

PETRO INNOVA



AÑO 01 - NÚMERO 04 - SEPTIEMBRE 2023 - CIUDAD DE MÉXICO

EJEMPLAR GRATUITO PARA SU DISTRIBUCIÓN



Edición POZA RICA

La información contenida en esta obra es propiedad de las fuentes citadas y autores, no se permite la reproducción total o parcial sin autorización previa y por escrito de la Comisión de Publicaciones Técnicas y Boletines Informativos del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.



**COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.**

www.cipm.org.mx

“Visión hacia el éxito petrolero”



De acuerdo con el Plan de Negocios de petróleos mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2023-2027 (PN PEMEX), la industria petrolera mexicana mantiene su visión de superar los dos millones de barriles diarios en su producción de hidrocarburos líquidos, y recuperar niveles de producción de gas natural mayores a los cinco millones de pies cúbicos diarios antes del año 2027.

Por otro lado, en lo que respecta a las actividades de transformación industrial, considerando las refinerías Olmeca y Deer Park, tiene la expectativa de llegar a niveles de proceso de hasta 1,655 Mbd para el año 2024. Todo esto con una estrategia de sostenibilidad renovada que contempla criterios ambientales, sociales y de gobernanza.

Para soportar esta perspectiva, en los próximos cinco años se prevé una asignación de recursos de más de 425 mil millones de pesos por año, hacia proyectos productivos que representen la mayor rentabilidad y la captura de beneficios económicos en el menor plazo, resaltando el año 2024 en donde se planea una inversión de más de 503 mil millones de pesos.

Conscientes de la aportación de la ingeniería petrolera para el cumplimiento del PN PEMEX, que en México casi es sinónimo de un Plan de Negocios de la Industria Petrolera, el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, en conjunto con asociaciones hermanas: AIM, AIPM, AMGE, SPE, AMGP, AMEXHI, AMESPAC, compañías operadoras y de servicio y académicos; avanzan en reunir a expertos y líderes de la industria petrolera en grupos tácticos (GT), conformados por un líder y expertos con disciplinas afines a los temas a desarrollar por los GT.

El objetivo de estos GT es analizar el estado actual y las tendencias nacionales y mundiales de los temas relevantes de la industria petrolera mexicana para generar propuestas, proyectos o estrategias de generación de valor para el futuro exitoso de esta industria.

Los GT iniciaron a trabajar desde el 5 de julio de 2023 y concluirán el 29 de septiembre del mismo año, fecha en que se celebrará el **“Foro de Expertos de la Industria Petrolera”**, para compartir los resultados.

En este magno evento los integrantes del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y las asociaciones hermanas hacen un frente común con el propósito de dejar un legado para México. A todos los expertos de la industria petrolera que se identifiquen con este trascendental propósito, los invitamos a sumarse contactando a los líderes de los Grupos Tácticos.



Dr. Carlos

Pérez Téllez

Presidente Nacional
Bienio 2022 - 2024

Bienio 2022 - 2024



Dr. Carlos Pérez Téllez
Presidente Nacional



Ing. Marcos Torres Fuentes
Vicepresidente



M.I. Gonzalo Jesús Olivares Velázquez
Segundo Secretario Propietario



M.I. Ulises Neri Flores
Primer Secretario Propietario



M.I. Raúl Rivera Lozano
Tesorero



M.I. Francisco Lago Alonso
Segundo Secretario Suplente



Ing. Juan Carlos Estrada Martínez
Primer Secretario Suplente



M.G.I. Raúl de Jesús Oliva Pérez
Subtesorero

INTEGRACIÓN DE MIEMBROS (MEMBRESÍAS)



M.A. Daniel Mauricio Godínez Oidor



Ing. Kristell Ruby González Rosas



Ing. Raúl Lobato Gallardo

PUBLICACIONES TÉCNICAS Y BOLETINES INFORMATIVOS



M.G.I. Raúl de Jesús Oliva Pérez



M.G.I. Paola Santiago Serrano



Ing. Rafael Vargas Bermúdez

PROYECTOS



Dr. Heron Gachuz Muro



M.I. Benito Ortiz Sánchez



Ing. José Luis Guzmán Almazo

FORMACIÓN Y DESARROLLO PROFESIONAL



M.I. Francisco Lago Alonso



Ing. Rafael Cervantes de la Teja

ACTUALIZACIÓN Y REVISIÓN DE DOCUMENTOS RECTORES



Ing. Ernesto Lecuona Vera



Ing. Rafael Peña Cruz



M.I. Oswaldo David López Hernández

CERTIFICACIÓN DE PERITOS Y TESTIGO SOCIAL



M.I. David Velázquez Cruz



Ing. Saúl Gómez Díaz de Bonilla



EVENTOS
Dr. Carlos Alberto Avendaño Salazar



CERTIFICACIÓN PROFESIONAL
Ing. Carlos Alberto Pulido Morales



RELACIONES PÚBLICAS
Ing. Claudio Vázquez Sánchez



APOYO TÉCNICO E INFORMÁTICA
Dr. Carlos Alberto Avendaño Salazar



ESTUDIANTES
M.I. Héctor Erick Gallardo Ferrera



TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD
M.I. Ulises Neri Flores



Dr. José Ramón Mayorquín Ruiz
Ciudad del Carmen

Ing. Guadalupe Luna Camarillo
Coatzacoalcos

Ing. Sergio Vázquez Nolasco
Dos Bocas

Ing. Rafael Rodríguez Amador
Poza Rica

M.I. José Manuel García Ortega
Reynosa

M.I. Samuel Iván Trujillo Tamez
Tampico

Dr. Faustino Alonso Fuentes Nucamendi
Veracruz

M.I. Blanca Estela González Valtierra
Villahermosa

Poza Rica

Es uno de los campos más importantes dentro del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, perteneciente de la Región Norte de Pemex Exploración y Producción.

El campo alcanzó en 1951 una producción máxima de aceite y gas, lo que lo posiciona como uno de los mejores campos a nivel nacional.

El campo Poza Rica forma parte importante de la historia de la industria petrolera en México al ser uno de los primeros campos en explotación, su descubrimiento ha tenido un impacto grande en el desarrollo.

Hasta agosto de 2022, ha acumulado una producción que representa un factor de recuperación de:



**30% de aceite
y 41% de gas.**

Sus reservas remanentes, así como la actividad física programada lo mantienen como uno de los campos principales en la Región, incluso después de más de 90 años de producción.

**Inició su explotación
en junio de 1930,**

**en la formación Tamabra
y se encuentra ubicado en
los municipios de Poza Rica,
Tihuatlán y Papantla en el
estado de Veracruz.**



**Actualmente es uno de los campos con mayor producción en la
Región Norte, únicamente superado por los campos Ixachi y Bedel.**

ÍNDICE

08

ESCENARIO PETROLERO

Congreso Mexicano del Petróleo 2023.

Foro: Respuestas a las preguntas de la industria petrolera de los retos y oportunidades para incrementar la disponibilidad de gas natural en México. (Pág. 9)

Curso de ingenieros petroleros para no petroleros.

Expedición Geológica - Sección Villahermosa
(Pág. 10)

Hacia una Región Sur, Zero emisiones netas.
(Pág. 12)

20

CULTURA ECONÓMICA

El rol de la economía ambiental.

24

A TU SALUD

Dulce agonía
Un enemigo moderno. (Pág. 25)

28

ORGULLO Y COMPROMISO

El orgullo de ser colegiado presenta al
M. I. Benito Ortiz Sánchez.

06

ENERGÍA GLOBAL

Lo que significa el sorpresivo recorte de petróleo de la OPEP para los precios de la gasolina en EE.UU.

La ciencia de datos es el futuro del petróleo y el gas. (Pág. 07)

13

SECCIÓN TÉCNICA

Reincorporación y visualización de oportunidades de producción en el campo A.

Manejo de la producción marina en tierra. (Pág. 15)

Questor aplicado al campo R. (Pág. 17)

Petrocrucigrama (Pág. 19)

22

HITOS HISTÓRICOS

La Crónica del Oro negro en México

26

PARA QUE TE ILUSTRES

Científicos hallaron hidrógeno geológico "ilimitado" y sugieren una verdadera transición ecológica.

30

HACIA TU MÁS ALTO DESARROLLO

Las 33 estrategias de guerra.

Lo que significa el sorprendente recorte de petróleo de la OPEP para los precios de la gasolina en EE.UU



Autor: MGI. Paola Santiago Serrano



El artículo de CNN en español aborda la sorprendente decisión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados, conocidos como OPEP, sobre reducir drásticamente la producción de petróleo. Esta medida, se implementará a partir de mayo y se mantendrá hasta fin de año, donde esperan tener un impacto directo en los surtidores de gasolina en Estados Unidos.

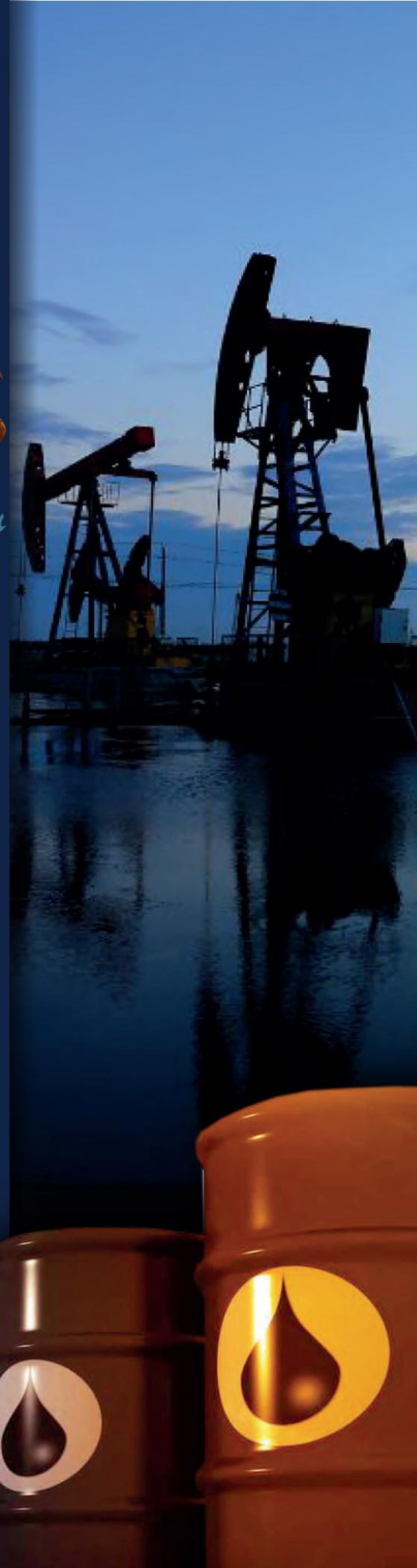
Los expertos sugieren que esta medida de la OPEP podría tener un efecto inflacionario significativo en la economía de Estados Unidos. Algunos opinan que la Casa Blanca podría estar preocupada y molesta por esta decisión, ya que altera los cálculos económicos. El precio promedio nacional de la gasolina en Estados Unidos se situó en \$3.51 por galón en ese momento, y se anticipa que podría subir hasta alcanzar entre \$3.80 y \$3.90 por galón en un futuro cercano debido a la acción de la OPEP. Sin embargo, se considera improbable que los precios vuelvan a alcanzar los niveles de \$5 por galón.

Lo que es aún más relevante para los conductores estadounidenses es que esta decisión de reducción de la producción también impactará en los precios de la gasolina. Los futuros de la gasolina subieron aproximadamente 8 centavos por galón, lo que representa alrededor del 3%, en las operaciones de la mañana después del anuncio.

Cabe destacar que los precios de la gasolina en Estados Unidos han estado cerca del promedio de \$3.53 por galón desde febrero de 2022, justo antes de la invasión rusa de Ucrania. A pesar de esto, la decisión de la OPEP de reducir la producción de petróleo está generando preocupaciones sobre el aumento de los precios y su impacto en la economía y los consumidores estadounidenses.

En resumen, el artículo informa sobre cómo la decisión de la OPEP de reducir la producción de petróleo ha tenido un impacto inmediato en los precios del petróleo y se espera que se traduzca en un aumento de los precios de la gasolina en Estados Unidos, lo que podría tener implicaciones económicas significativas.

Fuente: cnnspanol.cnn.com/2023/04/04/recorte-petroleo-opep-precios-gasolina-eeuu-trax/



LA CIENCIA DE DATOS ES EL FUTURO DEL PETRÓLEO Y EL GAS



Autor: MGI. Paola Santiago Serrano



"La ciencia de los datos aumentará drásticamente la capacidad de las operaciones de petróleo y gas para mejorar la eficiencia, reducir costes, mejorar la seguridad y capacitar a los empleados, desde el equipo informático hasta el de campo", declaró Wang en declaraciones a Rigzone.

El portal Rigzone, realizó una entrevista a Andy Wang, fundador y director ejecutivo de la empresa de soluciones de datos Prescient y a Gladney B. Darroh, fundador y presidente de Piper-Morgan Search.

En la entrevista, declaró que "La ciencia de los datos aumentará la capacidad de las operaciones de petróleo y gas para mejorar la eficiencia, reducir costes, mejorar la seguridad y capacitar a los empleados, desde el equipo informático hasta el de campo".

Se le cuestiono que, si creía que más empresas petroleras adoptarían la ciencia de datos y el machine learning, a lo que Wang afirmó que, en ambos sentidos, ya que la ciencia de datos incluye muchas herramientas de datos, agregando que serán una parte fundamental para el futuro del petróleo y el gas.

Rigzone le pidió a Wang que mencionara los inconvenientes de la ciencia de datos en el mundo del petróleo y gas, a lo que el empresario respondió, que la ciencia de datos necesita modificarse hacia una cultura impulsada por los datos y la comprensión de cómo aplicar la ciencia de datos adecuada para resolver los problemas correctos.

Por otro lado, se le pregunto si el sector del petróleo y el gas tiene una gran demanda de profesionales de ciencia de datos, Wang respondió "Vemos que la demanda está creciendo".

Una de las preguntas fue, si el sector del petróleo y el gas tiene una gran demanda de profesionales de ciencia de datos, Wang respondió "Vemos que la demanda está creciendo".

Sin mencionar que Rigzone cuestionó a Darroh, con respecto a la pregunta anterior, el cuál contestó que existía un interés, que va en aumento. Se espera que este interés se traduzca en una demanda cada vez mayor de profesionales de la ciencia de datos, tanto en contratación directa como por contrato.

De modo que en estas entrevistas, los empresarios mencionan que la ciencia de datos va en aumento en el sector de petróleo y gas, y en el futuro podremos notar un aumento de las capacidades de operaciones de los hidrocarburos, logrando reducir costos, mejora de la seguridad, logrando un cambio de cultura y esto gracias por la ciencia de datos y la comprensión para aplicarla.

Fuente:

www.worldenergytrade.com/oil-gas/investigacion/ciencia-datos-futuro-petroleo-gas



Congreso Mexicano del Petróleo



En un ambiente fraterno y de hospitalidad en la Ciudad de Campeche, Campeche, tuvo lugar el Congreso Mexicano del Petróleo 2023, los días 7 al 10 de junio de 2023 en el Centro Internacional de Convenciones y Exposiciones Campeche XXI. Nuestro presidente el Dr. Carlos Pérez Téllez tuvo una nutrida participación representando al Colegio de Ingenieros Petroleros de México durante la ceremonia de apertura, la inauguración de la exposición industrial y como secretario de las dos comidas - conferencia que tuvieron lugar durante este magno evento:

Alianzas estratégicas PEP: Lakach-Trion-Zama.

Retos y oportunidades para incrementar la disponibilidad de gas natural en México.

En esta ocasión, durante la ceremonia, se hizo entrega al Mtro. Miguel Ángel Maciel Torres del Premio Nacional de Ingeniería Petrolera, máximo reconocimiento que entrega el CIPM a sus agremiados, para reconocer los méritos profesionales y aportaciones a la ingeniería petrolera.

En el marco de esta importante fiesta técnica, se celebró la cuarta asamblea nacional ordinaria, en la cual se tuvo una participación por parte de Colegiados de todas las secciones, en la cual se rindió el informe de actividades del Consejo Directivo Nacional y de todos los Comités que integran el Colegio, mostrando los avances y acciones realizadas durante este primer año de gestión del Consejo Directivo Nacional 2022-2024.

En el stand del Colegio, de manera paralela al programa técnico

que tuvo el Congreso, se llevaron a cabo 6 presentaciones técnicas, las cuales tuvieron participación de Colegiados y visitantes, de acuerdo con el siguiente programa:

08
junio

“Cómo construir una hoja de ruta de descarbonización y sostenibilidad en los proyectos de exploración y producción”.

M.I. Ulises Neri Flores

“Una visión del CIPM de la industria petrolera”.

M.I. Raúl Rivera Lozano

“Situación actual de la enseñanza de la Ingeniería Petrolera en México”.

Dr. Carlos Alberto Avendaño Salazar

09
junio

“Al límite de la disyuntiva”.

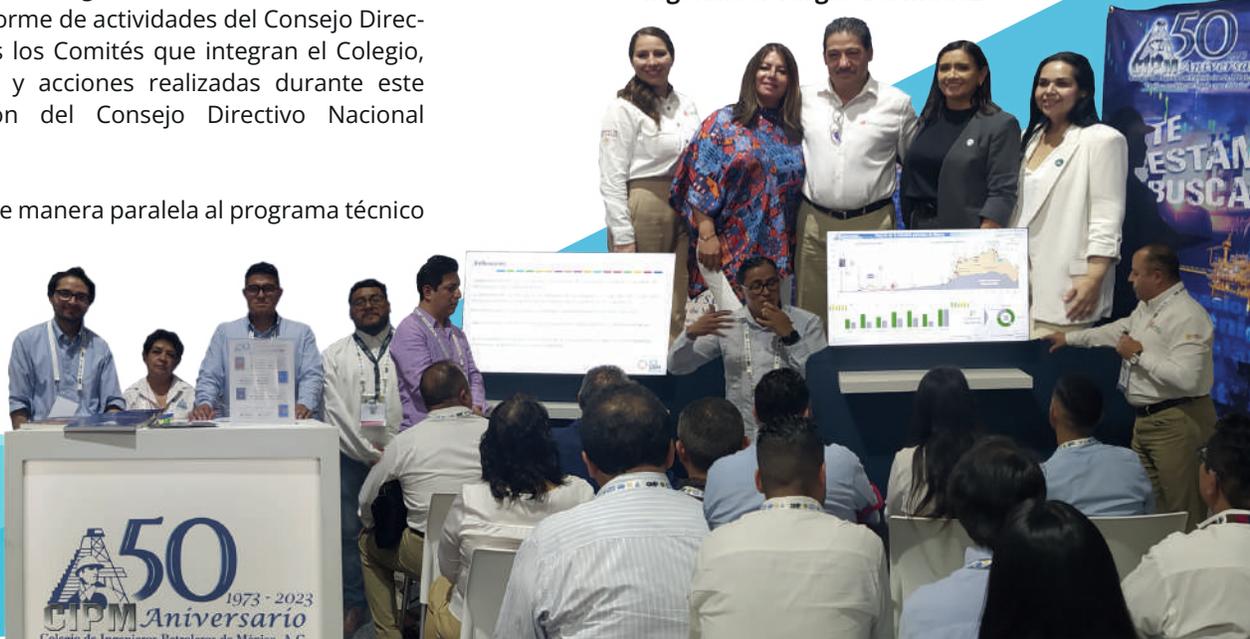
M.I. Benito Ortiz Sánchez

“El CIPM se prepara para el futuro de la industria petrolera”.

M.I. Ernesto Lecuona Vera

“Impacto del gradiente composicional en la calidad API en las mezclas comerciales de crudo, casos de estudio”.

Ing. Rafael Vargas Bermúdez



Foro: Respuestas a las preguntas de la industria petrolera de los retos y oportunidades para incrementar la disponibilidad de gas natural en México

En el marco de la celebración por los 50 años de la creación del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., se llevó a cabo el pasado 30 de junio de 2023 el foro de respuestas a las preguntas de la industria petrolera de los retos y oportunidades para incrementar la disponibilidad de gas natural en México en las instalaciones Sede de la Ciudad de México.

El foro tuvo la participación de distinguidas personalidades como panelistas:

- **Dr. Miguel Santiago Reyes Hernández**
Director General de CFEnergía y CFE internacional.
- **Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán**
Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía.
- **Mtro. Abraham David Alipi Mena**
Director General del Centro Nacional de Control del Gas Natural.

Este foro, contó con la participación de más de 200 personas en forma presencial y más de 650 en formato virtual, el cual

buscó dar respuesta a las múltiples preguntas que suscitó este panel durante el Congreso Mexicano del Petróleo, con la finalidad de dar certidumbre al futuro que tiene el gas natural como elemento fundamental para la descarbonización de la industria y así como la importancia que actualmente tiene este combustible de manera nacional e internacional.

Luego de una brillante ponencia de cada uno de los panelistas, pasaron a una ronda adicional de preguntas y respuestas, la cual contó con una amplia participación de los asistentes.

El evento fue clausurado por parte del Dr. Carlos Pérez Téllez, quien lanzó una invitación a todos los asistentes para sumarse el próximo 29 de septiembre de 2023 al Foro de expertos de la industria petrolera; un evento organizado por parte del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, en conjunto con la Academia de Ingeniería México, la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros y la Society of Petroleum Engineers Sección México, lo que garantiza una excelente calidad técnica en este próximo foro.



Curso de ingenieros petroleros para no petroleros.

Como parte de los alcances del convenio celebrado entre el Colegio y la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, se llevó a cabo del 19 al 29 de junio el curso de inducción “básico de ingeniería petrolera para no petroleros” a personal de diversas empresas operadoras y de servicios nacionales e internacionales.

Este curso de 24 horas, está enfocado a personal que labora en la industria petrolera en áreas administrativas o de enlace técnico y con la finalidad de brindar conocimientos fundamentales para entender el proceso de exploración, extracción y comercialización de hidrocarburos, así como los elementos que conforman la cadena de valor.

El curso contó con una amplia aceptación, por lo cual se tiene previsto para el mes de septiembre realizar una nueva edición, por lo cual, hacemos extensiva la invitación para que todas aquellas personas interesadas, se encuentren atentas a nuestra página de internet y redes sociales.



RECORRIDO DE EXPEDICIÓN GEOLÓGICA



Autor: M.G.I. Raúl de Jesús Oliva Pérez

Con el liderazgo de la Ing. Blanca Estela González Valtierra, Presidenta del Colegio de Ingenieros Petroleros Sección Villahermosa, se organizó un "Recorrido de Expedición Geológica" en afloramientos de interés petrolero los días 19 y 20 de agosto, cuya convocatoria fue dirigida a toda la comunidad de la Sección Villahermosa.

Se contó con el apoyo y acompañamiento del Ingeniero José Abelardo Sánchez Araiza, quien, con su amplia experiencia en las Cuencas del Sureste nos pudo guiar a través de cinco afloramientos, en los cuales se observaron los diferentes elementos del sistema petrolero de forma física y expuesta en la superficie, tales como la roca almacén, generadora y sello. Durante este recorrido, se tuvo la oportunidad de extraer muestras de rocas características de formaciones hito en las cuencas del sureste, así como analizar sus propiedades, tales como fracturamiento, porosidad y solubilidad; adicionalmente se pudieron encontrar fallas y discordancias en las estructuras.

El plan de itinerario se desarrolló en dos días, en el primer día se visitaron afloramientos de interés petrolero, así como la visita a la sima de las cotorras, cuyas paredes toman relevancia e interés ya que, se pueden observar los planos de estratificación como propiedades de rocas calizas. En el segundo día, se exploraron algunas grutas, en las cuales se pudo observar formación de cavernas subterráneas, así como las características que las rocas y minerales mantienen dentro de ella, donde estos últimos a través de los millones de años, forman estructuras de estalactitas que, por su peculiaridad y condiciones resultan asombrosas para cualquier visitante.

Especial agradecimiento al
Ing. José Abelardo Sánchez Araiza
Geólogo experto



Ingeniero geólogo del Instituto Politécnico Nacional, acreditó la maestría de Recursos Energéticos del Subsuelo en la Universidad Nacional Autónoma de México.

Laboró en la Dirección General de Oceanografía de la Secretaría de Marina, participó en estudios batimétricos y análisis de riesgos geofísicos y geotécnicos marinos, en la compañía Topomar S. A. de C.V y Geomar S. A. de C. V, filiales en México de John Chance. En Pemex Exploración y Producción cursó prácticas de geología de superficie en el Distrito Frontera NE; incorporándose como geólogo de subsuelo de integración geofísica - geológica, tiempo después siendo parte de las Brigadas de Geología de superficie. En 2002 a 2006 estuvo a cargo de la Ayudantía Técnica de la Subdirección de Exploración con el Ing. Adán Oviedo como subdirector.

En 2011 ocupó la superintendencia de operación geológica, la Coordinación del Centro de Control de la Perforación en Tiempo Real y la Coordinación de Análisis Postperforación en la Región Sur. En 2014, se jubiló y desde la fecha hasta entonces continúa activo como consultor en geociencias.



Estación 1. Edad Mioceno Medio

En este afloramiento se observaron intercalaciones de horizontes de areniscas y lutitas, abundantes cambios de espesor de los sedimentos, producto de la influencia de corrientes, así como la presencia de fallas, canales estratificación cruzada, estructuras flamiformes y bioturbación.



Característica de campos como Rabasa, Brillante, Shishito, Íride, Samaria entre otros.

Estación 2. Edad Paleoceno

Se observa secuencia turbidítica de intercalaciones de limolitas, lutitas y areniscas, así como bioturbación perpendicular a la estratificación.

Estación 3. Km 114

Observación de formación de sedimentos terrígenos de aguas profundas, sistemas de canales y fallas, alternancias de horizontes de arenisca de cuarzo compactas de color café claro, varios canales amalgamados y fallas con desplazamiento normal.

Estación 4. Edad Paleoceno (Conglomerados)

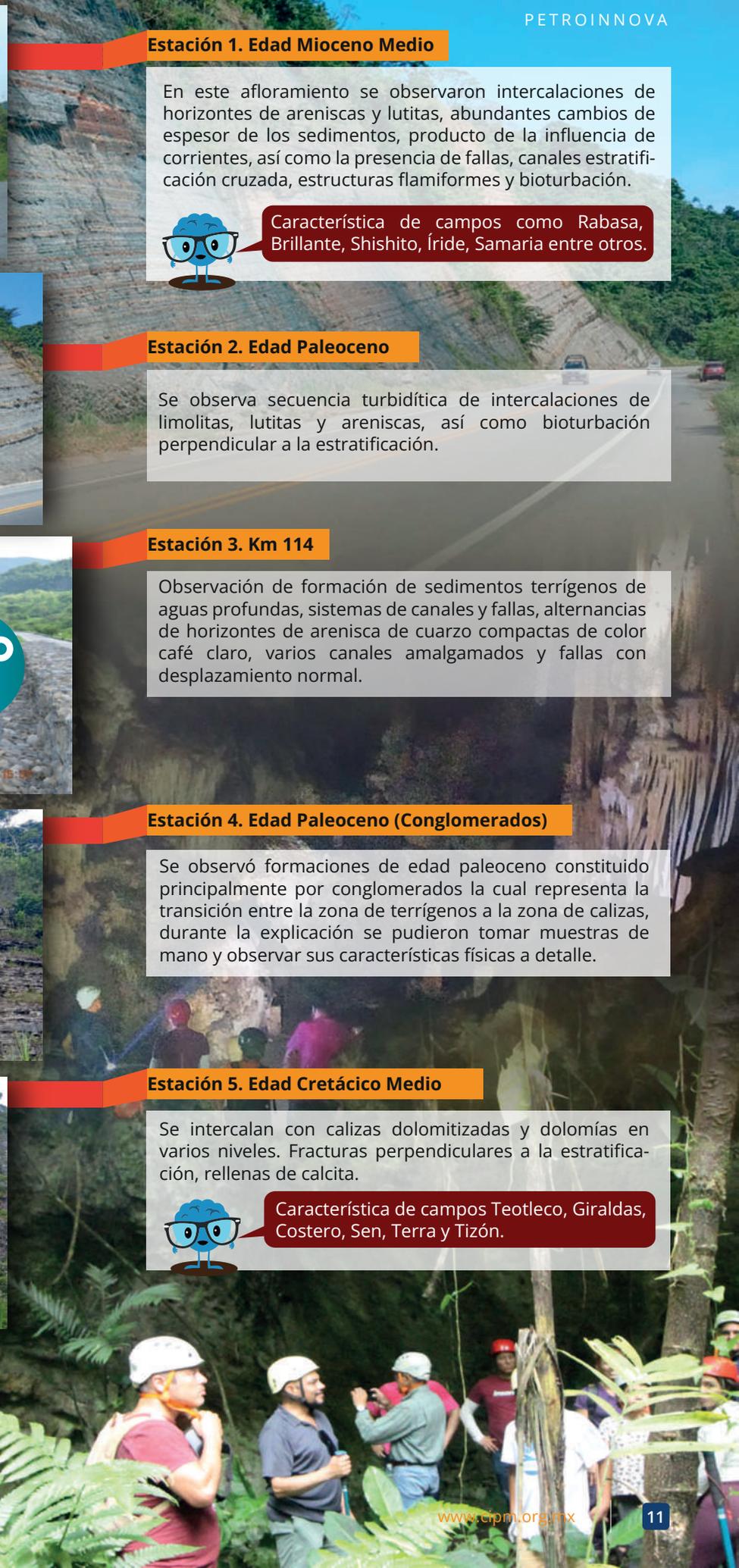
Se observó formaciones de edad paleoceno constituido principalmente por conglomerados la cual representa la transición entre la zona de terrígenos a la zona de calizas, durante la explicación se pudieron tomar muestras de mano y observar sus características físicas a detalle.

Estación 5. Edad Cretácico Medio

Se intercalan con calizas dolomitizadas y dolomías en varios niveles. Fracturas perpendiculares a la estratificación, rellenas de calcita.



Característica de campos Teotleco, Girdaldas, Costero, Sen, Terra y Tizón.





UNIVERSIDAD OLMECA
Raíz de sabiduría

Hacia una Región Sur Zero Emisiones Netas

MGI. Raúl de Jesús Oliva Pérez

“La importancia de integrar una estrategia sólida y efectiva ante la emisión de Gases Efecto Invernadero”.

En la actualidad la industria petrolera redobla esfuerzos para reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) por lo que, las principales compañías operadoras y de servicio se han volcado hacia la generación de proyectos y estrategias hacia la reducción de emisiones.

La Universidad Olmeca en conjunto con el M.I. Ulises Neri Flores realizaron un programa de conferencias con temas de relevancia sobre estos tópicos. Por parte del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, participó con la ponencia “Hacia una Región Sur, Zero emisiones netas” el MGI. Raúl de Jesús Oliva Pérez.

Se expuso la importancia de integrar una estrategia sólida y efectiva para la disminución de la emisión de GEI, a través del uso de tecnologías que permitan en mediano y largo plazo al mejoramiento de nuestros procesos, ofreciendo la oportunidad de la reducción de estos gases.



Reincorporación y visualización de oportunidades de producción en el campo A



Autor:

Ing. Javier Alejandro Castellanos Estevez
Ing. Andrés Alejandro Arroyo Méndez

Introducción

Los pozos en estudio se encuentran contemplados dentro de la Asignación del campo B. Los cuales comparten propiedades similares a nivel de roca (rocas carbonatadas) y de fluidos (Yacimiento de Gas y Condensado).

El campo A, fue descubierto en 1978 con el pozo exploratorio A-1, resultando productor con una cuota inicial de 723 bd de aceite y 3.7 mmpcd de gas. Para 1982 el campo tuvo una producción máxima de 8,453 bd y 84 MMpcd de gas.

La causa de cierre de los pozos que contemplan dicho campo fue la invasión de agua. Con la reapertura del pozo A-2 en julio de 2022 y del A-3 en marzo 2023, se decidió explotar ambos pozos a estranguladores bajos ($< 1/4"$) para controlar la invasión temprana de agua. Actualmente ambos pozos producen cuotas superiores a los 600 bd. Los cuales están contabilizados en la producción de la Asignación correspondiente al Campo B.

Adicionalmente se está llevando a cabo el análisis a nivel de subsuelo mediante sísmica de reflexión, generando atributos para la identificación de anomalías que permitan continuar con la explotación de hidrocarburos en el campo en cuestión.

Desarrollo

El campo A consta de dos yacimientos naturalmente fracturados en los cuales se perforaron 14 pozos con edades Cretácico Superior y Medio respectivamente, constituido por rocas carbonatadas depositadas en facies prearrecifales (lagunares), con presencia de flujos arrecifales cuya constitución litológica corresponde a wackestone- packstone de miliólidos y foraminíferos principalmente bentónicos caídos y retrabajados para el yacimiento Cretácico Superior y fauna in situ propia del Cretácico Medio.

Los pozos con posibilidades de explotación se encuentran dentro de la asignación G, la cual inició su producción en el año 1978 consta de 35 pozos perforados, 7 pozos productores, 11 pozos operando y 15 pozos taponados.

Para el campo A, la porosidad en ambos yacimientos es primaria inter e intraparticular y secundaria por microfracturamiento asociado a un margen tectónico compresivo-distensivo que generó una estructura anticlinal asimétrica. A pesar de que el ambiente de depósito de los sedimentos en el campo es

propicio para la acumulación de hidrocarburos, la porosidad efectiva es baja y por lo tanto la permeabilidad asociada al depósito también lo es, lo cual limitó de cierta manera el desarrollo del campo La Figura 1 muestra la configuración estructural y la evaluación petrofísica del pozo tipo del campo A.

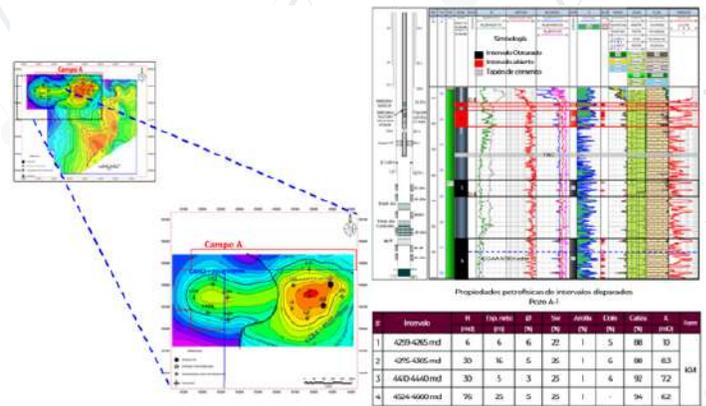


Figura 1. Configuración estructural de los campos A - B y evaluación petrofísica tipo del pozo A-1.

La columna geológica de la asignación está conformada por una secuencia de arenas, areniscas y lutitas para el Cenozoico, abarcando las edades Plio-Pleistoceno, Mioceno, Oligoceno y Eoceno, la información paleontológica de estos intervalos es limitada, sin embargo, la secuencia del Eoceno Superior y Medio está bien representada por la presencia de *Morozovella lehneri* y *Usbekistania charoides* fósil característico de ambientes batiales.

No se tiene evidencia ni litológica ni paleontológica del Paleoceno, por lo que se consideró ausente en la columna geológica; de esta manera el Cretácico Superior se presenta de forma discordante, caracterizado por una brecha prearrecifal local uniforme, variando en espesores de 50 m hacia la parte alta y disminuyendo significativamente hacia la parte central y baja del yacimiento, con espesores de 12 a 30 m respectivamente.

El Cretácico Medio (Albiano-Cenomaniano) esta caracterizado por una secuencia uniforme de depósito constituida por mudstone, wackstone, y packstone, de pellets, oolitas y bioclastos ligeramente arcilloso con incipiente dolomitización y porosidad intergranular y fosilar, paleontológicamente caracterizado por la presencia del conjunto faunístico bentónico *Cuneolina sp.*, *Dicyclina sp.*, *Nummoloculina heimi*, *Quinquelocolina sp.*, gasterópodos y pelecípodos. La fig. 2, muestra la columna geológica y los fósiles índices de cada unidad estratigráfica a nivel yacimiento, así como el modelo deposicional de los sedimentos a nivel de yacimiento en el campo A.

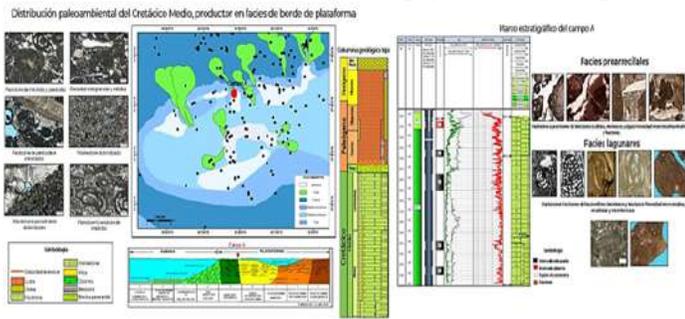


Figura 2. Columna geológica, fósiles índices y modelo deposicional del campo A.

El pozo A-2 es el primero considerado como caso de éxito en el campo su apertura se llevó a cabo mediante equipo de separación in situ con una producción inicial de 400 bd, y manteniendo una producción promedio desde su apertura de 243 bd hasta el mes de junio de 2023, en la cual se realizó la RMA s/e, la cual consistió en anexas el intervalo 4338-4384 md, resultando exitosa dicha intervención con un incremental de producción de 117 barriles.

Para marzo 2023 se apertura el pozo A-3 al equipo de separación, con una PTP de 115 kg/cm² y un gasto inicial de 880 bd, actualmente el pozo reporta una producción promedio de 380 bd, con Ptp de 88 kg/cm².

La fig. 3 muestra el desarrollo de las actividades realizadas y los resultados obtenidos en la apertura e intervenciones realizadas en los pozos A-2 y A-3.

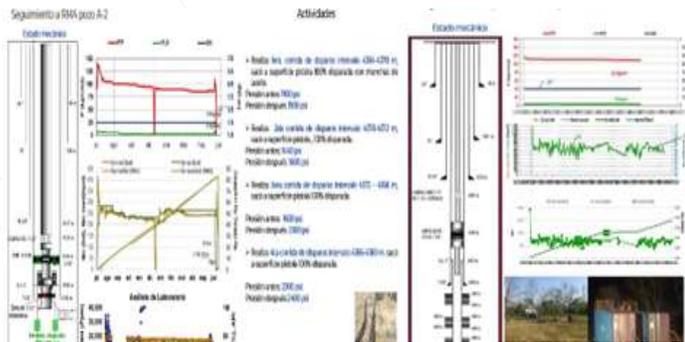


Figura 3. Seguimiento a las intervenciones y apertura de los pozos A-2 y A-3.

Visualización de áreas de oportunidad

Adicionalmente al análisis petrofísico- sedimentológico y de productividad se realizó la reinterpretación sísmica de los horizontes del campo, de igual manera se utilizaron algunos atributos sísmicos que en combinación con las propiedades petrofísicas permitieron identificar algunas zonas no drenadas del yacimiento, las cuales aun están en estudio, una vez concluido se activará el campo y se podrá obtener producción comercial de hidrocarburos en el mismo.

La figura 4 muestra los atributos utilizados para la identificación de áreas de oportunidad.

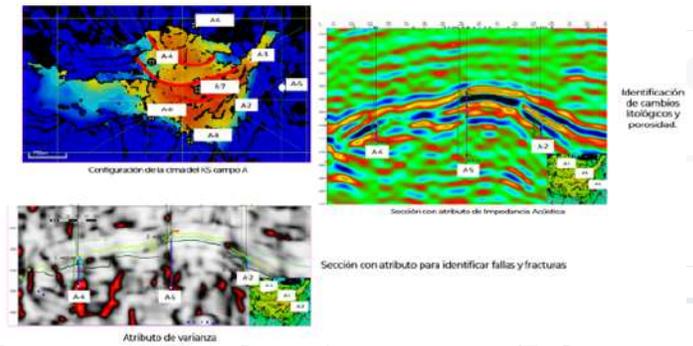


Figura 4. Atributos sísmicos empleados para la identificación de áreas de oportunidad en el campo.

Conclusiones

Llevar a cabo la apertura de los pozos restantes del campo A permitirá incrementar la producción de hidrocarburos así como la reevaluación de los contactos de fluidos, y con ello definir actividades para acelerar la extracción de reservas remanentes. La reinterpretación petrofísica y sísmica permitirá el reconocimiento del comportamiento estático en el campo y será de utilidad para proponer nuevas reentradas o localizaciones que permitan la explotación óptima del yacimiento.

Referencias bibliográficas

Pemex., Diciembre,2007 Análisis de Plays en el área Cerro Nanchital -Artesa.
 Schlumberger., Diciembre,1989. Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros.
 Schlumberger., Septiembre,1984. Evaluación de Formaciones en México.
 Sliter, W. 1994. Cretaceous planktic foraminifers examined in thin section. U.S. Geological Survey. U.S.A.



Ing. Javier Alejandro Castellanos Estevez.

Ingeniero Geólogo egresado del Instituto Politécnico Nacional (IPN) en la ciudad de México con experiencia técnica en análisis estático de yacimientos específicamente en el área de estratigrafía, micropaleontología y sedimentología de yacimientos carbonatados y terrígenos. Ha participado en la reinterpretación petrofísica de campos maduros y en las propuestas de nuevos intervalos a disparar así como en diferentes proyectos dentro de PEP dando el soporte estratigráfico-sedimentario tanto para el sustento de nuevas localizaciones como en las intervenciones para incrementar y/o mantener la producción.



Ing. Andrés Alejandro Arroyo Méndez.

Ingeniero en petróleo y gas natural egresado de la Universidad Olmeca (U.O.) en Villahermosa Tabasco México Con experiencia en el análisis del comportamiento primario de los yacimientos, así como en la identificación de pozos candidatos a reparaciones mayores con y sin equipo, así como también titular en el desarrollo documental de los casos de negocio dentro de Pemex.

Manejo de la producción marina en tierra

Autor:

Ing. Eduardo Rafael Zuñiga Rayo
Ing. Salvador Aguirre Castillo



Introducción

Debido a la recepción de la producción marina en las baterías de separación terrestres, se han realizado ajustes en la operación en las instalaciones terrestres existentes cercanas a los campos marinos exploratorios incrementando su capacidad de manejo actual e instalando equipos adicionales recuperados de otras instalaciones que se encuentran disponibles y que cuentan con las características necesarias del proyecto, en las fases de construcción para incrementar la capacidad de procesamiento de la instalación, separación, rectificación, estabilización, almacenamiento, bombeo, transporte, deshidratación y el manejo de gas actualmente.

El campo R1 cuenta con una batería de separación y una estación de compresión, las cuales manejan la producción de los pozos existentes en los campos R1 y B1, para la explotación, separación, almacenamiento, bombeo y compresión de los hidrocarburos.

La batería de separación R1 inicio operaciones el 25 de septiembre del año 2014, fue diseñada con una capacidad de 20 Mbdp y 20 MMpcd de gas; cuenta con los procesos de separación bifásica, rectificación de gas, estabilización de aceite, almacenamiento, bombeo y compresión de gas.

En julio de 2020 se empezó a recibir la producción de la corriente marina de los campos O1, C1 y T1 de acuerdo con los pronósticos de producción de dichos campos marinos se espera manejar hasta 50 Mbdp de aceite y 130 MMpcd de gas, debido a lo anterior, se iniciaron obras para ampliar la capacidad de la Batería y Compresoras. En la fase I se instaló un separador bifásico, dos rectificadores y un separador elevado para estabilización. Se tiene considerada la fase II donde se contará con deshidratación, desalado y medición para su envío directo a comercialización. Adicionalmente se está realizando la construcción de un sistema de desfogue para 150 MMpcd de gas y el reordenamiento de la estación de compresión en una área nueva.

La producción marina se recibe en el separador horizontal, el gas separado se envía a rectificación y el aceite pasa a la etapa de estabilización en el separador horizontal elevado de baja presión para su posterior almacenamiento y bombeo. Posteriormente la fase II se encuentra actualmente en ejecución dará reforzamiento para almacenar, deshidratar y enviar la producción en calidad a comercialización.

Desarrollo

Derivado de los alcances establecidos en el Plan de Negocios de PEMEX 2017 - 2021, y para llevar a cabo su cumplimiento, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

en su sesión 935 Extraordinaria, autorizo la estrategia general de contratación para el desarrollo de campos nuevos, en el cual, uno de los compromisos, es la explotación de los campos marinos (O1, C1 y T1), de los cuales se estima obtener una producción de aceite ligero del orden de 50 MBPD y 100 MMPCSD de gas.

Con la perforación del Pozo Exploratorio O1 EXP, a 2,580 metros de profundidad, en rocas de edad Geológica del Plioceno Inferior, se establece la presencia de hidrocarburos en el sitio donde la investigación sísmica y geológica propuso un yacimiento de hidrocarburos y la evaluación del potencial, después de la cual se elaboró el Plan de Desarrollo el campo O1 EXP, que incluye:

Construcción de la infraestructura de producción para la recolección de la producción desde las ELM-5 hasta la Batería de Separación en tierra, consistente en 01 oleogasoducto de 16"Ø x 26 Km. (18 Kms Segmento Marino y 08 Kms Segmento Terrestre), y la perforación de 7 pozos de desarrollo primario.

El ducto proveniente de una infraestructura marina llega a tierra por una perforación direccional, genera un derecho de vía nuevo para el oleogasoducto, utilizando el método de construcción tradicional de zanja a cielo abierto, teniendo como directriz la optimización de espacios y con ello minimizar los impactos ambientales y sociales en la zona de influencia del proyecto.

Actualmente se recibe producción marina mediante un oleogasoducto de 16" y un oleogasoducto de 24". Se encuentra en proceso de construcción una planta deshidratadora para deshidratar y desalar el crudo (70,000 bd) para enviarlo en calidad a comercialización. Frente a las costas del sur de México y encuentran diversos pozos exploratorios que, debido a la infraestructura instalada en los últimos meses, la batería de separación terrestre se vuelve una "Onshore Receiving Facilities" para diversos pozos exploratorios OFFshore.

Debido a la acelerada incorporación de infraestructura en la batería de separación, pasa de manejar 20,000 bd a 50,000 bd de líquido con la infraestructura instalada en la primera fase de reforzamiento la cual consta de un separador horizontal con capacidad de manejo de 50,000 bd, 2 rectificadores de capacidad de gas de 100 MMpcd c/u, un estabilizador de 100,000 bd, adicionalmente se metió a operar un tanque de 10,000 bd con lo que el almacenamiento incremento de 23,000 bd a 33,000 bd, con respecto al bombeo se instalaron 2 bombas, una de combustión interna quintuplex de 20,000 bd y una bomba eléctrica de 25,000 bd, con lo cual se asegura el envío de 50,000 bd de líquido.

En la fase 2 de infraestructura la cual se está ejecutando se construyen 2 tanques de almacenamiento de 150,000 bd cada uno y una etapa de deshidratación de 70,000 bd, con lo que se busca no enviar la mezcla agua aceite a la planta deshidratadora existente y procesarlo todo en la nueva planta deshidratadora, con esto la batería de separación pase a ser un centro de proceso con todos los servicios necesarios para poner en calidad el crudo y enviarlo directamente a comercialización, se tiene varios prospectos exploratorios en aguas someras de la costa del sur de Veracruz y con toda la infraestructura adicional instalada batería de separación se vuelve la única opción para el manejo de esta producción.

Conclusiones

El presente trabajo está enfocado en describir el proceso general para manejar producción marina, en las instalaciones terrestres aprovechando lo existente y creciendo en capacidad de tal manera que la explotación sea de manera rápida y confiable.

Proceso de la BS (Situación antes de la llegada de la producción marina)

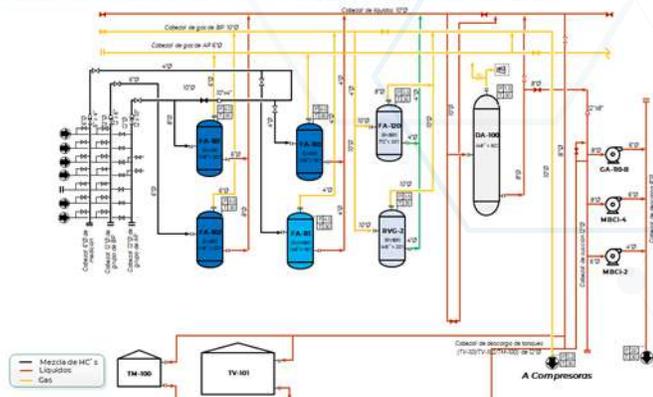


Fig. 1 Proceso en BS R1 antes de la incorporación de las corrientes Marinas

Proceso de la BS (situación actual)

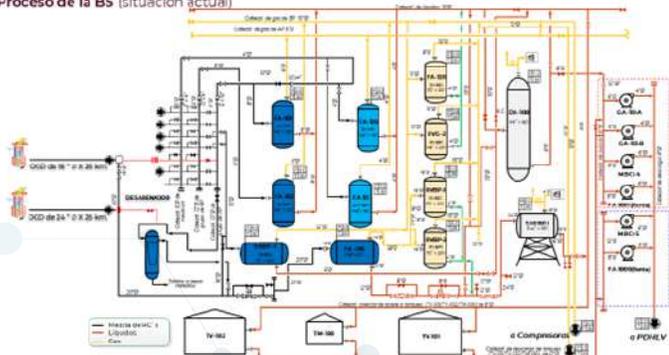


Fig. 2 Proceso en BS R1 después de la incorporación de las corrientes Marinas

Referencias bibliográficas

Información del activo de producción “Baterías de Separación” y “Estación de Compresión”.
Manual de la organización de la SPRS



Ing. Eduardo Rafael Zuñiga Rayo

Ingeniero petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Labora en Pemex Exploración y Producción como ingeniero de productividad de pozos de 2013 a 2019 y como ingeniero de diseño en el área de Diseño de Instalaciones.



Ing. Salvador Aguirre Castillo

Ingeniero petrolero egresado de la Universidad Autónoma de Nuevo León. Labora en Pemex Exploración y Producción como Ingeniero Supervisor en la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones.

¡COMPARTE TU CONOCIMIENTO!

EL COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO

Les hace una extensa invitación para contribuir al progreso de la **Industria Petrolera**, por ello, se convoca a todos a participar en la publicación de artículos técnicos para nuestra revista:

PETRO INNOVA

Para más información:
Ing. Paola Santiago Serrano
Publicaciones técnicas y boletines informativos

Síguenos en nuestras Redes Sociales:

- Facebook: CIPMex
- Instagram: CIPM_mx
- Twitter: CIPM_mx
- YouTube: CIPM AC
- LinkedIn: cipm_ac

Questor aplicado al campo R

Autor:

Ing. Eduardo Rafael Zuñiga Rayo
Ing. Salvador Aguirre Castillo



Introducción

El campo R se descubrió en agosto de 2008 con la perforación del pozo exploratorio R-101, el cual resultó productor de aceite negro en formación E, con una producción inicial de 1.1 Mbd de aceite y 1.0 MMpcd de gas. La explotación del campo inició en febrero de 2009 con la construcción de la infraestructura necesaria para el transporte y manejo de la producción. El campo R alcanzó una producción máxima de 20.1 Mbd de aceite y 34.6 MMpcd de gas en mayo de 2015.

El campo R comparte la Batería de Separación y Compresoras con el campo B y con los campos marinos W, X, Y, Z. También comparte el oleoducto que transporta la producción de la Batería de Separación y se mezcla con corrientes de crudo de otros campos como S, L y BI, ya que se interconecta con el oleoducto de 12" hacia la Planta Deshidratadora. Después del proceso de deshidratación y desalado, cumpliendo con los parámetros de venta se bombea hacia el Centro Comercializador de Crudo, previa medición de transferencia de custodia.

La función principal del área de compresión es recibir y comprimir el gas proveniente del área de rectificación, realizando la compresión del gas en tres etapas, para posteriormente enviar el gas comprimido hacia a la red de bombeo neumático y el excedente al Complejo Procesador de Gas. Cabe hacer mención que la Estación de Compresoras y la red de bombeo neumático del campo R alimenta a los gasoductos de suministro de gas de bombeo neumático del campo B.

Desarrollo

Questor es un sistema de estimación de costos diseñado para ayudar en el modelado, evaluación y posterior toma de decisiones de proyectos terrestres y marinos para la industria petrolera. Calcula los costos de inversión (CAPEX), gastos de operación (OPEX) y abandono (Decommission).

Questor cuenta con tres tipos de licencia para el diseño y estimación de costos:

1. Onshore (aceite y gas)
2. Offshore (aceite y gas)
3. Instalaciones de LNG (Gas natural licuado).

Para iniciar el modelado en Questor las propiedades del proyecto son el punto de partida para definir un nuevo proyecto. Permite especificar la ubicación, la estrategia de adquisiciones y base de datos técnicos que se utilizarán en el proyecto, así como las unidades de medida en que se trabajará.

El menú de datos del campo contiene tres pestañas que enumeran los valores de las características del campo, las características del fluido y algunos datos diversos. Para el caso del campo R se partió del modelo de Questor presentado en el caso de negocio aprobado, considerando la premisa de los cambios de monto y alcance se contempló la producción de julio del 2023 hasta el fin del horizonte.

El perfil de producción se crea a través de dos formularios; el primero ofrece siete entradas a través de las cuales puede influir en los parámetros básicos del perfil de producción, para el caso del campo R se consideró 18 años de producción.

El formulario propone por default los volúmenes que se utilizarán para diseñar las instalaciones, los valores de producción se basan en la producción máxima con un factor de diseño, que tiene en cuenta las variaciones diarias, en este caso al ser un proyecto ya desarrollado se consideró 1.1. El menú Número de pozos, establece el número total de pozos necesarios en todo el campo. Se modificó el número de pozos para que coincida con lo propuesto en el proyecto del campo, en este caso los de la plantilla.

En cuanto a instalaciones de producción, se consideró el alcance de la Fase 2 de la modernización de la Batería de Separación para el manejo de la producción de la corriente compuesta por los campos W, X, Y, Z que corresponde al sistema de deshidratación y desalado incluyendo un separador de agua libre y dos bombas de trasiego; así como la instalación de un quemador de 150 MMpcd y red contra incendio, actualizando lo documentado en el caso de negocio.

Por otra parte, se modelaron 14 ductos de los cuales 3 son acueductos, 9 líneas de inyección que forman parte de la red de captación y de la red de inyección correspondientes a la Fase I y Fase III del proyecto de Recuperación Secundaria; 1 gasoducto para el suministro de gas de bombeo neumático a la macropera R 154 y un oleoducto para interconectar los tanques TV-101 y TV-102 dentro de la Batería de Separación R. Los costos de operación se calculan una vez terminado el diseño de las instalaciones (elementos), se accede al OPEX mediante el menú proyecto, se mostrará un resumen para cada año de producción desglosado en varias categorías, en la parte izquierda de la pantalla las categorías se desglosan a mayor detalle. En el submenú costos de pozos se incluyen las metas físicas de las reparaciones con equipo, reparaciones sin equipo y el mantenimiento a la base (reparaciones menores, estimulaciones y tomas de información) y las inversiones asociadas de acuerdo con la plantilla,

Los perfiles de inversión y producción se localizan en el menú proyecto los cuales nos proporcionan un informe de todos los valores que podrían ser necesarios para realizar un análisis económico, con la producción CAPEX y OPEX para cada año del proyecto. Los valores de este informe están en términos reales, es decir, no consideran la inflación.

Se considera en el OPEX la inversión operacional excluyendo el abandono y los programas NEP de mano de obra y tarifa logística de aceite del gasto de operación incluidos dentro de la plantilla. Mientras que, para el caso del CAPEX, le corresponde la inversión estratégica de la plantilla.

Al comparar el OPEX, CAPEX y abandono de los perfiles de inversión y producción del Questor con los datos de plantilla agrupados previamente en estas categorías, y contemplando las reparaciones mayores donde corresponden (restándolas al OPEX del Questor y sumándolas al CAPEX del Questor) se observa que la desviación se encuentra dentro del rango permitido de $\pm 10\%$.

Conclusiones

El Questor permite la evaluación de la razonabilidad de costos que se documenta en la Cartera de Proyectos, Casos de Negocio y Cambios de Monto, Alcance y Condiciones Económicas.

Se requiere un trabajo continuo para la actualización de los modelos debido a los constantes cambios en los planes de explotación y la estrategia implementada en la ejecución en las asignaciones.

El Campo R se encuentra dentro de la razonabilidad de costos tanto en OPEX, CAPEX y abandono al presentar una desviación dentro del rango permitido de $\pm 10\%$.

Referencias bibliográficas

CURSO BÁSICO DE QUESTOR, SAPEP, GSMCC 2021.

CURSO 2022 SISTEMA QUESTOR ONSHORE, SAPEP, GSMCC 2022.

Procedimiento Operativo para Gestionar la Verificación de la Razonabilidad de Estimados de Costos de pozos y Obras PO-PE-TC-011-2020.

Cartera de proyectos 2024-2038 VF18.2.



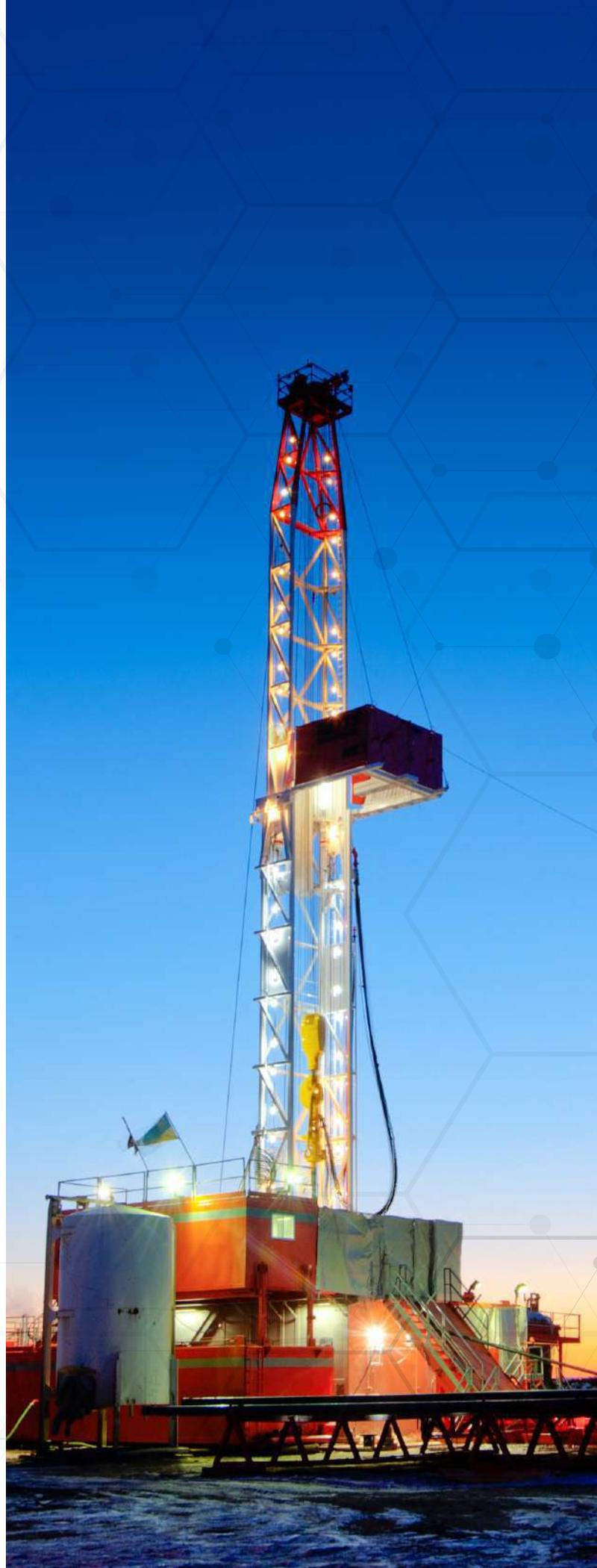
Ing. Luisa María Rodríguez Hidalgo

Ingeniero petrolero por la Universidad Veracruzana. Trabajó en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo en el Grupo de Productividad de Pozos, diseño de reparaciones menores de los campos del sector Soledad-Miquetla. Actualmente trabaja en Pemex Exploración y Producción donde ha desempeñado actividades en productividad de pozos y yacimientos, en propuestas de reparaciones mayores con y sin equipo, así como en diseño de instalaciones, documentación de planes de desarrollo, casos de negocio y cartera de proyectos.



Ing. Roberto Carlos Torres Sotelo

Ingeniero petrolero por la Universidad Veracruzana. Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo en sistemas artificiales de producción y pruebas tecnológicas. Actualmente trabaja en Pemex Exploración y Producción donde ha desempeñado actividades en evaluación y documentación de reservas y como ingeniero de yacimientos en el área de caracterización dinámica en propuesta y seguimiento a reparaciones mayores con y sin equipo, análisis de comportamiento dinámico, documentación de casos de negocio, reservas y cartera de proyectos.





PETROCRUCIGRAMA



Horizontal



Vertical

3. Estudio del subsuelo mediante la medición del tiempo de tránsito de onda acústica generada por una explosión.
4. Se define como un factor que causa, en o alrededor del pozo, una caída de presión adicional.
7. Analiza la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y el impacto que éstos tienen sobre las características de flujo dentro de los materiales tubulares y los espacios anulares.
9. Actividad en campo o gabinete, se busca y localiza yacimientos petroleros.
10. Proceso que consiste en mezclar y desplazar una lechada de cemento hacia el fondo del pozo a través de la T.R. y luego hacia el espacio anular.
11. El magnetómetro de Torsión es uno de los instrumentos que se utilizan.
12. Análisis que permite conocer la composición del gas, y a partir de éste se determinan parámetros físicos como la densidad y viscosidad del gas determinan parámetros físicos..
13. Su objetivo es determinar qué método de producción debe ser diseñado e implementado, para así maximizar la producción de hidrocarburos.
15. Número uno en la escala de caracterización recorte.

1. Se basa en la medición de la aceleración de la fuerza de gravedad provocada en el subsuelo por el peso de las formaciones rocosas.
2. Tipo de exploración en la que se da Continuidad Horizontal de las Rocas.
5. Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación.
6. Pozos que se perforan en un área geológicamente inexplorada, con el objeto de saber si realmente hay hidrocarburos en el sitio.
8. Diagrama de fase que se utiliza para conocer la calidad de los componentes .
14. De acuerdo a su mecanismo de empuje con factor de recuperación hasta un 38% .



El rol de la economía ambiental



Autor: M.I. Benito Ortiz Sánchez



El desarrollo y el crecimiento económico de los países es importante, pero no debe quedarse solo en cómo alcanzar esos niveles de desarrollo. Los procesos productivos, en particular de la industria petrolera, deben considerar a todo el sistema que se encuentra involucrado explícitamente en la generación de la riqueza. El sistema aludido comprende a la sociedad en general, las instituciones que esta se ha dado y todo el ecosistema en el cual, se desarrollan las actividades.

El uso, abuso y desgaste, ya sea de forma consciente o inconsciente de los recursos y ecosistemas naturales, representa un daño para las generaciones futuras que en muchos casos específicos, ya no podrán disfrutar o disponer de ellos, la biodiversidad o los paisajes naturales que hoy todavía se pueden aprovechar y apreciar.

Pero ante la innegable realidad que la mayoría de los actos productivos implican un costo para la naturaleza, es necesario valorar si este, no resulta mayor que el beneficio a obtener, de ahí que, preguntarse si, ¿El desarrollo de un proyecto es lo suficientemente importante para afectar el medio ambiente?

La respuesta implica que se deba de tener un patrón de contrastación, o de valoración para intentar responder objetivamente a dicho cuestionamiento, además se debe determinar si la forma de evaluar es la correcta, y muchas veces lo más crítico no son las respuestas, sino saber si se han realizado las preguntas correctas.

Para tomar una decisión entre una acción y una afectación ambiental es necesario disponer con toda la información disponible posible previo a una toma de decisión, la cual además debe tener una lógica consistente.

Parte de esa información pasaría por múltiples preguntas ¿El deterioro ambiental es permanente o temporal? ¿Es factible la restauración? ¿Hay vidas humanas en juego? ¿Hay fauna y flora en riesgo? ¿Qué implica dejar de hacer la acción?

Hay tantas situaciones por las que los humanos se ven impulsados a alterar la biodiversidad de un ecosistema y que es necesario tener en claro ¿Qué métodos de valoración económica se utilizan para cuantificar una afectación ambiental? De acuerdo con literatura de economía ambiental, algunos métodos son: Directos, indirectos (costo de desplazamiento o precios hedónicos) y los métodos directos de no mercado o de preferencias declaradas (Labandeira, León, & Vázquez, 2008), mismas que se señalan brevemente a continuación.





Aproximaciones directas de mercado:

Este instrumento de partida suele ser la construcción de una función de deterioro que relaciona el nivel de actividad causante del daño. Por ejemplo, la concentración de un contaminante, y el impacto físico que ocasiona en alguna variable económica como la productividad, o bien en algún activo como la salud de las personas. Entre estos métodos se encuentran: *El cambio de productividad; el costo de la enfermedad; el coste de oportunidad; el costo-efectividad; y los costos de recuperación o de restauración.*



Métodos del costo de desplazamiento:

El método del costo del desplazamiento está basado en la idea de que el número de visitas realizadas por un individuo a un espacio natural depende de la distancia a la que se encuentre. La hipótesis es que a mayor distancia, menos visitas realizará el individuo en un periodo determinado, debido a que se incurriría en unos mayores costos de desplazamiento.



Métodos hedónicos:

El método de los precios hedónicos es otra aproximación indirecta al beneficio de los bienes ambientales, que al igual que el método del costo del viaje, también está basado en el supuesto de complementariedad débil entre los bienes de mercado y sus características. Los bienes de mercado difieren entre ellos debido a sus características, entre las que se incluyen el precio y otros atributos cualitativos como los parámetros ambientales. El precio es una variable que refleja las características incorporadas en los bienes, y de ahí su calificación de hedónico, pues son las propias características que dan placer a los individuos las que explican el precio de mercado.



Preferencias declaradas:

Los métodos de no mercado, o de preferencias declaradas, consisten en la construcción de un mercado específico para los bienes ambientales. El método más tradicional, que primero fue aplicado en la valoración económica del medio ambiente, fue la valoración contingente. En un principio, este método pretendía obtener el excedente del consumidor por un bien ambiental correctamente definido, o por una política que lo afectase, a través de una pregunta directa de disposición a pagar o aceptar, expresada en términos monetarios.

Con estos métodos indicados, la pregunta es ¿Son apropiados los análisis económicos para evaluar los problemas ambientales en la industria petrolera? La respuesta es que la perspectiva de análisis debe ser amplia, no solo debe de intervenir una sola especialidad profesional en la evaluación de los problemas ambientales, sino todo un conjunto de especialistas trabajando de forma transdisciplinar, con un solo objetivo, compartiendo los problemas, y las distintas perspectivas desde la cuales debe de ser analizado y en conjunto darle alternativas de solución o una justificación plena de porque mejor optar por otra oportunidad, si así fuera el caso. Aun así, enfocando la pregunta solo al aspecto de la economía, ésta se ha venido desarrollando cada vez más, y se está preparando para poder contribuir con los sustentos teóricos, metodológicos y prácticos para entregar su aportación científica a este tipo de decisiones, cada proyecto productivo de la industria, por pequeño que parezca, tiene implicaciones ambientales, y los especialistas, incluyendo a los ingenieros petroleros y los economistas, tienen mucho que aportar para establecer de la forma más objetiva posible.

A manera de conclusión y en estricto sentido, se debiera partir de la premisa que ningún proyecto vale la pena más que la protección al medio ambiente para beneficio de cada ser vivo, y que cada iniciativa productiva para el desarrollo y el crecimiento, por pequeña o colosal que sea, debe de ser valorada con el apoyo de equipo transdisciplinarios que permitan "objetivar" la decisión de realizar un sacrificio ambiental, el cual deberá de tener un mayor rédito, no solo económico, sino compensatorio desde el punto de vista ambiental. Para lo cual, la economía ecológica participa ampliando su campo, lo que contribuye a los procesos de valoración económica de cualquier aspecto de índole ambiental, de forma tal, que está disponible para todo usuario o emprendedor con proyectos públicos o privados, que están conscientes de la importancia que tiene preservar las condiciones ambientales y climáticas, al llevar a cabo procesos productivos encaminados a mejorar el bienestar de la sociedad en general.

Fuente:

Labandeira, X., León, C. & Vázquez, M.J. (2008). Capítulo 5 Métodos para calcular el valor económico del medio ambiente. En *Economía ambiental*. España: Prentice Hall.

Steren, T. (2002). Capítulo 2. Las causas clásicas de la degradación ambiental. En *Instrumentos de política económica para el manejo del ambiente y los recursos naturales*. Resources for the Future.

LA CRÓNICA

DEL

Oro negro

EN

México

Los antecedentes más lejanos del petróleo en México se encuentran en los usos prácticos que tanto las culturas mesoamericanas como los colonizadores españoles dieron a los depósitos superficiales de "chapopotli".

Sin embargo, fue hasta mediados del siglo XIX cuando el petróleo se convirtió en una sustancia con alcances comerciales debido al desarrollo de sus propiedades como iluminante, lubricante y combustible. Esta nueva era del petróleo comenzó en Estados Unidos, donde la comercialización del crudo y sus derivados creció rápida y notablemente a partir de la explotación de los depósitos superficiales, pero sobre todo de la producción obtenida a través de la perforación sistemática de pozos.



Autor:
Ing. Natividad Santos Díaz

1863

Comienzos del comercio de petróleo en México.

Un cura de nombre Manuel Gil y Sáenz descubrió un yacimiento superficial, que llamó "Mina de Petróleo de San Fernando", cerca de Tepetitlán, Tabasco.

1883

Sarlat funda su propia compañía.

Simón Sarlat Nova, médico y gobernador de Tabasco, denunció la "mina" de petróleo de Manuel Gil y reinició su explotación.

1904

Primer pozo comercial en México

Pozo La Pez No. 1, perforado en San Luis Potosí a una profundidad de 503 mts y producción de 1,500 bpd.

1868

Se funda la Compañía Explotadora de Petróleo del Golfo de México.

Organizada por Adolfo Autrey, quien importó maquinaria (una barrena y un par de alambiques).

1901

Decreto de la primera ley petrolera.

Ley que autorizaba al ejecutivo a otorgar directamente concesiones de explotación a particulares en terrenos de propiedad federal.

2004

El mercado petrolero internacional enfrenta una serie de circunstancias que ocasionaron una alta volatilidad en los precios del petróleo, se alcanzó el precio más alto, 53.24 dólares por barril.

2007 - 2008

Incremento en la producción anual de crudo en México alcanzando la cifra de 1 237 millones de barriles, destacándose el campo del complejo Cantarell.

2013

Reforma Energética



Fuente:

Crónica del petróleo en México de 1863 a nuestros días - Joel Álvarez De La Borda
<https://www.timetoast.com/timelines/cronica-del-petroleo-en-mexico-linea-del-tiempo>

1921

México, 2º mejor productor mundial de Petróleo.



1928

Declive en precio del petróleo.
 El barril de petróleo disminuyó su valor prácticamente en 50%, llegándose a cotizar a 1.17 dólares.

1953

Hallazgo de la región "Nueva franja de oro"
 convirtiéndose en la más productiva de todas aportando el 50% de los nuevos campos en 1953 y 1956 .

1965

Creación del 

1986

La crisis del petróleo, provoca que PEMEX reduzca sus exportaciones, disminución de 12.5%.

1930

Fin de las Empresas independientes en México.

1958

Consolidación de PEMEX

1974

PEMEX Rompe récord

Los campos de Reforma propiciaron el repunte de la producción nacional alcanzando los 209.8 millones de barriles, cifra que rompió por primera vez el récord marcado en 1921 (193.3 millones de barriles).

1937

Control de Administración del Petróleo Nacional.

1938

La Expropiación Petrolera.

De la mano del entonces presidente de México, Lázaro Cárdenas del Río se llevó a cabo uno de los sucesos mas importantes en la historia de México y el mas importante en la industria del petróleo mexicano.
 "El petróleo es de los mexicanos"



Creación de Petróleos Mexicanos.

1996

México, 4º productor mundial.

DULCE AGONIA



Autor: **Aida Hai-li Cantón Hernández**

¿Qué es la diabetes?

Es un desorden del metabolismo, en el que el cuerpo ha perdido su habilidad para procesar y utilizar los carbohidratos refinados, los almidones y las azúcares de forma adecuada.

Algunos científicos mencionaban que la diabetes era hereditaria, punto que no se ha podido probar, sin embargo hace lógica que, si un familiar directo como abuelo o padre, fueron diabéticos se podría heredar una predisposición a la diabetes, pero no significa que la persona irremediamente tiene que llegar a convertirse en diabético.

Si un diabético empieza a llevar un buen control a su consumo de carbohidratos refinados, incluyendo la fructosa de las frutas, la lactosa de la leche, los granos, los cereales, el pan, la pasta, las harinas, el arroz y otros alimentos altos en contenido de almidón, como la papa y otros tubérculos empezará a notar mejoría en el control de su diabetes.

Existen dos tipos básicos:

Tipo 1

“Diabetes juvenil”, suele ocurrir antes de los 30 años. En efecto los diabéticos Tipo 1 son la minoría entre la población de diabéticos. Se desconoce la causa de esta diabetes, por lo cual es una condición “hereditaria”. Se ve obligado a suplirle insulina inyectada diariamente a su cuerpo.

Tipo 2

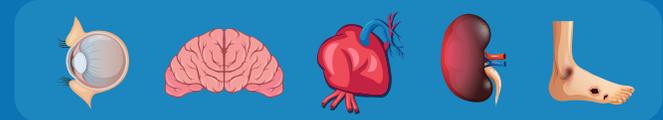
El más común, afectando al 95% de los diabéticos, ocurriendo principalmente en personas mayores de treinta años. Sus síntomas son similares al Tipo 1, pero siendo menos evidentes, ya que muchas personas pasan años con esta diabetes Tipo 2 sin enterarse de que tienen la condición, hasta que ya los síntomas (orina excesiva, pérdida de peso, falta de energía, etc.). Se hacen evidentes.

“México ocupa el décimo lugar en diabetes mundial, y se estima que para 2030 ocupe el séptimo puesto.”

Algunas medidas a tomar:

- ✓ Alimentarse bien.
- ✓ Mantenerse activo.
- ✓ Cuidados médicos de rutina.
- ✓ Antecedentes familiares.
- ✓ Peso adecuado.

Órganos que afecta



Necesidad de orinar continuamente.

Sed y hambre constante.

Pérdida de peso.

Úlceras que no cicatrizan. Falta de energía.

SINTOMAS

Fuente: Suárez, Frank (2014) Diabetes sin problemas, Puerto Rico; Metabolic Press.

Un enemigo moderno

Se puede definir el **estrés** como un *estado de preocupación o tensión mental generado por una situación difícil*. Todas las personas tenemos un cierto grado de estrés, ya que es una respuesta natural a las amenazas y a otros estímulos.



Autor:
Ing. Natividad Santos Díaz

El Dr. Hans Selye (considerado el padre en el estudio del estrés), allá por el año 1935, lo definió como: La respuesta adaptativa del organismo ante los diversos estresores. Lo denominó «*Síndrome general de adaptación*».

Selye describió tres etapas de adaptación al estrés:

- **Alarma de reacción:** cuando el cuerpo detecta el estresor.
- **Fase de adaptación:** el cuerpo reacciona ante el estresor.
- **Fase de agotamiento:** por su duración o intensidad empiezan a agotarse las defensas del cuerpo.

Síntomas:

Emocionales, cognitivos, conductuales y fisiológicos.

Principales causas:

- Presión en vacaciones.
- No decir nunca "no".
- No tener tiempo libre.
- Obsesionarse con la perfección.
- Falta de interés.
- Desorden y confusión.
- Factores económicos.
- Sobrecarga de trabajo.
- Falta de satisfacción laboral.
- Relaciones personales.
- Atención a la familia.

El **75%** de los mexicanos padece fatiga por estrés laboral, superando a países como China y Estados Unidos.

Fuente: Organización Mundial de la Salud. (Estrés).
<https://www.who.int/es/news-room/questions-and-answers/item/stress>
<https://forbes.es/lifestyle/5454/cuales-son-las-principales-causas-del-estrés/>
<https://www.cerasa.es/media/areces/files/book-attachment-1677.pdf>
<https://medlineplus.gov/spanish/ency/article/001942.htm>
<http://www.imss.gob.mx/salud-en-linea/estres-laboral>

¿Cómo combatir el estrés?

«NO ES EL ESTRÉS LO QUE NOS MATA, ES NUESTRA REACCIÓN AL MISMO»
Hans Selye

Canta / escucha música



Pasatiempos
Práctica actividades de pasatiempo con una forma estupenda de relajarse.



Duerme lo suficiente
La falta de sueño provoca irritabilidad.



Desconéctate
Evita que te sobre estímulos con los dispositivos.



Ríete

Mejora el ritmo cardíaco y la función pulmonar.



Ejercítate

Activa tus endorfinas para sentirte bien.



Rompe la rutina

Haz planes con amigos o familia.



Medita
Te concentras y ayuda a relajarte.

Científicos hallaron *hidrógeno geológico* ilimitado y sugieren una verdadera transición ecológica.



Autor: Ing. Rafael Vargas Bermúdez

La transición energética nos lleva a encontrar nuevas tecnologías para el aseguramiento energético con un impacto casi nulo al medio ambiente, por tal razón las empresas dedicadas en explotación de petróleo y gas se están adelantando a explotar nuevas fuentes de energía más limpia. Las empresas de perforación están compitiendo en desarrollar tecnología para ser las primeras en producir hidrógeno geológico.

Estudios actuales sugieren que existe una fuente limpia sin explotar, que es el hidrógeno creado por los procesos naturales. Al igual que los primeros días de la industria petrolera en el siglo XIX, se está generando una ola de nuevas empresas de perforación que compiten por ser las primeras en encontrar grandes yacimientos de esta fuente.

Esta fuente de energía limpia sin explotar se encuentra en las profundidades subterráneas y podría proporcionar mucha más energía de la que necesita la población mundial.

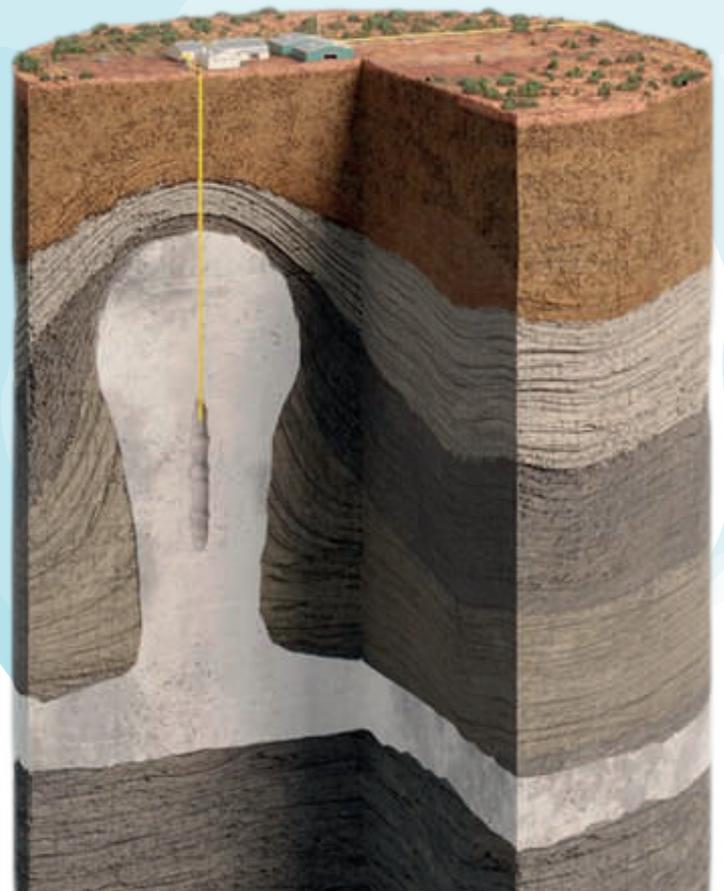
Potencialmente, "son 150 billones de toneladas métricas", comenta Doug Wicks, director de la Agencia de Proyectos de Investigación Avanzada del Departamento de Energía de Estados Unidos. "Mil millones de toneladas alimentarían a los Estados Unidos durante un año completo", esto quiere decir que se podría alimentar el consumo del país norteamericano durante 1,000 años.

Grandes compañías de energía como Shell, BP y Chevron se unieron a un consorcio creado por el Servicio Geológico de Estados Unidos y la Escuela de Minas de Colorado para estudiar el hidrógeno geológico. Sin embargo, un nuevo puñado de nuevas empresas ambiciosas ya están a la caza para perforar. Por ejemplo, HyTerra y Natural Hydrogen Energy se están preparando en Nebraska y Kansas, y Gold Hydrogen lo está buscando en Australia.

Fuente: economiasustentable.com/noticias/cientificos-hallaron-hidrogeno-geologico-ilimitado-y-sugieren-una-verdadera-transicion-ecologica.

Las técnicas para la exploración son similares a las actuales que se ocupan en la industria petrolera. A diferencia de los yacimientos de petróleo y gas, no renovables, el hidrógeno natural se genera continuamente. Existen diferentes teorías sobre cómo sucede este proceso, pero la opinión principal es que es un subproducto de una reacción química continua de agua mezclada con hierro en estado de oxidación.

Lo que realmente atrae es el concepto de tener un potencial de energía subterránea limpia y que se va regenerando por los procesos naturales. Esto resuelve la intermitencia de la energía renovable y proporciona la seguridad y la estabilidad necesarias para desplazar a los combustibles fósiles.





Para que te ilustres...

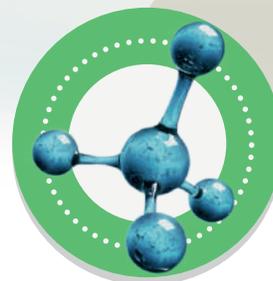
El hidrógeno geológico,

se refiere al hidrógeno creado por procesos geológicos naturales, atrapado en la corteza terrestre, si bien es el más abundante y ligero de los elementos, debe ser extraído de diversas fuentes. Se encuentra especialmente en formaciones rocosas subterráneas.



Hidrógeno libre:

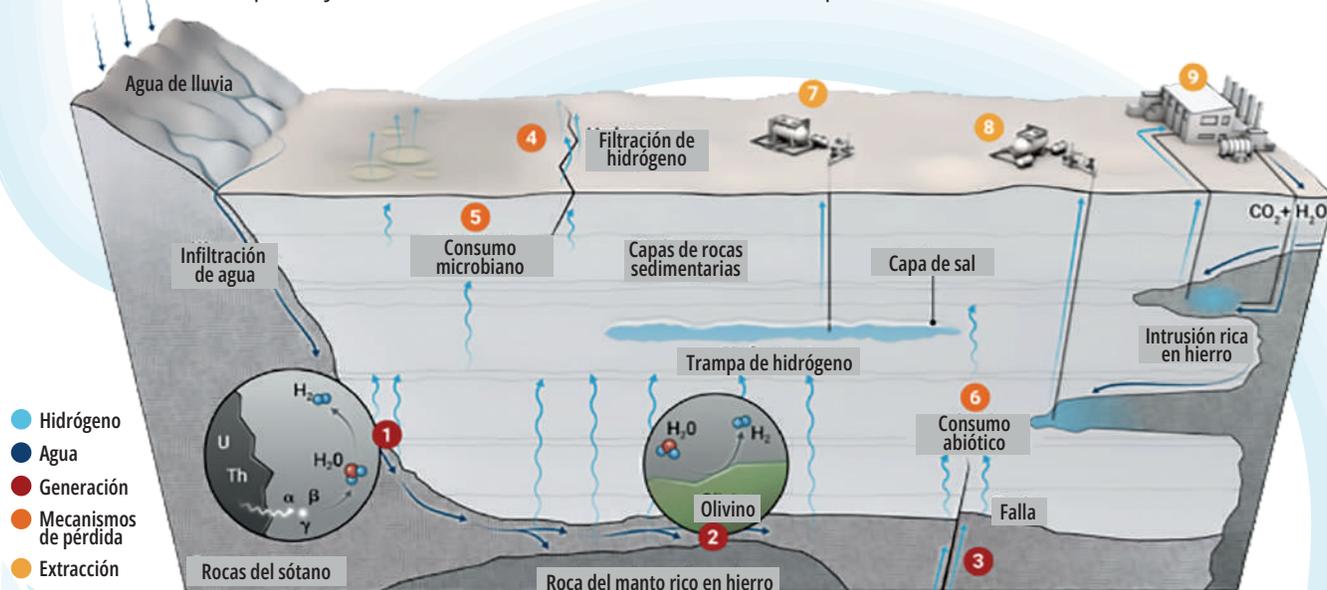
Moléculas de hidrógeno gaseoso (H₂) que se acumulan en poros y fracturas en las rocas.



Hidrógeno asociado:

Átomos de hidrógeno químicamente unidos al agua y otros compuestos como hidrocarburos en las rocas.

Esto incluye:



El hidrógeno geológico se forma de varias maneras:

- ✓ Descomposición térmica del agua por altas temperaturas y presiones en el interior de la Tierra. Esto libera hidrógeno atómico que se combina para formar H₂.
- ✓ Biogénesis: Es la formación de hidrógeno a partir de reacciones microbianas en formaciones rocosas porosas.
- ✓ Desgaseificación de los minerales hidratados en las rocas cuando son expuestos a alta temperatura, libera hidrógeno.
- ✓ Actividades volcánicas y tectónicas: Estas liberan hidrógeno almacenado en las rocas subsuperficiales a la atmósfera.



El hidrógeno geológico es importante para aplicaciones energéticas. Se puede extraer mediante la perforación de pozos y su desplazamiento con agua o gas inerte. Luego se puede recolectar y utilizar como combustible.

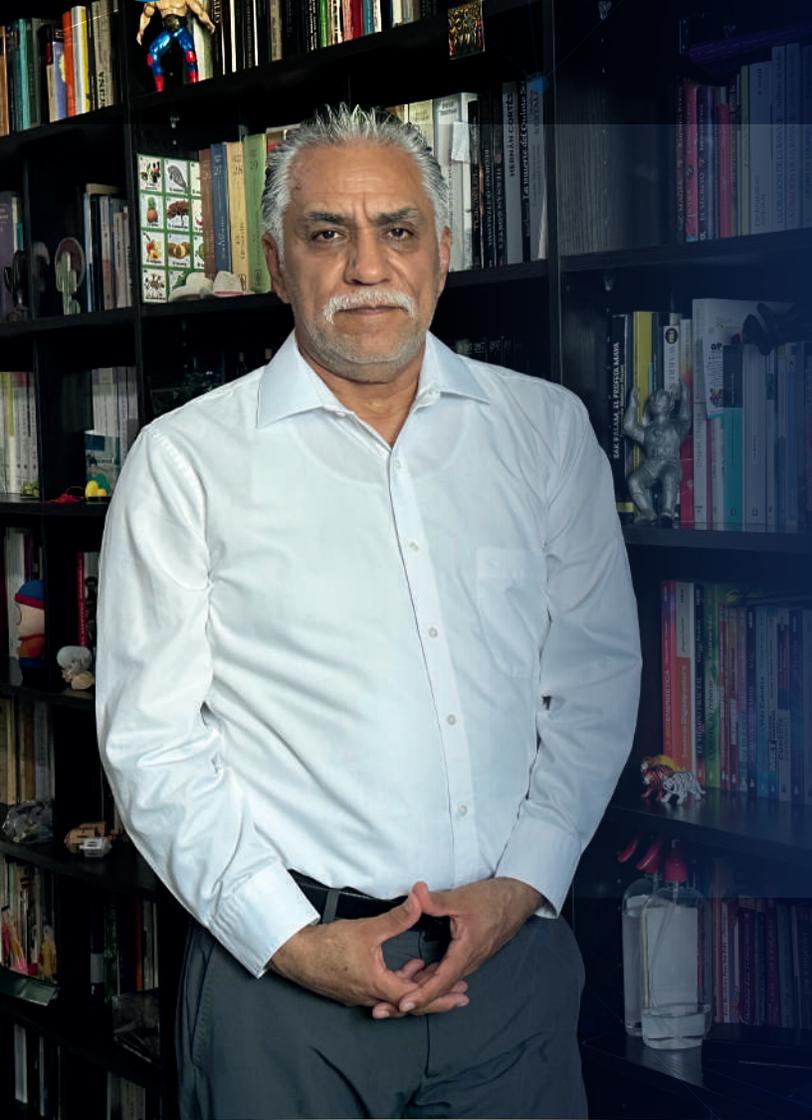
EL ORGULLO DE SER COLEGIADO

— PRESENTA —

M.I. BENITO ORTIZ SÁNCHEZ



Autor:
Dr. Carlos Alberto Avendaño Salazar



¿De dónde viene este deseo de querer estudiar ingeniería petrolera?

Mi objetivo principal siempre fue estudiar una carrera en la cual el campo laboral se desarrollará fuera de la ciudad de México.

Había dos carreras que cumplían con este requisito, la ingeniería petrolera y la ingeniería de minas y metalurgia; me encontraba haciendo un balance entre ambas, pero en realidad fue un golpe de suerte lo que me condujo a la ingeniería petrolera.

¿Cómo fue su introducción a la industria en la empresa Petróleos Mexicanos después de egresar de la Facultad de Ingeniería como ingeniero petrolero?

Ingresé a Petróleos Mexicanos a través de unos cursos para nuevo ingreso; se impartía en dos partes, la primera se desarrollaba en el Instituto Mexicano del Petróleo y la segunda parte comprendía las prácticas de campo. Me trasladé a Villahermosa, llegando ahí me encuentro con la situación de que me contratarían directamente por lo que ya no concluí el curso.

Posteriormente me ubicaron en el departamento de yacimientos donde laboré por seis meses. Como acto seguido, llegó un orden al departamento de enviar a los recién contratados a campo por falta de personal, por lo que me tuve que mover al departamento del área operativa de ingeniería petrolera del distrito de Ciudad Pemex.

Recuerdo que las primeras operaciones que me tocó desarrollar fue introducir y cementar una tubería, desde diseñar la tubería de revestimiento, seleccionar la tubería junto con los accesorios para mandarlos al pozo, así como coordinar con la compañía encargada de cementaciones para realizar las pruebas necesarias.

Una vez que ya tenía todo listo nos dirigíamos al pozo y me llena de orgullo poder decir que, si la operación de introducción requería 24, 30, las horas que fueran nos manteníamos ahí en el piso de perforación, en ocasiones nos llevaban de comer, pero no podíamos irnos a dormir. Cuando por fin llegábamos al punto de colocación, se acondicionaba el lodo de perforación y al mismo tiempo se preparaba la unidad de cementación para concluir la operación y posteriormente entregar un reporte.

“La ingeniería petrolera tiene que incluir en su evolución la era digital y también apearse a los acuerdos de sostenibilidad.”

Durante su experiencia laboral ¿Cuál es el objetivo de un líder y qué papel desempeña para que un equipo de trabajo sea exitoso?

En cuanto al tema de liderazgo, se debe integrar a todos los equipos de trabajo, brindarles certeza y ser mediador. Para mí, el rol más grande de ser líder es ser un facilitador, es decir, el que tiene el poder de abrir puertas en ciertas situaciones, solicitar recursos o apoyo y por ende es el que tiene que darle la mano a todo su equipo de trabajo para que cada quién de forma individual haga lo mejor que se pueda. Cuando tú das ese apoyo a tu equipo de trabajo es como se logran las metas.

Después de su retiro de Petróleos Mexicanos en 2016, usted decidió incursionarse en otras áreas de la industria. ¿Qué nos puede contar acerca de eso?

Yo tuve la fortuna de pensionarme joven, desde que yo ingresé a Petróleos Mexicanos, hice el cálculo de la edad que tendría cuando llegara el tiempo de jubilarme. Cuando ya tenía 20 años de antigüedad comencé a prepararme para saber qué vertiente tomar una vez que yo saliera de la empresa. Me motivaba mucho mi edad, pues yo aún me sentía joven y capaz de seguir laborando y evolucionando, además, yo nunca he visto el trabajo como trabajo, es una profesión que me gusta mucho, tengo otros hobbies, pero podría decir que para mí trabajar representa una satisfacción que me motiva a seguir adelante día a día, pues siempre hay algo nuevo que aprender o que descubrir.

Se puede apreciar la intención de pertenecer a un gremio y estar al pendiente de los sucesos que se dan dentro de la industria, ¿Cómo es que usted llega a ser miembro?

Precisamente, como bien mencionas, el sentimiento de pertenecer a un gremio, de poder reunirme con colaboradores en otro ambiente fue lo que me motivó a unirme, de sentir que estaba formando parte de algo importante, fue lo que me impulsó a ser miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

¿Qué significa para usted pertenecer al cuerpo de peritos del CIPM?

Ser perito está en una de mis tantas etapas como profesionalista. Primero fui miembro del Colegio, después presidente de la sección del Carmen, posteriormente primer secretario en la directiva del ingeniero Serrano en el periodo de 2013 - 2014 y ahora pertenezco a la nacional en las comisiones.

Cada puesto que ocupé ya estaba prescrito por así decirlo, o sea las actividades ya estaban marcadas, sin embargo, ser perito significaba un nuevo reto; cuando yo lo intenté por primera vez aproximadamente en el año 2003, me rechazaron, una de las razones fue mi carencia en publicaciones. Posterior a mi jubilación, retomé mi deseo de querer ser perito, lo más valioso de esto es que cuando me enfrento a nuevo caso de peritaje la dificultad es que uno no sabe todo, por lo tanto, te obliga a seguir estudiando y ejercerlo con responsabilidad.

¿Qué cree que le depara a la industria petrolera en unos 20 años? ¿Cómo visualiza el futuro de la ingeniería?

La ingeniería petrolera tendrá que evolucionar de la mano de la transformación digital. Si el ingeniero petrolero no se apoya en las herramientas que está aportando esta transformación con las nuevas aplicaciones, va a ser un ingeniero obsoleto, todos los avances de la industria van a ir de la mano de la era digital.

He platicado en algunas conferencias que una vez trabajando en un proyecto específico para Pemex Exploración y Producción, se hizo un ejercicio de visualizar el futuro y pedían proyectarnos mucho más adelante en el tiempo, entonces lo que yo veo en perforación; imagínate que tú ya vas perforando y ni siquiera va a ser necesario un programa de perforación, vas a llevar sensores que te van a indicar si vas a encontrar una zona de pérdida con metros de distancia para que tengas oportunidad de reaccionar, prevenir y resolver. Puedes parar la perforación en automático y levantarte imprimiendo la tubería y el mismo fluido se convierte en cemento. Entonces ya se está trabajando en todo esto y probablemente sea algo que no alcance a ver, pero ese es el futuro de la industria. Por otro lado, la ingeniería petrolera tiene que ser más limpia, más verde donde se respete al medio ambiente. Debemos obligarnos a que todos los avances tecnológicos estén encaminados en proteger al medio ambiente y que también sea una industria más segura en todos los aspectos y socialmente responsable.

¿Cuáles son las habilidades que deben tener las futuras generaciones para un desarrollo exitoso en la industria?

Para los jóvenes es fundamental que desarrollen la habilidad de hablar otro lenguaje para que tengan un panorama más amplio en cuanto a las relaciones y oportunidades de trabajo, también es importante comprender el tema de gestión de proyectos para poder llevar a cabo su desarrollo de procesos de la mejor manera posible. Todo esto de la mano del estudio para estar a la vanguardia de lo que la industria vaya requiriendo. Además, como ya mencioné, tener presente la transformación digital y los acuerdos de sostenibilidad.

Agradecemos sus consejos, podría regalar-nos una reflexión sobre la industria petrolera

Yo creo que la industria petrolera está enfrentando un gran reto, pues pareciera ante la sociedad que las energías limpias van a suplir este recurso y eliminar la industria. Según a lo que yo he estudiado, las energías limpias tardarán en evolucionar y llegar al nivel competitivo de la energía fósil, es decir, vamos a ser grandes participantes en la transición energética. Esta transición nos está obligando a comprometernos como sector para ser responsables con el medio ambiente y la sociedad. Uno de los grandes problemas que enfrentamos es que la mayoría de las comunidades aledañas se alarman cuando comenzamos los proyectos y nos quieren retirar. Todo esto sería diferente si incorporamos otras disciplinas, para informar a las comunidades y tratar de brindarles un beneficio, todo esto desde una etapa temprana para generar confianza en la industria y en los mismos ingenieros.

Las Estrategias de la guerra

Vivimos tiempos de gran cambio y es muy cierto, *el caos encierra grandes oportunidades para el que está preparado*. Este consejo es parte del libro "Las 33 estrategias de la guerra", de Robert Greene.

Esta obra constituye una amplia guía para abrirnos paso en el juego social de la vida cotidiana, e instruirnos con los principios militares más ingeniosos y eficaces de la historia de las guerras. Nos enseña estrategias ofensivas necesarias para mantener la iniciativa y negociar desde una posición de fortaleza, así como defensivas que nos ayudan a responder a una situación peligrosa y evitar guerras que no se podrán ganar.

Considero que es un libro crudo, con diversidad de ideas y en realidad no es para "hacer la guerra", es una invitación a combatir de manera racional los inevitables conflictos que van a surgir en tu camino.

El libro se divide en 5 secciones:

- Guerra autodirigida, organizacional (en equipo), defensiva, ofensiva y no convencional (sucia).

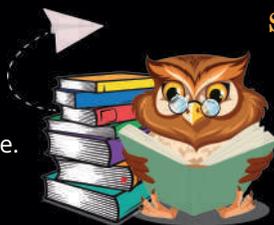
Partiendo de ello, plantea las 33 estrategias, estas evolucionan desde la "guerra interior" o cómo manejar conflictos contigo mismo, para mantenerte cuerdo y ágil al momento de resolver problemas, hasta llegar a la guerra exterior.

No comulgo con todas las propuestas, como quizás te pueda pasar a ti, pero me sirvió para ponerme en la cabeza de quien las aplica.

Greene no da fórmulas mágicas, recoge la sabiduría de textos y prácticas de grandes estrategias de la historia como instrumentos que te ayudan a pensar por ti mismo y llevarlos a cabo.

Greene explica que existen **6** principios para convertirte en un buen estratega:

- Ve las cosas como son.
- Juzga a la gente solo por sus acciones.
- Depende de tus propias armas.
- Afronta los conflictos primero con la mente.
- Elevate sobre el campo de batalla.
- Se un guerrero en la vida.



“No pierdas la calma ante el caos. Mantente alerta cuando otros se distraen. Que no te intimide el desorden, no entres en pánico.”



Autor:
L.D.G. Laura Pérez Acosta

Fuente: Greene, Robert (2007) *The 33 strategies of war*, E.U.; Profile Books Ltd.

DISFRUTA LOS BENEFICIOS DE SER SOCIO CIPM



ESTRATEGIAS
PATRIMONIALES

PLAN PERSONAL DE RETIRO
100% DEDUCIBLE DE IMPUESTOS

10% de descuento
Al adquirir cualquier
financiamiento

Allianz

ITPE INSTITUTO
TECNOLÓGICO
DEL PETRÓLEO
Y ENERGÍA

[f](#) [@](#) [t](#) [v](#) [itpe.mx](#)

Diplomado
en línea

50%
descuento en
inscripción

10%
descuento en
colegiaturas

*Aplican para los programas de Educación Continua

GAYOSSO®

[f](#) [@](#) [t](#) [v](#) [gayosso.com](#)

45% Paquetes Integrales
de descuento en: de previsión funeraria
*Catálogo de Beneficios

10%
descuento



CONSULTA ONLINE O PRESENCIAL PARA COLEGIADOS Y CONYUGUES.

[f](#) Planeta Nutri [@](#) @planeta.nutri

bkids

10%
descuento

Al elegir cualquiera
de sus programas

[f](#) [@](#) [t](#) [v](#) InstitutoBkids

Programas
presenciales

Terapia y
Rehabilitación

Programas Online
(0 a 7 años)



**COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.**

VISITA NUESTRA PÁGINA OFICIAL:
[www.cipm.org.mx](#)



CIPMex



CIPM_mx



cipm_ac



CIPM AC

INTEGRANDO *nuevos colegas*



EMPLEOS DISPONIBLES EN LA INDUSTRIA PETROLERA

HALLIBURTON

VISITA

[HTTPS://JOBS.HALLIBURTON.COM/SEARCH/](https://jobs.halliburton.com/search/)

Operador de servicio - GBA	Reforma, CHP, MX 29500
Operador de servicio I - Pruebas de pozos de superficie	Reforma, CAM, MX 29500
Supervisor de Mantenimiento de equipos	Reforma, CHP, MX 29500
Representante de servicio de campo III - Fluidos de perforación	Reforma, CHP, MX 29500
Supervisor de servicio I: tubería flexible	Cd. del Carmen, CAM, MX 24140
Asistente de operador de nivel de entrada I - Tubería flexible	Reforma, CHP, MX 29500
Supervisor de sitio de pozos	Cd. del Carmen, CAM, MX 24140
Universidad: Ingeniero de Campo I - Perforación Direccional	Cunduacán, TAB, MX 86693



VISITA

[HTTPS://CAREERS.SLB.COM/JOB-LISTING](https://careers.slb.com/job-listing)

VILLAHERMOSA, MX

Especialistas de campo (varias especialidades)
Well engineer
Ingeniero de producción

REGIÉN EGRESADOS

Ingeniero de campo trainee
Ingeniero de operaciones remotas trainee
Especialista de campo trainee

MÁS INFORMACIÓN:
mca-recruiting@slb.com

PASANTÍAS

[HTTPS://CAREERS.SLB.COM/EARLY-CAREERS](https://careers.slb.com/early-careers)

Operaciones
Desarrollo tecnológico
Geociencia y petrotécnica
Tecnologías de la información
Cadena de suministro
Contabilidad y finanzas
Recursos humanos

Requerimiento
para
reclutamiento:

C1
(INGLÉS)

CONTACTO

+52 (55) 5260 6537
+52 (55) 5260 6848
cipm_sede@cipm.org.mx

DIRECCIÓN

Poniente 134, No. 411. Col. San Bartolo
Atepehuacan. Delegación Gustavo A. Madero.
México, D.F. C.P. 07730

Visita nuestro sitio
web desde tu
smartphone usando
este código QR

