias de la exclusión en la Búsqueda de la Evaluación de Potencial, y de la falta de eficiencia en el Reconocimiento Geológico.

### Cartografía geológica sistemática a escalas 1:100 000-1: 50 000, en algunos casos 1:25 000.

a *Análisis crítico.* La baja aflorabilidad presente resulta ser el principal obstáculo.

b *Recomendaciones.* Ello obliga a tomar medidas especiales para obtener mejores informaciones del substrato. Entre ellas, está la perforación con testigo mediante máqui-

nas portátiles de pequeño diámetro (Capote y Santa Cruz Pacheco, 2015), y el aprovechamiento del muestreo por parte de los geólogos de eluvio, suelo y flujos para la determinación de indicadores geoquímicos litológicos, basados en el procesamiento estadístico complejo de los macro- y micro-elementos (Barbosa Landim y otros, 2007).

#### **Estudios geofísicos aerotransportados (magnético, electromagnético y gamma-espectrométrico).**

- a *Análisis crítico.* El enmascaramiento del sustrato afecta muy especialmente la interpretación de los registros gamma-espectrométricos.
- b *Recomendaciones.* En el caso del canal de potasio, la presencia de suelo anegado (gley), o de corrientes de agua y sus áreas de inundación motiva campos anómalos no geológicos que deben ser eliminados o atenuados en el momento de la interpretación (Capote y otros, 2017). Por otra parte, un espesor notable eluvio arcilloso puede «atrapar» contenidos de uranio de forma tal que se manifiesten anomalías que no representan realmente al sustrato existente; tal es el caso de las regolitas sobre los grandes cuerpos de granitoides (Capote y otros, 2017).

#### **Perfiles geoquímicos regionales.**

- a *Análisis crítico.* La falta de afloramientos obliga al uso de la geoquímica de eluvio, suelo y flujos de corrientes. No obstante, la existencia del intemperismo químico (IQ) determina que los valores anómalos no signifiquen necesariamente indicadores de la mineralización buscada (Capote y otros, 2002).
- b *Recomendaciones.* Ello exige el uso de tratamientos estadísticos complejos que ayuden a establecer indicadores de la mineralización buscada dentro de un universo de datos muy afectados por el IQ (Barbosa Landim y otros 2017, Boni-Licht y de Azevedo Branco 2007, De Queiros Mattoso y Laquintinie Formoso 2007, Lima da Costa 2007, Ramos y otros 2007).

#### **Perfiles geofísicos regionales.**

- a *Análisis crítico.* En el caso de la geofísica, la falta de afloramientos y la presencia de una máscara de cobertura friable constituyen un obstáculo serio a la interpretación del registro cuando se incluye en el complejo de métodos la radiometría, o la gamma-espectrometría.

#### **Procesamiento e interpretación de imágenes aéreas y satelitales.**

- a *Análisis crítico.* La Teledetección (Sondeo remoto, Percepción remota) ha evolucionado tanto en sensores y plataformas como en técnicas de procesamiento digital. En la geología, más que el perfeccionamiento de una herramienta de mapeo se ha convertido en una vía confiable e innovadora que cambia de manera radical el arte de la investigación geológica, ya que da la posibilidad de estudiar áreas desconocidas e inaccesibles, a la vez que permite elevar el conocimiento de otras con mayor grado de estudio. Particularmente han probado eficacia en la Búsqueda las multi- e hiper-espectrales, a través de la cartografía mineral y litológica. Pero, la inmensa mayoría de los resultados reportados son de lugares donde el sustrato aflora y no existe o no es significativa la cobertura vegetal y/o de suelo. O hay eluvio sobre parte del sustrato, pero debido al intemperismo físico. Por lo tanto, la aplicación efectiva de la TD en la Búsqueda en el trópico húmedo y en vías de desarrollo representa aún un serio problema a resolver. Pues, las áreas de estudio presentan comúnmente fuertes enmascaramientos dados por suelo, vegetación, aplanamiento del terreno y antropización. Asimismo, las dimensiones de los cuerpos minerales pueden ser pequeñas, lo cual obliga a estudiar también el control del emplazamiento. Y además, todo ello viene acompañado de la inviabilidad de adquirir algunos tipos de registros, como son, entre otros, las satelitales de alta resolución, tanto las reflectivas como las Radar (Capote,

2018). Por otro lado, no han faltado aplicaciones en los que no se hace un adecuado uso de la TD, hecho que socava el prestigio del método. Esto sucede, entre otras causas, al perseguirse más mostrar un procesamiento de «moda» que solucionar un problema concreto; o al hacerse un análisis bibliográfico deficiente; o al subvalorarse el peso de la interpretatividad del objeto y la utilidad de los atributos espaciales de la imagen; o al sobreestimarse el procesamiento con respecto a la interpretación; o al preferirse unos registros sobre otros sin fundamento técnico real sino, también, por «moda»; o al no validarse los resultados alcanzados mediante trabajos directos en el terreno. (Capote, 2005).

- b *Recomendaciones.* De forma general, el aumento de la eficacia de la Teledetección en la Búsqueda se obtiene siempre que: 1- Se haga un adecuado Procesamiento, para realzar de modo óptimo la informatividad de los datos distanciados disponibles; y 2- efectuar una Interpretación que extraiga el máximo de información de los productos mejorados. En el caso del procesamiento se recomienda:
- Concepto «Crósta», al respecto del objetivo esencial del procesamiento de imagen (Crósta, 1993), es decir: «el aumento de la informatividad de la imagen al ‘ojo experto’». Esto significa, entre otros, que procesamiento e interpretación tienen sus especificidades y, en consecuencia, lo óptimo es que procesen unos e interpreten otros, independientemente de que debe haber un solape de conocimientos que garantice la eficacia de todo el trabajo.
  - Toda la información distanciada disponible que pueda ser útil para cumplir los objetivos del proyecto, es decir, teledetección + aerogeofísica + modelo de elevación digital. En el caso de las imágenes de TD, se debe tener en cuenta tanto aéreas como satelitales.
  - Fusión de datos. Tanto el concepto de fusión

de distintos tipos de imágenes reflectivas (ej: fotos pancromáticas aérea + satelitales multiespectrales), como en el sentido de diferentes tipos de registro (ejemplos: a- radar aéreo + satelitales multiespectrales; b- satelitales multiespectrales + magnetometría + altimetría; satelitales multiespectrales + magnetometría + gamma-espectrometría; entre otras)

- Atributos espaciales de las imágenes (texturas naturales).
- Algoritmos RGBI (RVAI). Esto permite el mejoramiento de los atributos espectrales mediante RGB (rojo, verde, azul) y el resalte de los espaciales a través de *Intensity* (Intensidad o Luminosidad).
- «Stress vegetal».
- Análisis de componentes principales.

Y en la interpretación:

- Formación de un equipo de especialistas con alta preparación teórico-práctica en todo lo concerniente a la solución de la tarea geológica aceptada.
- Predominio de la interpretación sobre la identificación de objetos
- Empleo a profundidad de la interpretación «ciega», es decir, la que se hace sin información cartográfica previa del objeto de estudio. Tiene la ventaja de representar la «primera vista» del autor, lo cual sobre todo vale cuando la interpretatividad y el grado de conocimiento pretérito son bajos.
- No solo se aplica la búsqueda de la mineralización en sí misma, sino también de la estructura controladora.
- Para lo anterior, a veces procede intentar separar las estructuras en pre-, sin- y pos-mineralización, basados en los indicadores y evidencias encontradas.
- Establecimiento previo de patrones visuales interpretativos sobre la base de sectores más conocidos.
- Generalmente se hacen dos interpretaciones: pre- y pos campo (final). No obstante, en proyectos con bajo grado de interpretatividad (deficiente y/o muy deficiente), puede necesitarse una complementaria, al



final, luego de hecha la integración de los resultados de métodos directos e indirectos.

### **Análisis multivariado de datos.**

A partir de la segunda mitad de la década de 1980, se viene utilizando la tecnología SIG para mejorar la estimación del potencial con vistas al descubrimiento de nuevos depósitos minerales, pues por esta vía se facilita mucho la delimitación de áreas favorables. Estos estudios son multidisciplinarios y requieren consideraciones simultáneas de diversos datos como: geoquímica, estructura, litología, suelos, relieve, entre otros. En Bonham-Carter (1994), se puede encontrar la siguiente caracterización general del proceso:

- La modelación en GIS del análisis de favorabilidad involucra el cálculo de la idoneidad o favorabilidad minera a partir de mapas geocientíficos. La favorabilidad es calculada pesando y combinando múltiples fuentes de evidencia.
- La asignación de peso a los mapas es realizada analizando la importancia de las evidencias relacionadas con depósitos minerales conocidos, o por evaluación experta de los geólogos de yacimientos.
- Los métodos utilizados en la selección de sitios son prescriptivos, pues involucran un conjunto de criterios dictados por una buena práctica ingeniera y por una mezcla de factores científicos, económicos y sociales.
- La cartografía de la favorabilidad involucra el empleo de métodos predictivos, pues su última finalidad es descubrir nuevos depósitos.
- Los métodos en GIS son considerados como procesos en los cuales un conjunto de mapas de entrada se combinan con una función  $f$  para producir un mapa de salida.
- En general, se distinguen tres tipos de métodos: teóricos, de relaciones semi - empíricas y empíricos (basados en relaciones estadísticas y heurísticas).
- La predicción de depósitos minerales se basa principalmente en relaciones empíricas, con la adición de modelos de depósitos. Cada tipo de depósito se conforma por un número de depósitos seleccionados por

ser suficientemente similares en términos de sus características, para ser tratados como un modelo referencial que conduce la investigación hacia la localización de nuevos depósitos del mismo tipo.

En el Análisis multivariado de datos se distinguen cuatro pasos: –Construcción de patrones de diagnóstico. – Mapas Temáticos. –Mapa de evidencias. –Determinación de la Favorabilidad.

### **Construcción de patrones de diagnóstico.**

- a *Análisis crítico.* La génesis de una acumulación mineral muchas veces es un proceso complejo, que se desarrolla en el marco de múltiples eventos regionales y hasta locales, todo lo cual culmina en una multiplicidad de estilos de la mineralización y en las variaciones de los contenidos principales. Cuando se dispone de información sobre depósitos donde ocurre la mineralización buscada, la utilización de un modelo de depósito es la mejor vía para entender los factores geológicos de formación y control y los indicadores de ocurrencia (geofísicos, geoquímicos, etc.) necesarios para conformar un patrón de diagnóstico. Aunque un modelo puede ser estrictamente descriptivo, la mayoría contiene elementos interpretativos que explican las relaciones entre varios rasgos descritos en términos de procesos geológicos y, por tanto, lo robustecen para el objetivo concreto del estudio (Hodgson 1987). Adams (1986) considera que: «Cuando el modelo contiene elementos de diagnóstico en secuencia para alcanzar de manera integrada un objetivo se tiene un modelo de datos-procesos-criterios. Se forma por las características de los datos característicos del tipo de depósito (datos), los procesos que son interpretados como formadores de las características geológicas del depósito (procesos) y aquellas características geológicas más confiables e informativas para la prospección (criterios)». No obstante, siempre se tendrá presente que: «La simplicidad de un modelo

puede reflejar las excelencias de la Ciencia, pero también puede reflejar nuestra ignorancia sobre la complejidad y sutileza de los procesos naturales. Así, puede reflejar tanto nuestra arrogancia como la elegancia de la Ciencia» (Zhin Zu Zhun (1996) en Capote y Santa Cruz Pacheco, 2015).

b *Recomendaciones.*

- En verdad, las complejidades del objetivo y del área de estudio, así como el tamaño y la diversidad del universo de datos disponible constituyen factores esenciales en la elección del tipo de modelo a construir (Capote 2008-b). En el caso de un problema simple, por ejemplo: el potencial bentónico de una formación lito-estratigráfica dada, será suficiente un modelo empírico preestablecido para el tipo de depósito esperado, pues lo que se necesita es encontrar, dentro de secuencias sedimentarias poco complejas y bien definidas de conjunto, aquella variación facial que signifique la acumulación mineral buscada.
- Pero, cuando la tarea es evaluar la potencialidad en un tipo dado de mineralización dentro de un grande y muy complejo universo de datos, se requiere una herramienta discriminatoria mucho más poderosa, siendo en este caso más adecuado el modelo de datos-procesos-criterios (Adams 1986). El sub-tipo de modelo de datos-procesos-criterios utilizado para una evaluación o un reconocimiento, se caracteriza por tener en primer lugar los elementos de la distribución regional de la mineralización buscada, nombrándose aquí sub-tipo evaluativo regional.
- En la construcción del sub-tipo evaluativo regional, resulta frecuente encontrarse que el conjunto de datos e interpretaciones que se tiene sobre un sector presenta discrepancias con respecto a los de otros sectores donde trabajaron otros colectivos de autores, aunque en todos ocurra aparentemente el mismo tipo de mineralización. Esto obliga a la reinterpretación, lo cual exigirá

a su vez la obtención en el campo de nuevos datos. En esta reinterpretación, un aspecto esencial lo resulta la realización para cada sector de un mapa resumen de controladores e indicadores, resultado del análisis de toda la información disponible sobre imágenes de satélite y aéreas. La otra parte consiste en la creación de una detallada base de datos y su correspondiente estudio. Luego de obtenidos para cada sector, por estas dos vías, los criterios sobre formación y los indicadores de ocurrencia son volcados en una tabla donde se hace la generalización, para luego, finalmente, llegar al patrón.

**Mapas Temáticos.**

- a *Análisis crítico.* Luego de establecidos los patrones de diagnóstico, se organiza y complementan los datos regionales de manera tal que esos patrones reconozcan por repetición o similitud dentro de toda el área. Sin embargo, una tendencia bastante generalizada es, junto con la adopción directa de modelos, usar mapas pretéritos sin validarlos. Por ejemplo, los datos de prospecciones anteriores mostraban que la presencia de granitos de tercera generación constituía un criterio importante, sin embargo, en los mapas regionales del estudio no se tenía cartografiado por edades el magmatismo intrusivo ácido-medio, y no se hizo nada para compensar, o atenuar esta falta. O, se quiere establecer el potencial de yacimientos de arena aluvial en una región donde el modelo de depósito especifica 1 metro el espesor mínimo, y se toma como evidencia un mapa pretérito donde el espesor mínimo del aluvio puede ser 10 centímetros o menos.
- b *Recomendaciones.*
  - Por lo tanto, la creación de un juego de mapas temáticos a la escala del trabajo, representándose en cada uno un grupo determinado de atributos requerirá la reelaboración en la oficina de los mapas pretéri-

tos, o la creación de nuevos mapas cosa que, incluso, podría exigir trabajos de campo. Uno de los problemas más comunes que se presenta en esta etapa, es cuando se necesita para un tema determinado la generalización cartográfica de diferentes mapas, cada uno con diferentes colectivos de autores.

- Antes de continuar, resulta necesario apuntar que de acuerdo con la naturaleza de su información, es posible diferenciar tres grupos principales de mapas: a-mapas de datos procesados, b-mapas con algún grado de interpretación y c-mapas de interpretaciones. En el primer grupo se encuentran los de anomalías geoquímicas, campos geofísicos y otros similares; en el segundo, mapas de alineamientos geofísicos, mapas pronósticos geoquímicos y otros; mientras que el tercero lo integran los mapas litológicos, geo-estructurales, geomorfológicos y otros. Para la generalización en el primero y segundo casos, lo ideal es buscar y reunir los datos primarios de cada trabajo, corregirlos, si procede, y procesarlos todos juntos bajo un sistema único. Cuando esto no es factible debido a que la naturaleza de los datos no es exactamente la misma, entonces, resulta necesario hacer una generalización cualitativa. Un caso muy característico de esta situación se encuentra en los levantamientos geoquímicos, cuando unos están hechos por metalometría con análisis espectrales semicuantitativos y otros provienen del método de sedimentos de flujo, con análisis espectrales cuantitativos. Ante esta situación, una de las vías de solución es interpretar la favorabilidad y la génesis de las anomalías en cada mapa, en atención a su intensidad y composición elemental, respectivamente (Capote y otros, 2002).
- En el caso de los mapas del tercer grupo, practicar la generalización exclusivamente por la vía cartográfica resulta poco válido. Pues, lo más común es que cada interpretación hecha por cada equipo de cartografía a esas escalas presente diferencias conceptuales y en los trazos de los elementos principales. Esta situación no ocurre solamente

debido al alto nivel de subjetivismo de las interpretaciones en áreas poco afloradas, sino también al hecho de que cada mapeo, como regla, representa un particular agrupamiento de variables. Entre estas, se encuentran la disponibilidad de recursos para los trabajos, así como la época y el nivel de conocimiento de la geología del país cuando el estudio fue desarrollado. Cuando se presentan serias incompatibilidades entre los resultados de cada mapa, la generalización implica una reinterpretación de toda el área de estudio. Lo ideal es hacerlo a partir de los datos originales y de trabajos propios de campo y gabinete, pero a veces el tiempo no lo permite. Siendo así, lo factible es hacer un mosaico de mapas, y generalizarlo, apoyados en la aplicación de la tele-detección y la geofísica, con la ayuda de comprobaciones de campo concentradas en los sectores o rasgos más controvertidos.

- De todos los mapas generalizados de interpretación necesarios, uno, cuya utilidad es recurrente en cualquier tipo de estudio y que exige atención especial, es el mapa estructuro-tectónico. Muchas veces, la información estructural que suministran los diferentes mapas anteriores no sólo puede ser contradictoria al respecto de los trazos y estilos de las estructuras que muestran, sino que en su esencia tampoco responde a las exigencias del estudio que se debe hacer. Una de las situaciones más comunes que se presenta, es cuando se quiere desarrollar algún estudio general de minerales formados en épocas pre-orogénicas. No obstante, resulta un hecho el que la mayoría de los trabajos estructurales y tectónicos precedentes muestran, fundamentalmente, las estructuras sin- y pos-orogénicas, objetivo principal de la mayoría de las cartografías convencionales. Mientras, para encontrar las mineralizaciones buscadas, resulta capital el estudio de los procesos relacionados con su formación, lo cual incluye, y muchas veces en un primer lugar, los factores estructuro-tectónicos (Capote y otros, 2002).



**Mapa de evidencias.**

- a *Análisis crítico.* Es un mapa resumen, que incluye aquellos elementos de los Mapas temáticos que entrarán en el Análisis de favorabilidad.
- b *Recomendación.* Su confección debe estar regida por la jerarquía de atributos aportada por el patrón de diagnóstico.

**Análisis de favorabilidad mineral (o de prospectividad).**

- a *Análisis crítico.* Como consecuencia directa de las tres etapas anteriores se encuentra el análisis del área de estudio con el fin de detectar nuevas áreas mineralizadas. Sin embargo, resulta común que se polarice el diseño y la ejecución de ella en detrimento de las otras, arribándose por esta vía, indefectiblemente, a resultados equívocos. Un sistema de información geográfica (SIG) representa una formidable herramienta. Pero, no es una vara mágica que sustituya com-

pletamente el análisis experto visual (AEV). Mediante el AEV no sólo se debe siempre valorar y jerarquizar los atributos que entran en el SIG, así como diseñar las variantes de análisis, sino también servirá para evaluar el grado de certidumbre de los resultados finales. El papel del AEV siempre es relevante, pero aumenta geométricamente su importancia en la medida que la situación a evaluar se complejiza, lo cual viene dado, fundamentalmente, por el nivel de dificultad del problema a resolver; así como por la cantidad y la calidad de cada uno de los tipos de datos a procesar (Suárez & Capote 2001).

Los trabajos publicados dentro de las geociencias en el área de modelación pronóstica aplicada a diversos temas, presentan varios métodos probabilísticos y estadísticos, ya consagrados en la literatura, destacándose entre ellos los que se muestran en la **Tabla 2**.

**Tabla 2. Revisión de métodos para la producción de mapas de prospectividad mineral. (Modificado de Harris *et al.*, 2001 y de Azevedo Branco *et al.*, 2007).**

Método	Criterios para combinarlos datos de entrada
<b>Dirigido por los datos</b>	
Pesos de la evidencia (WofE)	Establecer relación espacial entre ocurrencias conocidas y datos de entrada (uso de probabilidades bayesianas)
Regresión Logística	Uso de áreas de entrenamiento alrededor de cada depósito para recoger estadísticas de cada uno de los layers de entrada -usada para predecir la presencia o ausencia de un depósito mineral
Redes neuronales artificiales	Uso de áreas de entrenamiento alrededor de cada depósito para recoger estadísticas de cada uno de los layers de entrada -usada para predecir la presencia o ausencia de un depósito mineral
<b>Dirigido por el conocimiento</b>	
Lógica Booleana	Suma de mapas binarios
Indexación de niveles de información	Suma de mapas binarios ponderados
Lógica difusa o nebulosa	La membresía o pertenencia de una variable a un conjunto difuso es expresada en una escala continua de 0 (no pertenencia) a 1 (pertenencia total).

- b *Recomendaciones.*
- Cuando se dispone de una gran cantidad de datos e interpretaciones, así como de tiempo y recursos para el procesamiento, es conveniente la aplicación combinada de métodos «dirigido por los datos» y «dirigidos por el conocimiento». Un ejemplo relevante lo aportan Harris y otros (2001) en la evaluación del potencial de oro mesotermal en el cinturón de esquistos verde de Swayze, Ontario, Canadá. Aquí, por un lado, aplican pesos de evidencia y regresión logística, mientras que por el otro usan las superposiciones booleana e indexada, para, finalmente comparar resultados mediante criterios de expertos.
  - Y, para concluir el acápite valga comentar la infundada preferencia que a veces se le otorga a los métodos basados en los datos u «objetivos», con respecto a los basados en el conocimiento o «subjetivos», amparados en la idea de que en los primeros no es imprescindible el conocimiento experto, mientras que en los segundos, sí lo es. Pues, el hecho de que en los métodos basados en los datos se entrena y perfecciona el método de reconocimiento a través de las informaciones provenientes de una parte de la ocurrencia mineral disponible, y se efectúa la valoración de la eficacia mediante el uso del resto; de esta forma, se crea a veces la ilusión de que por esta vía se puede dejar a un lado, incluso desde el inicio de la investigación, la experiencia en la búsqueda de minerales. Pero, si bien en la aplicación correcta de alguno o varios métodos de este grupo puede estar la solución más eficaz, la realidad muestra que el conocimiento experto debe guiar en todo momento la investigación. Un ejemplo simple aunque frecuente de uso no experto de un método «desde los datos» está en la mala elección de la ocurrencia mineral. Ya que, si se considera que se dispone de esta, y lo que en verdad se tiene son puntos de mineralización, denuncios mineros orales o mal documentados, perforaciones aisladas sin

ensayos básicos y otros datos de similar naturaleza, se estará invalidando irremediablemente la carga mineral, tanto la de entrenamiento como la de validación.

#### **Análisis crítico y recomendaciones para el Reconocimiento Geológico (RG).**

- a *Análisis crítico.* Cuando el RG no es eficaz, sucede (**Figura 2**):
- No se ha tomado en cuenta el grado de dificultad de la investigación.
  - Tiempo de ejecución prolongado, y alto costo.
  - No obstante, en lugares con aflorabilidad entre baja y ausente, es frecuente que se proyecten métodos directos, como la perforación y los laboreos, muy por debajo de lo necesario.
  - Bajo poder de discriminación de las áreas que pasan a la prospección.
  - Entrega a la prospección de recursos insuficientemente estudiados.
  - Prospección prolongada, costosa. Y también poco eficaz.
- b *Recomendaciones.*
- Asegurarse que los precios del mineral buscado sustentan el seguir adelante en la investigación, considerándose también la accesibilidad.
  - En los casos que la aflorabilidad es baja o inexistente, es necesarios tomar para la cartografía geológica, la geoquímica y la geofísica medidas semejantes, pero a una escala mayor, a las recomendadas para la EP.
  - Además, ejecutar un complejo de métodos geofísicos complementarios que apoye la inferencia en superficie y en profundidad de las acumulaciones buscadas.
  - Aplicar de forma tal los métodos directos (muestreo de afloramientos, perforaciones, laboreos mineros superficiales, etc.) que permitan la obtención de perfiles transversales «cubiertos» (o «cerrados»).

#### **CONCLUSIONES GENERALES.**

1. La Búsqueda constituye una herramienta

indispensable para el aprovechamiento racional de los recursos minerales, pues es la encargada de encontrar los nuevos depósitos. Pero, el trópico húmedo impone grandes obstáculos para practicarla eficazmente, y el estatus «en vías de desarrollo» significa la inviabilidad de adquirir toda la tecnología que ello exige.

2. Sin embargo, no se encontraron disponibles documentos metodológicos que guíen la investigación dentro de esta realidad por el camino correcto.
3. El presente trabajo, basado en el análisis crítico de textos metodológicos e informes de prospección, ofrece recomendaciones para la práctica eficaz de la Búsqueda de minerales útiles metálicos y no metálicos en países en vías de desarrollo del trópico húmedo.
4. De esta forma, se inicia una Breve Guía Metodológica cuyo perfeccionamiento por parte de todos los interesados redundará, sin dudas, en beneficios para el desarrollo próspero y sostenible de una gran cantidad de países.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- Adams, S.**, 1986, Using geological information to develop exploration strategies for epithermal deposits, in Berger & Bethke (eds.), *Geology and Geochemistry of Epithermal Deposits Systems, Reviews in Economic Geology*, v. 2, Society of Economic Geologists, pp. 273-298.
- Barbosa Landim P. M., Bandeira de Mello C. S., da Silva Serra A. C., Macedo A. B.**, 2007, Metodologia estatística multivariada em geoquímica, em *Prospecção geoquímica (Depósitos minerais metálicos, não metálicos, óleo e gas)*. CPRM, Editores: Boni Lic., pp. 619-660.
- Bonham-Carter, G. F.**, 1994, *Geographic Information Systems for Geoscientists, Modelling with GIS*, Pergamon, Ontario, pp. 398.
- Bonham-Carter, G. F., Agterberg F. P., Wright D. F.**, 1988, Integration of geological datasets for gold exploration in Nova Scotia, *Photogrammetric Engineering and Remote Sensing*, vol. 54, no. 11, pp. 1585-1592.
- Boni-Licht, O. A., de Azevedo Branco P. C.**, 2007, Primórdios da prospecção geoquímica, em *Prospecção geoquímica (Depósitos minerais metálicos, não metálicos, óleo e gas)*. CPRM, Editores: Boni Lic., pp. 13-96.
- Capote, C.**, 2005, Una confrontación imprescindible para la salud de la geología del siglo XXI: interpretación de imágenes de teledetección vs «cyberlectura». *Boletín de la Sociedad Cubana de Geología*. Vol. 5, No.1. Enero-Abril 2005: pp. 8-9.
- Capote, C.**, 2008-a, Sobre Control de la Calidad y Subjetivismo en las Investigaciones Geológicas. *Geoinformativa (IGP, Cuba)*, (vol. 10): pp. 12-20.
- Capote, C.**, 2008-b, Recomendaciones para el diagnóstico y detección de nuevas áreas de mineralización. *Geoinformativa (IGP, Cuba)*, (vol. 8), pp. 5-13.
- Capote C.**, 2012-a, Procedimientos para informe y proyecto de Evaluación de Potencial: La Habana, Instituto de Geología y Paleontología (IGP), Informe para Proyecto I+D Instrucciones de la Actividad Geológica de Minerales, pp. 42.
- Capote C.**, 2012-b, Procedimientos para informe y proyecto de Reconocimiento Geológico: La Habana, Instituto de Geología y Paleontología (IGP), Informe para Proyecto I+D Instrucciones de la Actividad Geológica de Minerales, pp. 39.
- Capote C.**, 2018, Aplicación de la Teledetección y la Fusión de Datos en la Búsqueda Mineral dentro del Trópico Húmedo y en Desarrollo, en *Simposio SELPER Internacional*, La Habana, Memorias.
- Capote, C.**, Santa Cruz Pacheco M., González D., Altarriba I., Bravo F., Carrillo D., De La Nuez D., Cazañas X., 2002, Reevaluación del Potencial de Metales Preciosos y Base en el arco cretácico del territorio Ciego-Camagüey-Las Tunas, a escala 1:100 000: La Habana, Instituto de Geología y Paleontología (IGP), Informe para Proyecto I+D 224, pp. 150.

- Capote C., M. Santa Cruz Pacheco**, 2015, Programa de Oro Nacional 012-025: 2- Propuesta de Actualización Metodológica del Reconocimiento Geológico: La Habana, Instituto de Geología y Paleontología (IGP), Informe técnico presentado en los eventos municipal y provincial del Fórum de Ciencia y Técnica de 2015, pp.56.
- Capote C., López-Krámer J., Santa Cruz Pacheco M., López-Cruz O., De la Paz Marrero D.**, 2017, Sobre la riqueza aurífera nacional y una propuesta de búsqueda de nuevos yacimientos de oro, Informe para Proyecto I+D Estrategias de la Prospección de Oro en Cuba, pp. 46.
- Crósta, A. P.**, 1993, Processamiento Digital de Imagens de Sensoriamento Remoto. 1 ed. Campinas, UNICAMP, São Paulo. pp. 170.
- De Azevedo-Branco P. C., Düringer P., Manzini M., Franca Rocha W.**, 2007, Integração de mapas multitemáticos em exploração mineral, utilizando sistemas de informações geográficas: aplicações com dados de prospecção geoquímica, em Prospecção geoquímica (Depósitos minerais metálicos, não metálicos, óleo e gas). CPRM, Editores: Boni Lic., Bandeira de Mello, da Silva, pp. 373-432.
- De Queiros Mattoso S. M., Laquintinie Formoso L.**, 2007, Princípios básicos para prospecção geoquímica, em Prospecção Geoquímica (Depósitos minerais metálicos, não metálicos, óleo e gas), CPRM, Editores: Boni Lic., Bandeira de Mello, da Silva, pp. 97-152.
- Harris J. R., Wilkinson L., Heather K., Fumerton S., Bernier M. A., Ayer J., Dahn R.**, 2001, Processing Techniques for Producing Mineral Prospectivity Maps. A Case Study: Mesothermal Au in the Swayze Greenstone Belt, Ontario, Canada. Natural Resources Research, vol.10, n.2, pp. 91-124.
- Hodgson, W.**, 1987, Proceedings of Exploration '87, Ontario Geological Survey Special Volume 3. Edited by G.D. Gorland, 1987.
- Lima da Costa M.**, 2007, Introdução ao intemperismo laterítico e à lateritização, em Prospecção geoquímica (Depósitos minerais metálicos, não metálicos, óleo e gas), CPRM, Editores: Boni Lic., Bandeira de Mello, da Silva, pp. 199-244.
- Ramos M. M., Lopes I., Machado G. J.**, 2007, Técnicas de prospecção geoquímica, em Prospecção geoquímica (Depósitos minerais metálicos, não metálicos, óleo e gas), CPRM, Editores: Boni Lic., Bandeira de Mello, da Silva, pp. 279-306.
- Suárez, A., Capote C.**, 2001, Nuevos sectores favorables auríferos en la Zona Cascorro, provincia de Camagüey, en IV Congreso de Geología y Minería, de la Sociedad Cubana de Geología. Ciudad de La Habana, marzo, Proceedings.

Manuscrito recibido: 07 de noviembre de 2018.

Manuscrito corregido: 13 de noviembre de 2018

Manuscrito aceptado: 04 de diciembre de 2018







UNIVERSIDAD OLMECA

*Raíz de sabiduría*

# Invitación

---

---

La revista *Geociencias*. Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca, invita a investigadores y maestros de esta casa de estudios, así como de universidades y centros de investigación de Iberoamérica, a participar con artículos originales en nuestra revista.

Podrán consultar las **Normas Editoriales** en el sitio web: [www.olmeca.edu.mx](http://www.olmeca.edu.mx) o solicitarlas a los correos:

[revistageociencias@gmail.com](mailto:revistageociencias@gmail.com)  
[revista.uo@gmail.com](mailto:revista.uo@gmail.com)

---

---

[www.olmeca.edu.mx](http://www.olmeca.edu.mx)



Universidad Olmeca, A. C., Carretera Villahermosa - Macuspana, km 14, poblado Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, Tabasco, México.



UNIVERSIDAD OLMECA  
*Raíz de sabiduría*

<http://www.olmeca.edu.mx>