

# Revista Petrolera

*Ingeniería por México*

DICIEMBRE 2024 Año 1 No. 1



EDICIÓN  
**NOCHEBUENA**

Diciembre 2024



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO



## “Ingeniería por México: Transformando mentes para impulsar el sector energético de México”

### Estimados colegas y lectores

Es un verdadero honor dirigirme a ustedes como presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México para darles la más cordial bienvenida a esta primera edición de nuestra Revista Petrolera del Bienio 2024-2026. Este espacio no solo es una fuente valiosa de información técnica y científica, sino también un medio para fortalecer nuestra comunidad, compartir conocimientos, y fomentar el desarrollo continuo en la ingeniería petrolera en México.

En un entorno global donde la industria energética enfrenta grandes desafíos y transformaciones, el rol de los ingenieros petroleros es cada vez más crucial. Nos encontramos ante una realidad que exige innovación, sostenibilidad y adaptación a nuevas tecnologías, tanto en la extracción de hidrocarburos como en el uso eficiente y responsable de los recursos energéticos. El Colegio de Ingenieros Petroleros de México se compromete a ser un pilar de apoyo en este proceso, brindando a sus miembros el conocimiento necesario para enfrentar este cambio paradigmático.

Esta edición en particular se centra en el análisis de yacimientos de gas y condensado que han sido una fuente clave de energía y una oportunidad económica significativa

para México, pero también abordaremos temas de transformación del sector energético de México, a través del 1° foro de expertos 2024-2026. Las contribuciones que encontrarán aquí son producto del esfuerzo colectivo de expertos, académicos y profesionales que comparten un mismo propósito: impulsar la ingeniería petrolera hacia el futuro.

Quiero agradecer profundamente a todos los autores, colaboradores y miembros del comité editorial que han hecho posible la realización de la Revista Petrolera edición “Nochebuena”. Su dedicación y compromiso nos permiten ofrecer un contenido de calidad, alineado con las necesidades actuales de nuestra industria.

Les invito a explorar cada artículo y reflexión en estas páginas, con la confianza de que encontrarán en ellas valiosas ideas y propuestas que fortalecerán su práctica profesional y el desarrollo de nuestra industria. Juntos, podemos enfrentar los retos y aprovechar las oportunidades que se presenten en este nuevo escenario energético.

Con un cordial saludo y mi más sincero agradecimiento,

**M. en I. Eduardo Poblano Romero**

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Consejo Directivo Nacional  
2024 - 2026



Ingeniería por México



# Nochebuena

## La flor que embellece la Navidad



La flor de nochebuena, es originaria de México. Cuetlaxóchitl, es su nombre en náhuatl y significa “flor de cuero”. La Cuetlaxóchitl era una planta de ornato muy apreciada por los aztecas y ocupaba un lugar muy especial en los jardines de Nezahualcóyotl y Moctezuma. También se conoce como Flor de Navidad, Estrella de Navidad, Santa Catalina, Flor de Pascua y Flor de Fuego.

Es uno de los productos de mayor importancia en el ramo de las plantas ornamentales en nuestro país.

La nochebuena, es una planta de sombra, por lo que embellece todos los espacios dentro de las casas y en general de cualquier lugar sombreado, durante la temporada navideña. Entre los meses de noviembre y diciembre los invernaderos que se dedican al cultivo de la nochebuena comienzan a pintarse de rojo para cubrir la demanda de los mercados del país.

El rojo es el color más popular de la nochebuena, pero existen más de 100 variedades, las podemos encontrar en una gama de colores que van desde el rojo, el amarillo y el salmón.

*“La flor de Nochebuena, es reconocida en el mundo como símbolo de la Navidad.”*

En México existen 929 productores de nochebuena. La producción nacional de nochebuena en 2018, fue de 19 millones de plantas. Los estados donde más producimos nochebuena son Morelos, Michoacán, Ciudad de México, Estado de México, Puebla, Jalisco y Oaxaca.

En México, cada 8 de diciembre, se celebra el Día Nacional de la Nochebuena.

En Estados Unidos, cada 12 de diciembre se celebra el Día Nacional de la Poinsettia (así se le conoce en esa parte del mundo). Honrando a Joel Roberts Poinsett, el hombre que introdujo la planta a su país. Poinsett murió el 12 de diciembre de 1815.

Fuente: [www.gob.mx](http://www.gob.mx)



# Consejo Directivo Nacional 2024 - 2026



**M. en I. Eduardo Poblano Romero**  
Presidente



**Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso**  
Vicepresidente



**M. en I. Rafael Guerrero Altamirano**  
Primer Secretario Propietario



**M. en I. Luis Manuel Perera Pérez**  
Segundo Secretario Propietario



**Mtro. León Daniel Mena Velázquez**  
Tesorero



**Mtra. Abigaíl Martínez Hernández**  
Primer Secretario Suplente



**Mtro. Jesús Rojas Palma**  
Segundo Secretario Suplente



**M. en I. Alfonso Palacios Roque**  
Subtesorero

## Titulares de Objetivos Estratégicos



**M. en I. Luis Manuel Perera Pérez**  
Progreso y Fortalecimiento de la Ingeniería Petrolera



**Ing. Rafael Pérez Herrera**  
Desarrollo Profesional de sus Colegiados



**Dr. Néstor Martínez Romero**  
Vinculación con Entidades del Sector Energético



## OBJETIVO ESTRATÉGICO 1 PROGRESO Y FORTALECIMIENTO DE LA INGENIERÍA PETROLERA

Titular: M. en I. Luis Manuel Perera Pérez

No. Comité

### C1 Promoción e integración gremial Responsable: Luis Manuel Perera Pérez

- C1.1 Administración del padrón de colegiados  
*M. en I. Yuliana Ivette Torres García*
- C1.2 Integración de colegiados  
*Ing. Gerardo Echávez Ross*
- C1.3 Difusión y promoción  
*Ing. Gerardo Echávez Ross*

### C2 Investigación científica e innovación tecnológica Responsable: Dr. Jorge Arévalo Villagrán

- C2.1 Actualizar y promover el repositorio de artículos técnico ArTICT  
*Dr. Jorge Arévalo Villagrán*
- C2.2 Catálogo de proyectos de investigación e innovación tecnológica en extracción de hidrocarburos  
*Dr. Jorge Arévalo Villagrán*
- C2.3 Vincular a miembros colegiados y alumnos para la generación de proyectos de investigación e innovación tecnológica en extracción de hidrocarburos  
*Dr. Jorge Arévalo Villagrán*

### C3 Peritos y testigo social Responsable: M. en I. Benito Ortiz Sánchez

- C3.1 Integración de normatividad y actualización del reglamento en el rubro de peritos  
*M. en I. Benito Ortiz Sánchez*
- C3.2 Actualización de la página del CIPM AC referente a peritos y testigo social  
*Mtro. Jorge Manilla Fernández*
- C3.3 Gestionar los procesos de acreditación de peritos en el CIPM AC  
*M. en I. Benito Ortiz Sánchez*
- C3.4 Revelar los aspectos normativos y campo de trabajo del testigo social  
*Mtro. Jorge Manilla Fernández*

## OBJETIVO ESTRATÉGICO 3 VINCULACIÓN CON ENTIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO

Titular: Dr. Néstor Martínez Romero

No. Comité

### C7 Proyectos y vinculación Responsable: M. en I. Rafael Guerrero Altamirano

- C7.1 Colaboración interinstitucional y gremial  
*M. en I. Rafael Guerrero Altamirano*
- C7.2 Fortalecimiento académico y de investigación  
*M. en I. Francisco Castellanos Páez*
- C7.3 Divulgación del conocimiento  
*M. en I. Héctor Erick Gallardo Ferrera*

### C8 Energía y sostenibilidad Responsable: M. en I. Ulises Neri Flores

- C8.1 Contribución a la evolución normativa en materia de energía y sostenibilidad  
*M. en I. Ulises Neri Flores*
- C8.2 Promoción de las mejores prácticas técnicas y de gestión en sostenibilidad  
*Dr. Carlos Alberto Avendaño Salazar*
- C8.3 Fomento cultural sobre la sostenibilidad a través de foros, artículos técnicos y cursos  
*M. en I. Benito Ortiz Sánchez*

## OBJETIVO ESTRATÉGICO 2 DESARROLLO PROFESIONAL DE SUS COLEGIADOS

Titular: Ing. Rafael Pérez Herrera

No. Comité

### C4 Estudiantes Responsable: M. en I. Francisco Castellanos Páez

- C4.1 Apoyo a escuelas de Ingeniería Petrolera con capacitación y transferencia tecnológica de operadores  
*M. en I. Francisco Castellanos Páez*
- C4.2 Gestión del conocimiento del CIPM AC como apoyo a estudiantes  
*M. en I. Héctor Erick Gallardo Ferrera*
- C4.3 Certificación de energía y sostenibilidad bajo los estándares de la ONU (UNFC-UNRMS) para estudiantes de Ingeniería Petrolera  
*M. en I. Ulises Neri Flores*
- C4.4 Organizar un foro nacional de escuelas y estudiantes de Ingeniería Petrolera  
*Dr. Carlos Alberto Avendaño Salazar*

### C5 Formación, desarrollo y certificación profesional Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso

- C5.1 Promoción de la Certificación Nacional de Ingeniería Petrolera  
*M. en A. Manuel Soto Meneses*
- C5.2 Fortalecimiento técnico de los colegiados  
*Ing. Gerardo Echávez Ross*
- C5.3 Publicación técnica: Revista Petrolera  
*Ing. Eduardo Pérez Tosca*  
*Ing. Aarón Retana Pérez*

### C6 Eventos y foros técnicos Dr. José Ramón Mayorquín Ruíz

- C6.1 Foros técnicos  
*Ing. Luis Enrique Gorian Santos*
- C6.2 Conferencias técnicas para asambleas  
*Dr. José Ramón Mayorquín Ruíz*
- C6.3 Congreso Mexicano del Petróleo 2026  
*M. en I. Ricardo Posadas Mondragón*
- C6.4 Eventos sociales  
*Ing. Emmanuel Gallegos Contreras*

## OBJETIVO TRANSVERSALES

No. Comité

### C8 Relaciones públicas Responsable: Dr. Néstor Martínez Romero

### C9 Actualización y revisión de documentos rectores Responsable: Mtro. Guillermo Alberto Lastra Ortiz

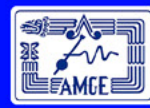
Consejo Directivo Nacional  
2024 - 2026



Ingeniería por México



Congreso Mexicano del Petróleo



# Eficiencia, innovación y sostenibilidad:

Retos y soluciones del sector petrolero

18 - 21 de junio, 2025 | Acapulco, Guerrero



# CONTENIDO



## ENTORNO PETROLERO

|  |    |
|--|----|
| Primer foro de expertos.....   | 8  |
| Integración de energías limpias en la exploración y producción petrolera ..... | 10 |
| Primera asamblea ordinaria.....  | 12 |
| Proyecto Trion.....  | 13 |
| AMEXHI buscará trabajar con gobierno de Claudia Sheinbaum .....                | 14 |



## MEMORIAS PETROLERAS

|  |    |
|--|----|
| Análisis integral de yacimientos de gas y condensado con zona de petróleo<br><i>Autor: Ing. César Israel Méndez Torres</i> .....   | 16 |
| Diagnóstico del comportamiento de yacimientos de gas y condensado saturados<br>a partir de la evaluación de su producción<br><i>Autor: Ing. Humberto Iván Santiago Reyes</i> ..... | 21 |
| Evaluación de la comunicación hidráulica entre dos yacimientos cercanos al punto crítico<br><i>Autor: Mtra. Yuliana Ivette Torres García</i> .....                                 | 31 |
| Integrando análisis de declinación de presión pre y pos cierre de fractura en pruebas<br>minifrac-DFIT<br><i>Autor: Ing. Alfredo Morales González</i> .....                        | 39 |



## HITOS HISTÓRICOS

|   |    |
|---|----|
| Las 12 mejores series de la historia .....  | 44 |
| Evolución de los palos de golf.....         | 45 |
| Las 10 mejores aerolíneas del mundo .....   | 46 |
| Top 10: Libros más leídos en el mundo ..... | 47 |



## ¿SABÍAS QUÉ?

|   |    |
|---|----|
| Hyperion, el árbol más alto del mundo cuya localización es un secreto.....                                | 48 |
| Balance de materia fluyente en yacimientos de gas<br><i>Autor: M. en I. Juan Manuel Ham Macosay</i> ..... | 49 |



## ANECDOTARIO

|  |    |
|--|----|
| Voces del petróleo<br><i>Entrevista al Dr. Carlos Pérez Téllez</i> ..... | 52 |
|--|----|



## RINCÓN DE LECTURA

|  |    |
|--|----|
| Premio Nobel de Literatura 2024. Hang Kang ..... | 56 |
|--|----|



# Primer Foro de Expertos

Transformación del sector petrolero mexicano:

*Desafíos y oportunidades*

Por: Ing. Eduardo Pérez Tosca

Con sede en las instalaciones del Colegio de Ingenieros Petroleros de México AC en la Ciudad México, el pasado 22 de noviembre de 2024 el Consejo Directivo Nacional 2024-2026 realizó el Primer Foro de Expertos con el lema “Transformación del sector petrolero mexicano: Desafíos y oportunidades”.

El evento contó con la participación de distinguidas personalidades del sector energético como el Dr. Víctor Rodríguez Padilla, Director General de Petróleos Mexicanos; Dr. Néstor Martínez Romero, Director General de Pemex Exploración y Producción; Dra. Elizabeth Mar Juárez, Directora del Instituto Mexicano del Petróleo; y como anfitrión el M. en I. Eduardo Poblano Romero en su carácter de Presidente Nacional del Colegio de Ingenieros Petroleros de México AC.

Aperturando el Primer Foro de Expertos, el M. en I. Eduardo Poblano Romero mencionó que México cuenta con recursos humanos altamente capacitados en el sector petrolero para generar nuevos procesos. A la vez invitó a todos los participantes al diálogo, aportación de conocimiento, ideas y propuestas que fortalezcan el conocimiento del sector energético.

Inaugurando la jornada en punto de las 10:10 horas, el Dr. Néstor Martínez Romero, Director General de Pemex Exploración y Producción, reconoció y destacó el trabajo del Colegio de Ingenieros Petroleros de México AC con la integración gremial y la organización de este tipo de eventos, deseando el éxito de las jornadas técnicas.

Acto seguido se dio inicio a la primera conferencia magistral “Estrategia nacional del sector de hidrocarburos y gas natural” a cargo del Dr. Víctor Rodríguez Padilla, haciendo hincapié de cuáles serán los pilares para fortalecer la industria petrolera nacional y la participación que tendrá Pemex en materia de exploración y producción.

Posteriormente se contó con la participación del Director de ENI México, Giorgio Guidi, quien desarrolló la conferencia magistral “ENI México: Contribuyendo al desarrollo del sector energético nacional”, haciendo énfasis de que México tiene un gran potencial de exploración costa afuera, generando oportunidades de evaluar un atractivo fiscal frente a otros países.







Llegando al ecuador del Foro de Expertos, Gustavo Baquero, Director de Harbour Energy, presentó la ponencia "Una estrategia clara de crecimiento en el sector energético". En ella comentó el crecimiento que ha tenido a corto plazo Harbour Energy y su expansión a 11 países. Además de mencionar la aportación que tienen en proyectos de transporte y almacenamiento de carbono.

Para cerrar con broche de oro, el Presidente Nacional del Colegio de Ingenieros Petroleros de México AC, M. en I. Eduardo Poblano Romero abrió la mesa redonda con la participación de los siguientes panelistas, Dra. Elizabeth Mar Juárez, Directora del IMP; Mtro. William Antonio, Director General SLB México; Dr. Anouar Fraija, Director



General de Halliburton México; y M. en C. Raymundo Piñones, Woodside Energy - Country Manager México. Durante el debate de preguntas se enfatizó en temas relacionados a la importancia que tiene la inteligencia artificial en la exploración y explotación de hidrocarburos, retos en los proyectos de aguas profundas, planes para el capital humano, explotación de yacimientos no convencionales, sostenibilidad energética y la seguridad laboral.

En punto de las 18:00 horas el M. en I. Eduardo Poblano Romero dio por concluido el Primer Foro de Expertos del Colegio de Ingenieros Petroleros de México AC, reconociendo la gran participación del gremio petrolero.



# Integración de energías limpias en la exploración y producción petrolera



La industria petrolera global enfrenta desafíos sin precedentes en 2024, impulsados por la urgente necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y cumplir con los compromisos internacionales en materia climática. La incorporación de energías limpias en las operaciones de exploración y producción (E&P) de petróleo se presenta como una estrategia clave para mitigar el impacto ambiental y asegurar la viabilidad a largo plazo del sector.

## Contexto global y compromisos climáticos

El Acuerdo de París establece objetivos claros para limitar el aumento de la temperatura global, lo que ha llevado a diversas naciones a implementar políticas más estrictas en torno a las emisiones de carbono. La Agencia Internacional de Energía (AIE) ha señalado que, para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, es esencial una transformación profunda en todos los sectores energéticos, incluyendo el petrolero.

## Beneficios de integrar energías limpias en E&P

La adopción de fuentes de energía renovable en las operaciones de E&P ofrece múltiples ventajas:

1. **Reducción de emisiones:** El uso de energías limpias disminuye la dependencia de combustibles fósiles en operaciones internas, reduciendo significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes.
2. **Eficiencia operativa:** La implementación de tecnologías renovables puede optimizar procesos, disminuyendo costos operativos y mejorando la eficiencia energética.
3. **Cumplimiento regulatorio:** Las políticas ambientales más estrictas exigen a las empresas petroleras adaptarse para evitar sanciones y mantener su licencia social para operar.

## Casos de estudio internacionales

**Noruega:** Equinor, la principal empresa petrolera noruega, ha integrado parques eólicos marinos para suministrar energía a plataformas offshore, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> en aproximadamente 200,000 toneladas anuales.

**Arabia Saudita:** Saudi Aramco ha invertido en proyectos solares para abastecer de energía a sus instalaciones de extracción, disminuyendo su huella de





carbono y alineándose con la «Iniciativa Verde Saudí», que busca que el 50% de la energía del país provenga de fuentes limpias para 2030.

### Situación en México

México, como uno de los principales productores de petróleo en América Latina, enfrenta el reto de modernizar su industria petrolera incorporando energías limpias. En 2024, el país se ha comprometido a que el 35% de la electricidad generada provenga de fuentes limpias. Petróleos Mexicanos (Pemex) ha anunciado planes para reducir hasta en un 98% las emisiones de gas metano en procesos de exploración y producción. Destinando dos mil millones de dólares para este fin.

### Desafíos y consideraciones

La integración de energías limpias en las operaciones de E&P implica desafíos considerables.

1. La implementación de tecnologías renovables requiere inversiones significativas, lo que puede ser un obstáculo para empresas con limitaciones financieras.
2. La adaptación de instalaciones existentes para incorporar energías limpias puede ser compleja y costosa.

3. Es esencial capacitar al personal en nuevas tecnologías y prácticas sostenibles.

### Perspectivas futuras

A medida que la presión internacional y las expectativas sociales aumentan, la industria petrolera debe acelerar la adopción de prácticas más sostenibles. La integración de energías limpias en las operaciones de E&P no solo es una respuesta a las demandas ambientales. Sino también una estrategia para asegurar la competitividad y viabilidad del sector en el futuro.

La incorporación de energías limpias en la exploración y producción petrolera es una necesidad imperante en 2024. Los beneficios en términos de reducción de emisiones, eficiencia operativa y cumplimiento regulatorio superan los desafíos asociados. México, al igual que otras naciones productoras de petróleo, debe continuar avanzando en esta dirección para asegurar un futuro energético sostenible y competitivo.

La Agencia Internacional de Energía (AIE) ha señalado que, para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, es esencial una transformación profunda en todos los sectores energéticos, incluyendo el petrolero.

Fuente: [www.energyandcommerce.com.mx](http://www.energyandcommerce.com.mx)



# Primera Asamblea Ordinaria

Consejo Directivo Nacional  
Bienio 2024 - 2026

**E**n cumplimiento y apego a los compromisos del Consejo Directivo Nacional 2024-2026 del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., el pasado 26 de septiembre del presente en la Ciudad de Villahermosa, Tabasco como sede, en punto de las 19:00 horas se efectuó la Primera Asamblea Ordinaria.

La Asamblea fue presidida por el M. en I. Eduardo Poblano Romero en su carácter de Presidente Nacional e Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso como Vicepresidente, actuando como Primer Secretario la Mtra. Abigail Martínez Hernández y como Tesorero el Mtro. León Daniel Mena Velázquez.

Los escrutadores dieron cuenta de 52 asistentes registrados de manera virtual y 23 en forma presencial. La Asamblea inició con la lectura a la orden del día, la cual fue aprobada por unanimidad de los asistentes, ordenándose pasar el desarrollo de cada uno de los puntos. Acto seguido se dio lectura al acta de la Asamblea Ordinaria anterior (última del Bienio 2022-2024) por el Vicepresidente Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso, aprobada por todos los agremiados presentes y conectados vía remota.

Posteriormente, se presentó al grupo núcleo del Consejo Directivo Nacional Bienio 2024-2026 y a los responsables

de las diferentes comisiones que trabajaran bajo un Plan Estratégico - Táctico - Operativo. Continuando con el programa, se presentó el informe financiero a cargo del Mtro. León Daniel Mena Velázquez en su carácter de Tesorero. Como parte medular de la Asamblea, el M. en I. Eduardo Poblano Romero mencionó que se está preparando un material donde se explicará el replanteamiento del CIPM para que todos los colegiados entiendan su importancia; recalzó su reconocimiento al trabajo realizado por el Consejo Directivo Nacional saliente. El Mtro. Poblano mencionó que el CIPM tendrá una participación importante en el Congreso Mexicano del Petróleo 2025 y 2026.

Para finalizar la Asamblea, se dio apertura a los asuntos varios guiados por la Mtra. Abigail Martínez Hernández. Se presentó la conferencia titulada "Tendencias Emergentes en Desarrollo de Campos y Recuperación Mejorada", a cargo del Mtro. Marco Pastor Rodríguez.

Para finalizar, el Sr. Presidente concluyó exitosamente a las 20:44 horas la Primera Asamblea Ordinaria, invitando a los agremiados a continuar participando en los próximos eventos programados por el Consejo Directivo Nacional 2024-2026.

# Proyecto Trion

presenta avance del 15%: **Woodside Energy**

**D**e acuerdo con Woodside Energy, el proyecto Trion presenta un avance del 15%, en línea con las previsiones del plan de desarrollo. Trion, es el tercer proyecto de aguas ultraprofundas más importante del mundo, contempla una inversión de 11,000 millones de dólares. La primera producción de petróleo está contemplada hasta 2028. Esperan una producción máxima de 120,000 barriles diarios de aceite y 100 millones de pies cúbicos de gas. Woodside Energy es el operador con una participación del 60% y Pemex posee el 40% restante.

Recientemente, Woodside Energy logró un importante hito para el desarrollo del proyecto Trion. La compañía encabezó el corte de listón de acero para el inicio de la fabricación de la unidad de producción flotante semisumergible (FPU, por sus siglas en inglés).

El primer corte de acero para la FPU de Trion se celebró con una ceremonia el 13 de noviembre de 2024 en las instalaciones de HD Hyundai Heavy Industries (HHI) en Ulsan, Corea del Sur.

Woodside adjudicó a HHI el contrato de ingeniería,

adquisición y construcción (EPC, por sus siglas en inglés) de la FPU en junio de 2023.

“Este es un momento emocionante para todos los involucrados en el proyecto Trion. Nos complace embarcarnos en esta importante fase de trabajo con HHI, nuestro socio contractual para la unidad de producción flotante”. Así lo señaló Meg O’Neill, directora general de Woodside Energy. O’Neill estuvo acompañada en la ceremonia por el presidente y consejero delegado de HHI, Lee Sang Kyun, y por el embajador de México en Corea, Carlos Peñafiel Soto.

“La ceremonia de corte de acero marca el arranque de una campaña de construcción de varios años para la FPU. Es un paso clave para el desarrollo del proyecto Trion, a medida que avanzamos hacia la producción del primer barril de petróleo para 2028”, destacó.

El proyecto Trion se encuentra a 2,500 metros de profundidad en la provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido, aproximadamente a 180 km de la costa mexicana.

Fuente: [www.energyandcommerce.com.mx](http://www.energyandcommerce.com.mx)



## AMEXHI buscará trabajar con gobierno de Claudia Sheinbaum

La Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI) concluyó su octava Convención Nacional Petrolera que se celebró bajo el lema “Por un México en Crecimiento” en la cual se destacaron las contribuciones de la industria de hidrocarburos al país.

Alberto De la Fuente, Presidente de AMEXHI, destacó durante la inauguración que la industria de hidrocarburos está lista para continuar la colaboración con la administración de la presidenta Claudia Sheinbaum y seguir generando beneficios para el Estado.

Resaltó que la industria de hidrocarburos buscará caminar con la administración de Claudia Sheinbaum para encontrar las mejores opciones de desarrollo energético para México.

“Hoy tenemos la oportunidad de escribir un nuevo capítulo en el desarrollo del sector energético nacional. La llegada del nuevo gobierno abre una oportunidad importante para construir nuevos esquemas de cooperación que nos permitan aprovechar las oportunidades que tenemos por delante. El Estado Mexicano ya recibe hoy, los beneficios de las alianzas público-privadas. Estamos convencidos de que

dar continuidad a estos esfuerzos en la siguiente administración, redundará en beneficios muy importantes para el país”, destacó De la Fuente.

A la fecha la industria ha realizado transferencias e inversiones que han generado un beneficio al Estado por alrededor de 700 mil millones de pesos. Además, las empresas pagan, en promedio, 74% de regalías y contraprestaciones al Estado por la operación de los contratos, uno de los porcentajes más elevados del mundo.

Además, se han generado alrededor de 65 mil empleos y se han descubierto 21 yacimientos nuevos. Mientras, los contratos produjeron en mayo diariamente más de 96 mil barriles de crudo y 187 millones de pies cúbicos de gas natural. Mismos que irán en incremento.

De la Fuente destacó también la importancia de contar con un marco legal sólido, transparente y predecible para impulsar la inversión y la generación de empleos y seguir avanzando en el fortalecimiento de la seguridad energética del país. Además, señaló que el fortalecimiento de Petróleos Mexicanos es un elemento clave para asegurar el crecimiento energético del País.

Fuente: [www.energyandcommerce.com.mx](http://www.energyandcommerce.com.mx)



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO

LES DESEA UNA

# FELIZ NAVIDAD

y un próspero  
**AÑO NUEVO 2025**

Consejo Directivo Nacional  
**2024 - 2026**



*Ingeniería por México*



## Análisis integral de yacimientos de gas y condensado con zona de petróleo

Autor: Ing. César Israel Méndez Torres  
Co-autores: Ing. Humberto Iván Santiago Reyes  
Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso  
Ing. Nancy Peregrino Chávez

### Resumen

El presente trabajo se enfoca en el análisis de un yacimiento de gas y condensado con una zona de petróleo original, explorando fenómenos poco comunes, algunos escasamente o no documentados en la literatura. Para este tipo de yacimientos, la disminución de la presión del yacimiento durante la explotación conduce a la condensación en la capa de gas y la liberación de gas en la zona de petróleo, resultando en un desplazamiento del contacto gas-petróleo. A través del análisis de °API y la Relación Gas Petróleo (RGP), se reconstruye la historia de producción de gas para optimizar los resultados de los estudios de ingeniería de yacimientos. Como resultado del análisis se logró mapear el avance del contacto de gas-petróleo a condiciones originales de explotación y por último se calculó del volumen original de hidrocarburos en el yacimiento.

Se destaca la importancia de comprender la dinámica de estos yacimientos para maximizar el factor de recuperación a través de un programa de desarrollo (terminación de pozos, implementación de sistemas artificiales y recuperación secundaria) adecuado para aprovechar la energía del casquete de gas y la riqueza de la zona de condensados.

### Introducción

Existe un tipo de yacimientos denominado en la literatura como de gas y condensado con zona de petróleo, en este tipo de yacimientos se puede encontrar una zona de transición o un contacto gas condensado-petróleo definido (para propósitos de este trabajo se denominará CGP), en el cual, el gas se encuentra saturado en su punto de rocío retrógrado y el petróleo se encuentra saturado en su punto de burbuja, por lo que al disminuir la presión del yacimiento producto de la explotación de este, se produce una condensación retrograda en la capa de gas y liberación de gas en la zona de petróleo. El gas liberado de la zona de petróleo se

mezclará con el existente en la capa de gas mientras que el condensado generado en la zona de gas se mezclará con la zona de petróleo. La combinación de estos fenómenos produce un movimiento del CGP (o de la zona de transición) conforme ocurre la explotación del yacimiento y actúan los mecanismos de empuje.

Considerando la segregación de fluidos debido a la gravedad, la presión del yacimiento aumenta con la profundidad, debiendo tener un gradiente mayor en la zona de petróleo debido a la mayor densidad. Sin embargo, en el CGP la presión de burbuja será igual a la presión de rocío, por arriba de dicho contacto, la presión de rocío es menor al igual que la presión de burbuja debido a la mayor presencia de componentes pesados conforme incrementa la profundidad. Para el caso en que la diferencia de densidades es muy reducida, puede no observarse una zona de transición gas a líquido definida. En la Figura 1 se muestra, Figura 1a, los diagramas de fases del gas-condensado y del petróleo en equilibrio, Figura 1b, una esquemática de la distribución de fluidos en un yacimiento de gas condensado con zona de petróleo y Figura 1c, el comportamiento que tendrá la presión de saturación en función de la profundidad.

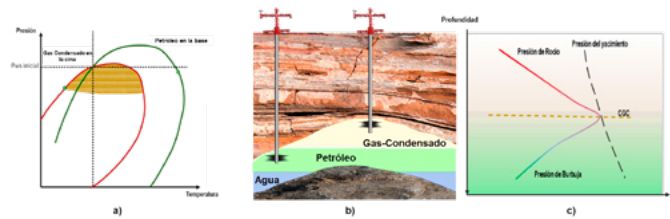


Figura 1. a) Diagrama de fases de los fluidos, b) esquema de un yacimiento de gas-condensado con zona de petróleo c) comportamiento de la presión de saturación contra la profundidad.

Un punto clave en los yacimientos de gas-condensado con zona de petróleo, es que puede existir una columna de fluidos con variación composicional que va desde un gas rico en condensado en la parte alta del yacimiento, un fluido crítico en la zona intermedia y un petróleo volátil a negro en la parte inferior. En ocasiones no existe como tal un contacto gas-petróleo, sino una zona de transición.

La fuerza de gravedad y cambios en la temperatura debido al gradiente geotérmico son las principales causas de la variación composicional de los fluidos en yacimientos con altos espesores o con cambios de profundidad significativos por un alto echado. Los componentes de la mezcla migran de acuerdo con el efecto de barodifusión, que es la difusión de componentes debido a cambios de presión por efectos gravitacionales. Por otra parte, la termodifusión ocurre cuando existe la difusión de componentes debido a la temperatura por un incremento en la profundidad. Autores como Hoier y Whitson señalan otras posibles causas, las cuales son: convección térmica inducida y la migración



incompleta, equilibrio transitorio, precipitación de asfaltenos durante la migración, precipitación de parafinas y aromáticos en las fracciones pesadas, biodegradación, variaciones regionales de C1 y migración diferencial desde varias rocas madre en diferentes unidades de flujo.<sup>1,2,4.</sup>

En la Figura 2 se muestra el comportamiento esperado de la RGP y °API durante el agotamiento de los diferentes tipos de yacimientos. En todos los casos, excepto en yacimientos de gas húmedo y seco, se observa que la RGP aumenta cuando la presión de yacimiento cae por debajo de la presión de saturación, para el caso de un gas húmedo la RGP permanece constante y en un gas seco no hay formación de líquido.

Los °API también tienden a aumentar a presiones por debajo de la presión de saturación, siendo mayor el aumento en el caso de yacimientos de gas y condensado debido a la condensación retrógrada en el yacimiento.

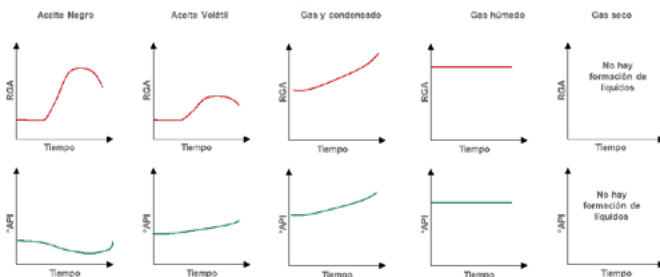


Figura 2. Comportamiento de la RGP y °API en el tiempo.

## Caso de estudio

### Antecedentes

El yacimiento analizado se encuentra ubicado a 20 km al Noroeste de la ciudad de Villahermosa Tabasco. Inicia su etapa productiva en el año 2019 con la perforación hasta el momento de 9 pozos, de los cuales 8 se encuentran operando. Geológicamente, el yacimiento se compone por carbonatos tipo brechas depositados durante el mesozoico a una profundidad aproximada de 5,500 metros.

La principal formación productora es el cretácico wcon un área aproximada de 9.0 km<sup>2</sup> de rocas de carbonato y una profundidad de 5,573 m, con una porosidad del 5% y una permeabilidad de 35 mD. Originalmente se conceptualizó como un yacimiento de gas y condensado de 48°API con una temperatura de 148 °C, presión inicial 308 kg/cm<sup>2</sup> y actualmente se estima una presión estática de 215 kg/cm<sup>2</sup>.

El volumen original documentado previo a este trabajo era de 29.57 MMb de condensado y de 220.04 MMMpc de gas. Con una Np a diciembre de 2023 de 16.3 MMb y una Gp de 80.2 MMMpc. Teniendo factores de recuperación son de 76% y 54% para el petróleo y gas respectivamente, valores que no son consistentes para un yacimiento de gas y condensado bajo saturado a condiciones iniciales de explotación.

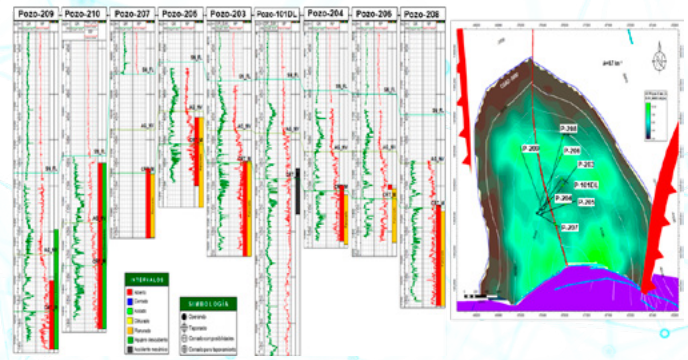


Figura 3. Sección transversal y mapa estructural.

En cuanto a su vida productiva se puede dividir en tres partes, Figura 4:

Etapa 1 (2019-2020). En julio de 2019 se inicia el desarrollo del yacimiento con los pozos P-203, P-204 y P-205 con una presión inicial cercana a los 308 kg/cm<sup>2</sup>. Por medición se tiene una RGP de 1575 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, 47.3 °API y una densidad relativa del gas de 0.674.

Etapa 2 (2020-2021). En septiembre de 2020 se incorpora a producción el pozo P-206 y en noviembre de ese año el pozo P-208. En este periodo de tiempo se observa decremento de los °API en algunos pozos.

Etapa 3 (2021-2023). Inicia su declinación, se intuye que el yacimiento se encuentra por debajo de la presión de rocío presentando en un inicio incremento de condensados y disminución en la producción de gas (no se cuenta con PVT representativo del campo) y en la RGP medida. En septiembre de 2021 se incorporan a producción el pozo P-209 y en febrero de 2022 el pozo P-210 con una RGP de 197 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, 37.35 °API y una densidad relativa del gas de 0.728. Debido a la disminución en el gas de producción algunos pozos dejan de aportar fluidos en superficie por igualación de presiones en cabeza.

En diciembre 2021, abril y octubre 2022 se iguala el pozo P-204, en octubre y noviembre 2022, se iguala el pozo P-207, por lo que es necesario implementar la reducción de la presión de la línea de descarga y el Bombeo Neumático Autoabastecido. Durante el año 2024 se ha implementado el Bombeo Neumático Autoabastecido con lo cual se han alcanzado gastos de líquido mayores a 2,000 bd.

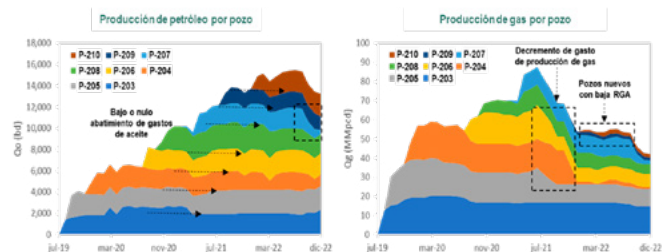


Figura 4. Comportamiento de producción de petróleo y gas por pozo.

Como se puede apreciar en la Figura 5 a), a pesar de que los pozos han entrado a distintas fechas, los gastos de producción de petróleo son similares, mientras que para el caso del gas se observa una disminución de los gastos producidos en los últimos pozos a la fecha de entrada a producción. Este comportamiento se refleja en la producción acumulada de gas principalmente, mientras que para el petróleo todos los pozos siguen un comportamiento similar, Figuras 5 b) y c).

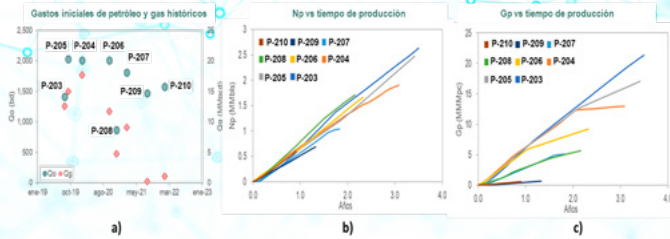


Figura 5. a) Comportamiento gastos iniciales de gas y petróleo por pozo, b) Producción acumulada de petróleo contra años operando, c) Producción acumulada de gas contra años operando.

**Desarrollo**

Un hecho importante y que detono parte del presente análisis, fue el monitoreo del comportamiento de los °API<sup>3</sup>, valores que son obtenidos a partir de muestras de superficie y que en un inicio promediaban 47.3°API, posteriormente inicia cierto incremento hasta alcanzar los 49.8°API, para posteriormente disminuir drásticamente a 37.3 °API, lo cual representa una variación de más 10 °API, como lo muestra la Figura 6.

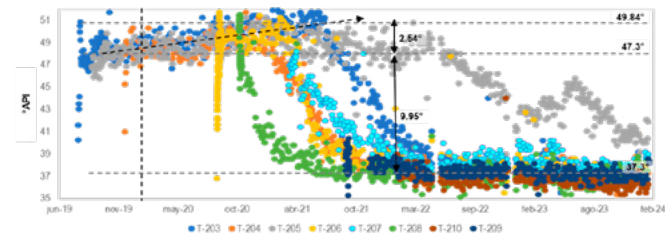


Figura 6. Comportamiento de °API por pozo.

En cuanto al comportamiento de RGP se validaron los valores reportados diarios contra los valores medidos encontrando algunas inconsistencias de disminución abrupta o valores constantes durante largos periodos de tiempo, siendo el pozo P-204 el más notable, Figura 7. Sin embargo, se observó disminución de la RGP de valores mayores a 1,500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> a cerca de los 200 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

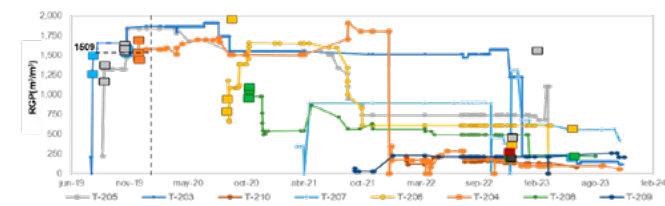


Figura 7. Comportamiento de RGP medida contra reportada.

Para corregir dichos valores de RGP que por consiguiente impactan en la producción diaria y producción acumulada, se realizó una regresión entre el comportamiento observado en los °API y la RGP. Es decir, a cada valor medido de RGP según la fecha, se le asocio el valor correspondiente de °API visto en el pozo medido, dichos valores fueron graficados y se les asocio una regresión como se muestra en la figura 8a. La historia de producción de gas fue reconstruida en función de los °API vistos mes con mes en cada pozo y la regresión obtenida previamente. Como se puede observar en la Figura 8b, en cuanto a producción acumulada los valores son similares, sin embargo, la distribución es distinta. La efectividad de este procedimiento se calibró en cada pozo graficando la producción de gas diaria estimada (línea roja continua), producción de gas diaria reportada (línea negra continua), producción de gas medida (cuadros dorados), producción de gas acumulada estimada (línea roja punteada) y producción de gas acumulada reportada (línea negra punteada), Figura 9.

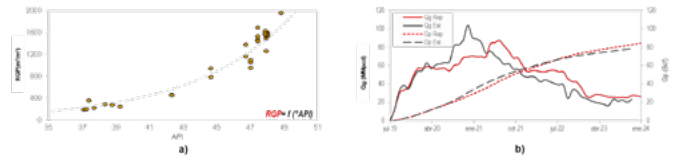


Figura 8. a) Regresión de °API vs RGP, b) Comparativa de producción diaria y acumulada reportada contra estimada.

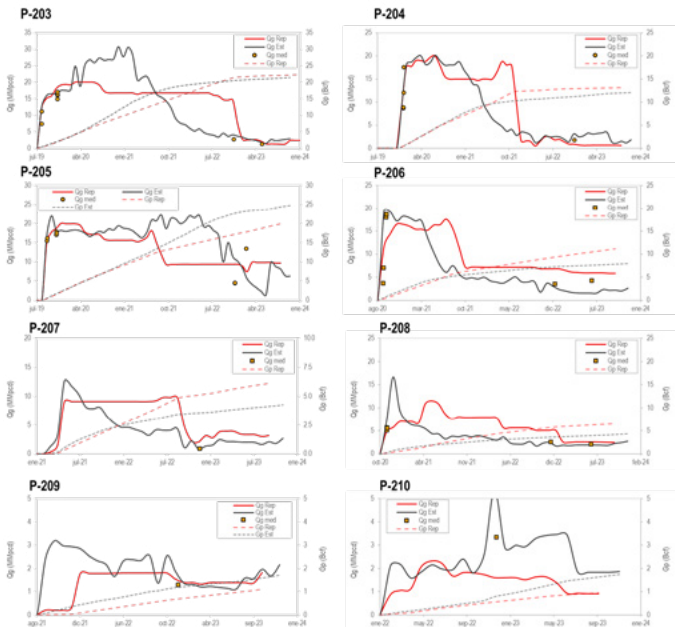


Figura 9. Comparativa de gas reportada, medida y estimada, por pozo.

Parte de la justificación de dicho ajuste de la RCG con los °API se debe a que durante el desarrollo del análisis se observó que los pozos más altos estructuralmente fueron los que alcanzaron mayores valores de °API y los últimos en empezar a disminuir, mientras que los pozos más profundos fueron los que manifestaron los valores de °API más bajos

y a tiempos más cortos. Figura 10. Adicionalmente al correlacionar la fecha en que se alcanzó el mayor valor de los °API con la base del intervalo y la cima del intervalo con la fecha en que se estabilizaron los °API en los valores bajos, es posible usar los °API como un marcador de un avance en el contacto de Gas petróleo, Figura 11.

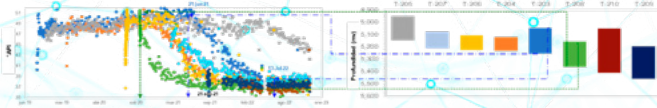


Figura 10. Comportamiento de °API vs tiempo y profundidad del intervalo productor.

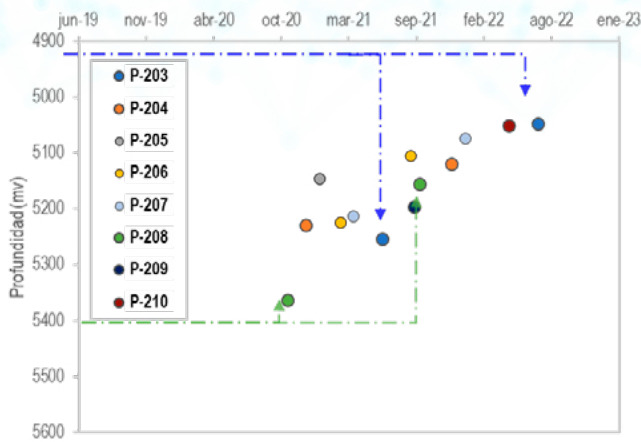


Figura 11. Empleo de los °API como trazador de avance del contacto gas-zona de petróleo.

### Resultados

Una vez mapeado el avance del contacto de gas petróleo se realizó el ejercicio de graficar la producción acumulada de condensado (petróleo) y de gas contra la profundidad, de tal forma que se estimó la profundidad entre 5,350 y 5,413 mv a una  $N_p, G_p = 0$ , es decir, el CGP original, Figura 12.

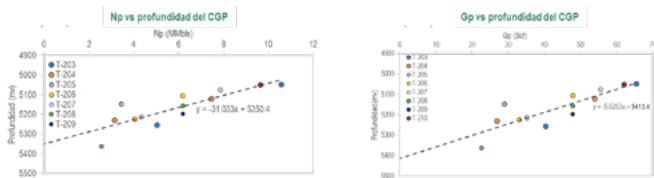


Figura 12. Estimación del contacto original gas-petróleo.

Empleando el volumen poroso del yacimiento contra la profundidad y con el valor obtenido del CGP se determinó el volumen original de gas y se ajustó un balance de materia mediante el cual se pudo reproducir satisfactoriamente el comportamiento de presión. Adicionalmente se realizaron múltiples sensibilidades al volumen de la zona de petróleo y a la posible presencia de un acuífero bajo la premisa de reproducir el avance del CGP y un CAP. Para lo cual se logró con éxito como se muestra en la figura 13.

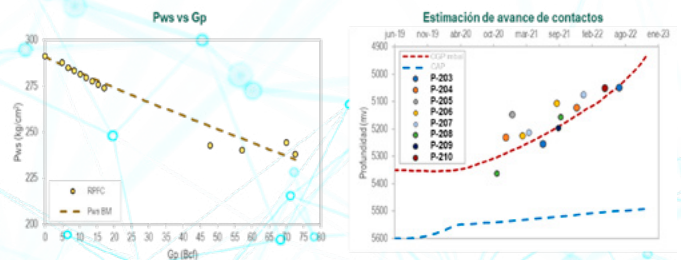


Figura 13. Ajuste de Pws por BM y estimación de avance de contactos.

De la sensibilidad realizada al volumen de la zona de petróleo, se determinó un valor de 130 MMb de volumen original.

Si bien no se cuenta con un dato exacto del Contacto agua-petróleo, debido a que ningún pozo lo ha visto, en las múltiples simulaciones realizadas se observó que para generar un efecto de retracción de la zona de gas era necesario añadir una fuerza que empujara la zona de petróleo hacia arriba y retrajera el CGP como se infiere que ocurre, lo anterior justifica el por qué los pozos disminuyen su RGP medida y la variación tan drástica en los °API que pasan de valores típicos de un condensado a valores de petróleo negro.

Este efecto se representa esquemáticamente en la Figura 14.

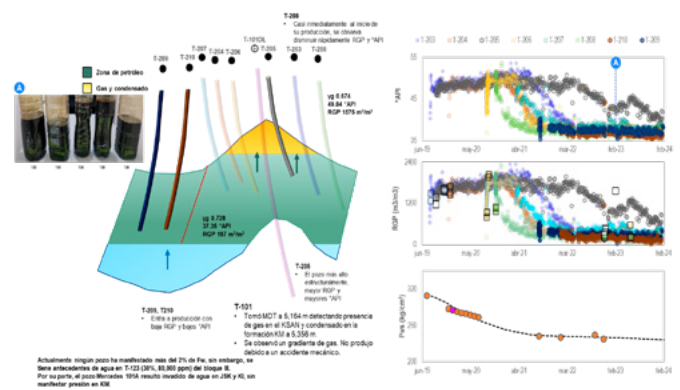


Figura 14. Conceptualización de retracción de contacto gas-petróleo.

El presente trabajo sirvió para comprender los fenómenos poco comunes que ocurren en este tipo de yacimientos y dar una explicación al comportamiento de los °API y la RGP. Adicionalmente se pudo generar las bases para generar un modelo de simulación, el cual también pudo reproducir presión, producción de fluidos y avance de contactos.

En la Figura 15 se muestran los resultados obtenidos con el simulador en comparación con los datos observados a nivel campo y en la Figura 16 se muestra la distribución inicial de fluidos.

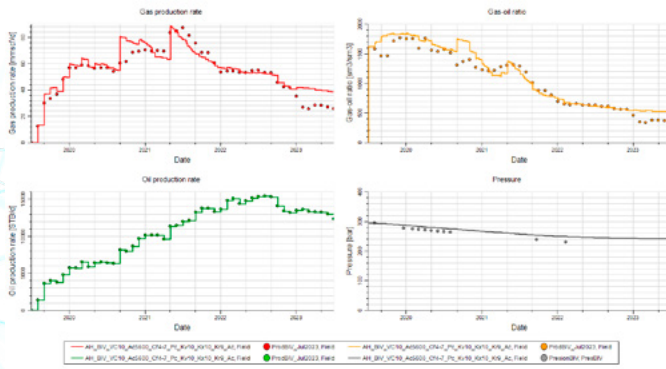


Figura 15. Ajuste histórico.

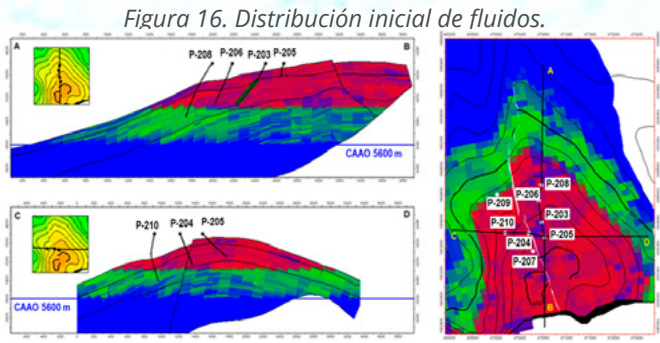


Figura 16. Distribución inicial de fluidos.

**Conclusiones y recomendaciones**

La presencia zona de petróleo en yacimientos de gas - condensado es un fenómeno aún puede ser estudiado a profundidad, aunque hay algunos casos documentados en la literatura como los campos El Furrial, Carito y Cusiana<sup>1</sup>, es primordial entender el comportamiento dinámico que ocurre en este tipo de yacimientos con la finalidad de crear estrategias de explotación para maximizar el factor de recuperación. Entender el comportamiento de los °API y la variación en los datos medidos de RGP, fue la clave para estimar el avance del CGP. En este tipo de yacimientos se comprobó que a mayor profundidad se presentan menores °API y menor RGP debido a la presencia de fluidos más pesados.

Hasta diciembre de 2023 solo pocos los pozos que presentan un bajo corte de agua, esta es atribuida a agua de condensación ya que presentan salinidades de menos de 3,000 ppm y corresponden a pozos localizados en la parte alta de la estructura. De acuerdo con el análisis de balance de materia se infiere la presencia de un acuífero, lo anterior es necesario para lograr que la zona de petróleo avance hacia la parte alta de la estructura. De no existir dicho acuífero el volumen de la zona de petróleo debería ser mucho mayor, sin embargo, esto no ajustaría con el volumen estimado mediante el modelo estático. El gradiente composicional vertical en ocasiones se ignora, sin embargo, puede tener un efecto considerable en la cuantificación de volúmenes originales y reservas de hidrocarburos. Con la metodología aplicada se logró

realizar una mejor estimación del volumen original y reservas de hidrocarburos en el campo, teniendo valores de factor de recuperación acordes a lo esperado.

**Nomenclatura**

- CGP = Contacto gas -petróleo
- CAP = Contacto agua - petróleo
- Frg = Factor de recuperación de gas
- Frc = Factor de recuperación de condensado
- MMb = Millones de barriles
- MMMpc = Miles de millones de pies cúbicos
- RGP = Relación gas-condensado

**Agradecimientos**

Los autores agradecen a Petróleos Mexicanos por proporcionar todas las facilidades para hacer posible la publicación de este trabajo.

Un agradecimiento especial a todo el equipo de trabajo que ha colaborado en este proyecto.

**Referencias**

1. Rojas, G. (2003). Ingeniería de yacimientos de gas y condensado. Puerto la Cruz, Venezuela.
2. Whitson, C. H., Fevang, Ø., & Yang, T. (2000). Gas condensate PVT – What’s really important and why?
3. Paredes, J. E. (2017). Fluid contact monitoring using API tracking: A novel methodology for reservoir surveillance.
4. Oliveira Espósito, R. (2017). Compositional grading in oil and gas reservoirs. Elsevier Inc.

**Ing. César Israel Méndez Torres**



Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en el 2012. Ingresó a PEP en el año 2013 mediante el programa de Talento PEP, donde se incorporó al área de productividad de pozos en el Activo Integral de Producción Bellota Jujo. En el 2019 se incorpora a la Gerencia de Planes de Explotación como parte del Grupo de Caracterización Dinámica del CERS. Actualmente forma parte del Grupo Núcleo de la GPET y de la Coordinación Técnica de Soporte a la Producción y a la Coordinación Técnica de Soporte a la Producción. Ha participado en el desarrollo de publicaciones técnicas en congresos nacionales en temas referentes a la productividad de pozos e ingeniería de yacimientos. Miembro activo del CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México) sección Villahermosa.

# Diagnóstico del comportamiento de yacimientos de gas y condensado saturados a partir de la evaluación de su producción

Autor: Ing. Humberto Iván Santiago Reyes  
 Co-autores: Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso  
 Ing. César Israel Méndez Torres  
 Mtra. Yuliana Ivette Torres García  
 Ing. Rafael Pérez Vázquez

## Resumen

La complejidad de los yacimientos de gas y condensado radica en que, al alcanzar la presión de saturación, se presenta el fenómeno de condensación retrógrada, lo que provoca que se tengan pérdidas de producción de condensados. El fenómeno de condensación retrógrada puede presentarse en la vecindad del pozo, producto de altas caídas de presión, aun cuando la presión estática del yacimiento se encuentre por encima de la presión de rocío.

Para mejorar nuestro entendimiento del impacto en producción que se tiene una vez que se alcanza la presión de rocío, se realizó un estudio de los 10 yacimientos de gas y condensado más importantes del sistema. Para cada uno de los yacimientos se realizó un análisis convencional de ingeniería de yacimientos complementado con análisis del comportamiento de producción antes y después de alcanzar la presión de saturación para evaluar los factores de declinación esperados una vez que los yacimientos operen por debajo de la presión de rocío.

Como resultado de este trabajo se identificó que el ritmo de extracción resultó ser la variable con mayor correlación con el factor de declinación posterior a alcanzar la presión de rocío. Con la información analizada se construyó una correlación entre el ritmo de extracción del yacimiento y el factor de declinación con un coeficiente de determinación de 0.8.

Los resultados de este trabajo pueden utilizarse para la generación de pronósticos de producción en yacimientos de gas y condensado bajosaturados que comienzan su desarrollo, mostrándose en este escrito un caso de aplicación.

## Introducción

En los yacimientos de gas y condensado la composición original del fluido se encuentra en fase gaseosa permaneciendo constante hasta alcanzar la presión de rocío,

tal cual se puede apreciar en el diagrama de fases mostrado en la Figura 1.

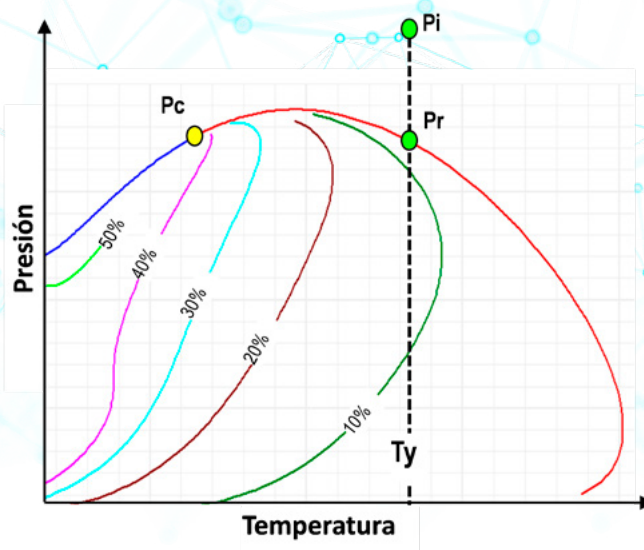


Figura 1. Diagrama de fases conceptual de un yacimiento de gas y condensado.

La complejidad de este tipo de yacimiento radica en que, al alcanzar la presión de saturación, producto de la extracción de hidrocarburos del yacimiento, se presenta el fenómeno de condensación retrógrada, lo que provoca que se tengan pérdidas de producción de condensados. El fenómeno de condensación retrógrada puede presentarse en la vecindad del pozo, producto de altas caídas de producción, aun cuando la presión estática del yacimiento se encuentre por encima de la presión de rocío, como se muestra en la Figura 2.<sup>1</sup>

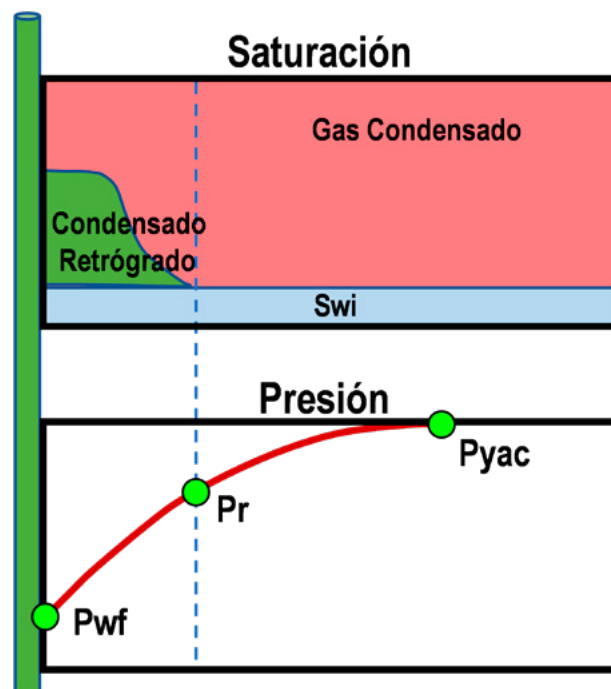


Figura 2. Formación de bancos de condensado en la vecindad del pozo.

Con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de los recursos petroleros de la nación, se han llevado a cabo diversos proyectos de reingeniería de yacimientos de gas y condensado, los cuales han permitido mejorar nuestra comprensión del comportamiento de este tipo de yacimientos, llegando a identificar fenómenos considerados como improbables y que en ocasiones son descartados en la literatura técnica. Sin embargo, antes de mostrar los puntos más relevantes de este trabajo es importante establecer un parámetro de referencia del comportamiento esperado de los yacimientos de gas y condensado.

### Comportamiento esperado de la relación condensado gas y °API

Cuando en un yacimiento de gas y condensado se produce un abatimiento de presión a temperatura constante y se alcanza la presión de rocío, se entra en la región de dos fases ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; de acuerdo con lo documentado en la literatura técnica, los hidrocarburos depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido.

Por debajo de la presión de rocío, el condensado que se deposita en el yacimiento es rico en fracciones pesadas, reduciendo la riqueza del gas y de los condensados producidos en superficie, lo cual se ve reflejado en una tendencia incremental de los °API. Así mismo, al reducir la gravedad específica del gas condensado, disminuye su contenido de líquido y por lo tanto disminuye la relación condensado gas.

Después de alcanzar la presión donde se presenta la condensación retrógrada máxima, comienza a presentarse la revaporización de condensado, la cual puede identificarse con un aumento de la RCG y una disminución de los °API. El comportamiento de la RCG y de los °API en función de la presión se muestra en la Figura 3.

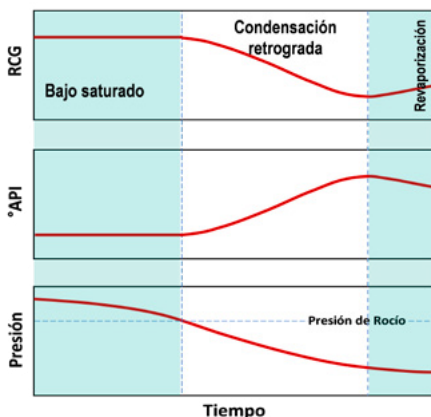


Figura 3. Comportamiento esperado de la RCG y API.

### Problemática de alcanzar la presión de saturación

Al abatirse la presión por debajo de la presión de rocío se presenta el fenómeno de condensación retrógrada, lo que provoca que los condensados del gas se acumulen en el yacimiento, reduciendo la permeabilidad efectiva al gas, por lo que no solo el gas pierde riqueza por la pérdida de condensados, sino que también se han observado casos donde el factor de declinación de gas aumenta una vez que se alcanza la presión de saturación. Dicho lo anterior, el impacto de alcanzar la presión de rocío puede ser discretizado en dos grandes componentes:

- Reducción de productividad del gas: de acuerdo con literatura técnica, la recuperación de gas únicamente se ve afectada por efectos de condensación retrógrada para bajos valores de kh (menores a 1,000 md-ft). adicionalmente también afectan las permeabilidades relativas y la saturación de condensado en la vecindad del pozo.
- Reducción de recuperación de líquidos: se puede llegar a tener una pérdida de 10-50% del gasto de líquidos en función de la permeabilidad, la composición del fluido y la saturación crítica del condensado<sup>2</sup>. En la Figura 4 se muestra una correlación obtenida con datos publicados de literatura técnica, en donde se muestra el impacto que tiene la permeabilidad de la roca en los valores de saturación crítica del condensado.

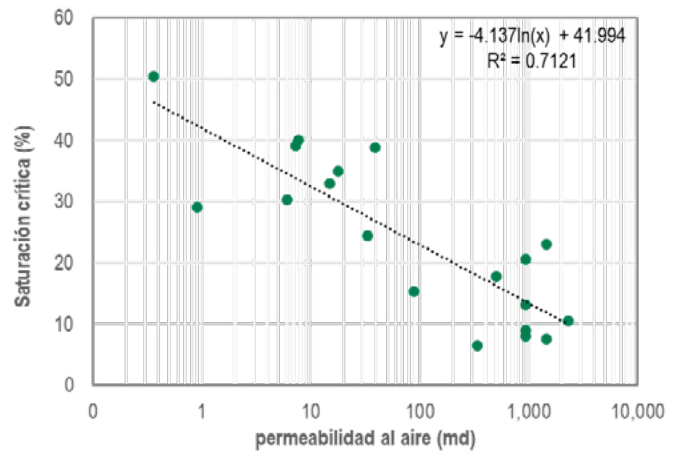


Figura 4. Correlación entre saturación crítica del condensado y permeabilidad de la roca.

### Fenómenos presentes en yacimientos de gas y condensado

Mediante la observación y análisis del comportamiento dinámico de numerosos yacimientos de gas y condensado de Pemex Exploración y Producción, se han logrado identificar fenómenos representativos de este tipo de yacimientos, capitalizando este conocimiento en la toma de decisiones en diversos rubros tales como: documentación de reservas, diseño de estimulaciones, definición de un plan de desarrollo y caracterización dinámica de yacimientos.

Gran parte del conocimiento adquirido ha sido posible mediante el monitoreo de los  $^{\circ}\text{API}$  de los pozos productores, los cuales han resultado ser de mucha utilidad para la caracterización de yacimientos y el entendimiento del comportamiento de flujo en el medio poroso.

A continuación, se muestran tres estudios representativos de diferentes fenómenos identificados con el monitoreo de los  $^{\circ}\text{API}$ .

### Caso de estudio 1: Formación de anillos de condensado en el yacimiento T

Cuando la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) es menor a la presión de rocío producto de daño a la formación, se genera condensado en la vecindad del pozo, el cual reduce su productividad. Los componentes más pesados del condensado se depositan en el fondo del pozo, por lo que a superficie solo llegan los componentes más ligeros. Esta condición puede ser monitoreada con los grados API, los cuales son un indicio importante para conocer si se están formando condensados en la vecindad del pozo. Lo descrito anteriormente se muestra en la Figura 5.

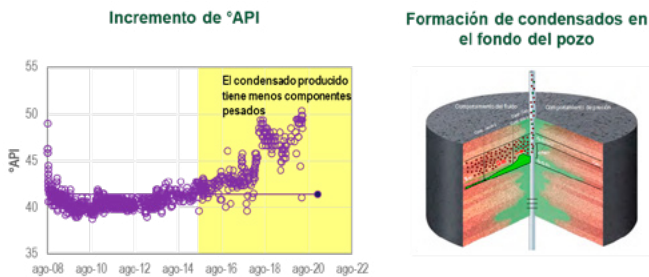


Figura 5. Formación de anillos de condensado en la vecindad del pozo.

Al estudiar el comportamiento de producción de 4 pozos de un yacimiento de gas y condensado (yacimiento T), se observa una relación entre el incremento de los grados API del condensado vs la declinación de la producción de gas como se muestra en la Figura 6; este incremento en los grados API obedece a la producción de licuables en superficie, por lo que es muy probable que en la vecindad del pozo se estén generando bancos de condensado.

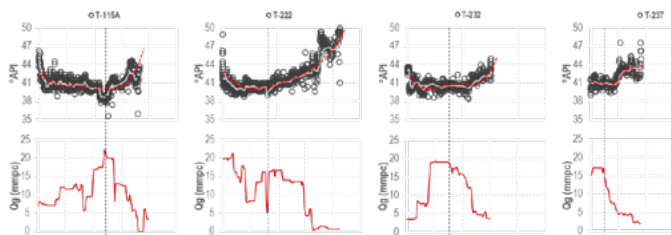


Figura 6. Relación entre el comportamiento de los  $^{\circ}\text{API}$  y la producción de gas de los pozos.

Dentro de la cuestión práctica, este fenómeno se debe

contemplar en el diseño de estimulaciones a pozo, con el objetivo de que el tratamiento sea lo más efectivo posible y remover los condensados (tratamiento con alcoholes). Adicionalmente si se tiene la evidencia de que la  $P_{wf}$  de los pozos se encuentra cercana a la presión de rocío se recomienda controlar el gasto de los pozos para mantenerse por arriba de la presión de saturación y evitar la formación de condensados.

### Caso de estudio 2: Movilidad de condensado retrógrado en el yacimiento C

A lo largo de su desarrollo, la presión del yacimiento C se abatió por debajo de la presión de rocío, por lo que fue posible observar el incremento gradual de los  $^{\circ}\text{API}$  característico de los yacimientos de gas y condensado saturados, sin embargo, se identificaron tres pozos con una marcada tendencia descendente de los  $^{\circ}\text{API}$ , comportamiento no representativo bajo las condiciones de desarrollo del yacimiento (Figura 7).



Figura 7. Identificación de pozos con tendencias anormales de  $^{\circ}\text{API}$ .

Posteriormente se establecieron algunas hipótesis sobre las razones que pudieran causar la disminución de los  $^{\circ}\text{API}$ , siendo la más aceptada la producción de condensados retrógrados barridos por un acuífero activo. Para ilustrar lo anterior, en la Figura 8 se muestra una representación de la producción de condensados retrógrados y su mecanismo de producción. En la Etapa 1 el yacimiento se encuentra bajo saturado, por lo que los API se mantienen constantes, en la Etapa 2 se alcanza la presión de rocío por lo que se observa un incremento en los  $^{\circ}\text{API}$  y por último en la Etapa 3 se producen condensados en los pozos por efecto de segregación gravitacional, provocando la disminución de los valores de  $^{\circ}\text{API}$  observados.

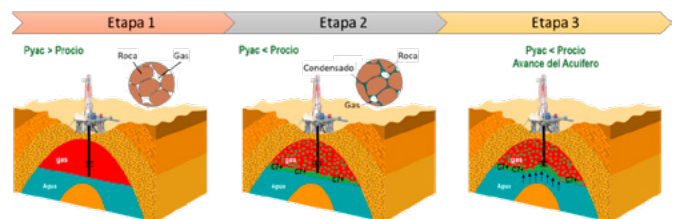


Figura 8. Representación esquemática de la producción de condensados retrógrados.

La hipótesis planteada sugiere que se debería tener una mayor producción acumulada de condensados que la esperada bajo la premisa de que el condensado retrógrado permanece inmóvil en el yacimiento. Para validar este punto se calculó el valor de la relación condensado gas (RCG) en

función de la presión considerando que los condensados se mantienen inmóviles utilizando una metodología publicada por Curtis Whitson<sup>3</sup>. Los resultados de los cálculos de RCG fueron comparados con los datos reales, observando que estos últimos son mayores a los calculados, confirmando la movilidad de condensado en el yacimiento. De acuerdo con los cálculos realizados, se estimó que a la fecha de análisis se había producido un volumen de aproximadamente 15 MMb de condensado retrógrado.

### Caso de estudio 3: Producción de una pierna de aceite en el yacimiento B

El yacimiento B originalmente se tenía conceptualizado como productor de gas y condensado bajosaturado a las condiciones iniciales de desarrollo. Sin embargo, conforme se ha desarrollado el yacimiento se han presentado evidencias en el comportamiento de producción de los pozos que sugieren que el planteamiento inicial no era el más adecuado.

La disminución en un promedio de 10° API de los fluidos producidos es un indicador de la producción de un fluido más denso que el originalmente observado (Figura 9). Esta observación se complementó con la disminución de la relación gas-aceite a valores representativos de un aceite volátil, lo que permitió deducir que el yacimiento se encontraba saturado desde el inicio de su desarrollo, presentándose dos fases separadas por un contacto gas-aceite.

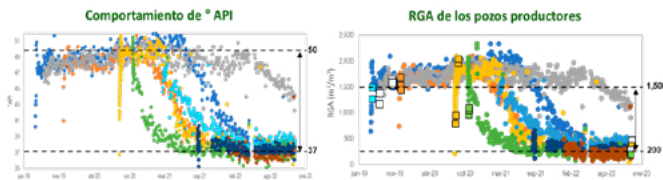


Figura 9. Comportamiento de los °API y de la RGA de los pozos productores.

El comportamiento anterior puede ser conceptualizado en tres etapas claramente distinguibles:

1. Yacimiento saturado a condiciones iniciales y con la presencia de una pierna de aceite. En esta etapa de desarrollo del yacimiento únicamente se produce de la zona de gas y es caracterizada por que los pozos producen con altos valores de RGA y °API.
2. Agotamiento del casquete de gas y avance del contacto gas condensado. Se observan pozos produciendo con menor RGA y se presenta una marcada disminución de los °API en la mayoría de los pozos.
3. La mayoría de los pozos producen de la zona de aceite con RGA de aproximadamente 200 m³/m³. Algunos pozos presentan problemas de flujo debido a la reducción de la RGA, por lo que se debe contemplar la implementación de sistemas artificiales de producción.

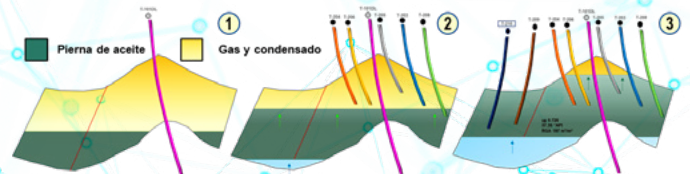


Figura 10. Conceptualización del comportamiento dinámico del yacimiento.

Con este análisis fue posible justificar cambios en el volumen original de hidrocarburos del yacimiento y sentó las bases para la elaboración de un modelo de simulación numérica que representa los fenómenos observados.

### Metodología para evaluar el factor de declinación de gas y condensado por debajo de la presión de rocío

De acuerdo con lo descrito anteriormente, los yacimientos de gas y condensado presentan fenómenos muy particulares (especialmente por debajo de la presión de saturación) que impactan en el factor de declinación de producción y que en ocasiones son complicados de modelar de forma analítica o en modelos de simulación numérica sin refinamientos locales.

Para mejorar nuestro entendimiento del impacto en producción que se tiene una vez que se alcanza la presión de rocío, se realizó un estudio de los 10 yacimientos de gas y condensado más importantes del sistema. Para cada uno de los yacimientos se realizó un análisis convencional de ingeniería de yacimientos complementado con análisis del comportamiento de producción antes y después de alcanzar la presión de saturación. En la Figura 11 se muestra el flujo de trabajo para el análisis de los yacimientos de gas y condensado de este estudio.



Figura 11. Flujo de trabajo para el análisis de yacimientos de gas y condensado.

A continuación, se describe cada paso del flujo de trabajo, junto con un caso particular de aplicación para el yacimiento CC.

**Comportamiento de presión-producción:** Se realizaron gráficos de producción de gas, condensado, relación condensado-gas y corte de agua para visualizar los factores de declinación de gas y la reducción de líquidos una vez que se alcanza la presión de rocío. Para el yacimiento analizado se muestra el gráfico especializado de P/Z vs Gpt para evaluar el volumen original y reservas en yacimientos de gas



(apéndice 2). De esta grafica se pueden estimar el volumen original de gas y condensado del yacimiento, 2,684 Bcf y 424 MMb respectivamente, y los volúmenes recuperables, 1,719 Bcf para gas y 184.9 MMb de condensado (Figura 12).

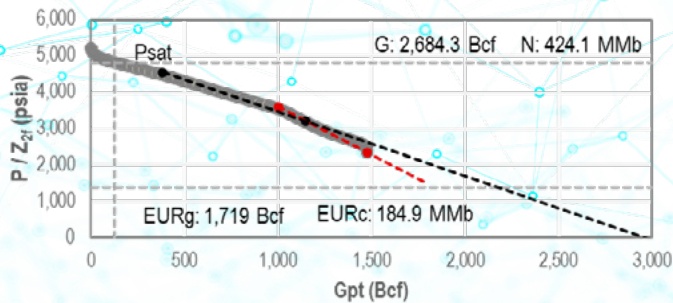


Figura 12. Evaluación de volúmenes originales y recuperables.

Posteriormente, se calculan los diferentes factores de declinación observables en las gráficas de producción total de gas y condensado del yacimiento y se evalúa la pérdida de riqueza de gas mediante el comportamiento de un gráfico de RCG vs tiempo y su comparación con el caso teórico en el cual todo el condensado retrogrado es inmóvil a condiciones del yacimiento (Figura 13). Cabe resaltar que se puede observar una plataforma de producción de gas de 10 años posterior a alcanzar la presión de rocío, sin embargo, la producción de condensado comienza a declinar con un factor de declinación mensual de 0.9%, evidenciando la pérdida de riqueza del gas.

Al comparar el comportamiento de la RCG reportada con una referencia teórica (movilidad nula del condensado retrogrado en el yacimiento), es posible identificar similitudes bastante importantes en el comportamiento hasta el año 2005, donde la RCG incrementa considerablemente hasta valores superiores a la RCG inicial, lo que indica un cambio en los mecanismos de producción y posiblemente la producción de una pierna de condensados generada por segregación gravitacional a lo largo de más de 40 años de desarrollo del yacimiento.

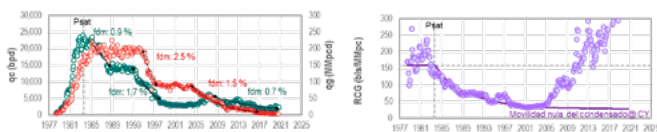


Figura 13. Declinación de producción de gas y condensado y comportamiento de la RCG.

**Análisis de los °API:** Los °API son muy útiles para la identificación de fenómenos en yacimientos de gas y condensado. Algunos de los usos más frecuentes son: determinación de presión de rocío, identificación de bancos de condensado y producción de condensado retrogrado. Para el caso de análisis, se cuenta con información de °API en el periodo 1999-2017, observándose una dispersión promedio de 5 °API entre los datos analizados (Figura 14).

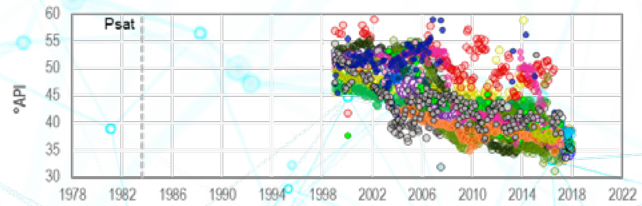


Figura 14. Comportamiento de los °API de los pozos del yacimiento CC.

Se observa una clara tendencia de los °API a disminuir pasando de un promedio de 50 °API, hasta valores de 35 °API. La reducción observada en los valores de °API muestra sincronía con el incremento de los valores de la RCG del yacimiento, lo que indica la producción de un fluido más denso, consistente con la hipótesis de producir de una pierna de condensado planteado con base en el análisis del comportamiento de la curva de relación condensado de gas del yacimiento.

#### Análisis de pérdida de producción posterior a alcanzar la presión de rocío:

Se calculó el factor de declinación promedio por pozo después de alcanzar la presión de rocío. Para evaluar la pérdida de líquidos se comparó la relación condensado gas con respecto a un caso de nula movilidad de condensado retrogrado<sup>1</sup>. Para este análisis se decidió utilizar como parámetro de referencia de pérdida de productividad de condensado el factor de declinación mensual del gasto promedio por pozo, ya que se elimina el efecto de la incorporación de pozos adicionales, que en ocasiones enmascara la pérdida de productividad de los pozos, aunque en general se tienden a observar valores similares. Para el yacimiento analizado, se calcularon los factores de declinación de condensado de la producción promedio por pozo, registrándose el factor de declinación observado posterior a haber alcanzado la presión de rocío (FDm = 0.95%), como se muestra en la Figura 15.

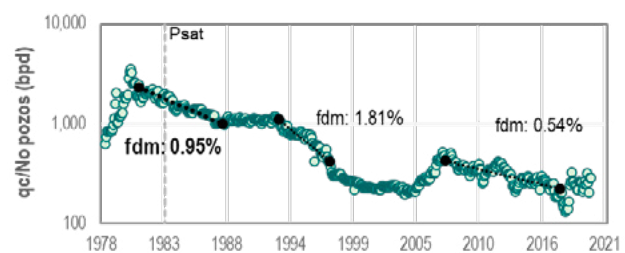


Figura 15. Factor de declinación promedio por pozo, posterior a alcanzar la presión de saturación.

Adicionalmente, para estimar el volumen de condensado remanente en el yacimiento, se utilizó la historia de producción de gas y condensado, así como la RCG a lo largo de la historia de producción, aplicando la siguiente expresión:

Utilizando la ecuación anterior se calculó que el volumen de condensado remanente en el yacimiento es de 267.6

MMb (Figura 16), representando un recurso de interés para procesos de recuperación adicional del yacimiento.

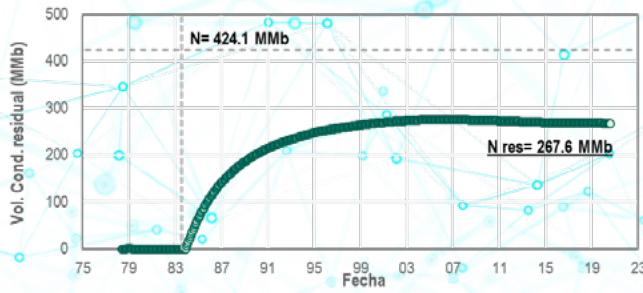


Figura 16. Volumen de condensado remanente en el yacimiento.

**Análisis de balance de materia:** Adicional a los cálculos de volumen y reservas originales presentados en la sección de comportamiento de presión-producción, se elaboró un modelo de balance de materia para cada uno de los yacimientos estudiados con el objetivo de evaluar los mecanismos de empuje predominantes, y de esta forma mejorar nuestro entendimiento del impacto de estos mecanismos en el factor de recuperación final de gas y condensado (Figura 17).

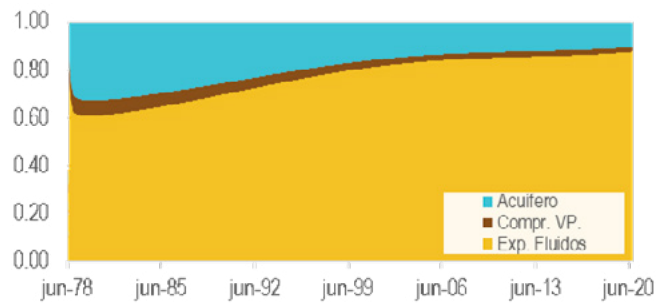


Figura 17. Índices de empuje actuando en el yacimiento.

**Clasificación de los fluidos:** Con los datos del PVT representativo del yacimiento se realizó el diagrama de fases y se clasificó el fluido de acuerdo con la riqueza del gas, y se elaboró una base de datos con las propiedades más relevantes de los fluidos. Este análisis consistió en realizar la clasificación de fluidos de acuerdo con su riqueza, utilizando la clasificación de Dindoruk<sup>4</sup> en función de la RCG, el comportamiento estadístico del % de líquido retrógrado y la evaluación de la cercanía de la temperatura del yacimiento con respecto a la temperatura crítica del diagrama de fases de los fluidos. A continuación, se muestra el ejercicio de clasificación de fluidos realizado para el yacimiento CC (Figura 18).

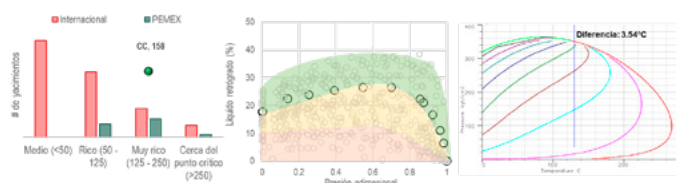


Figura 18. Clasificación de yacimientos de gas y condensado.

Dentro de la clasificación de Dindoruk, el yacimiento CC se considera muy rico en función de su relación condensado gas original. Con respecto al comportamiento de porcentaje líquido retrógrado, el fluido del yacimiento se encuentra dentro del comportamiento alto. Por último, la diferencia entre la temperatura del yacimiento y la temperatura crítica es de 3.54 °C y 3% con respecto a la diferencia entre la temperatura crítica y la temperatura cricondenterma.

**Resultados del análisis**

El flujo de trabajo descrito en la sección anterior fue aplicado para 10 yacimientos de gas y condensado (6 de la Región Marina Suroeste y 4 de la Región Sur), calculando lo siguiente: volumen original y recuperable de gas y condensado, mecanismos de empuje, factores de recuperación, clasificación de fluidos, factores de declinación y el diagnóstico general del comportamiento dinámico de los yacimientos. En la Tabla 1 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de este estudio.

| Yacimiento | Región | RCGi (bls/MMpc) | %API | Tipo de fluido | Ritmo de extracción (%) | Fdc (%) | Frg - Frc (%) |
|------------|--------|-----------------|------|----------------|-------------------------|---------|---------------|
| 1          | RSUR   | 99              | 54   | Rico           | 3.7                     | 0.5     | 66 - 34       |
| 2          | RSUR   | 158             | 44   | Muy rico       | 2.7                     | 1.0     | 64 - 44       |
| 3          | RSUR   | 170             | 45   | Muy rico       | 9.5                     | 1.6     | 73 - 55       |
| 4          | RSUR   | 240             | 39   | Muy rico       | 6.1                     | 1.8     | 87 - 31       |
| 5          | RMSO   | 220             | 43   | Muy rico       | 5.0                     | 2.2     | 69 - 51       |
| 6          | RSUR   | 126             | 46   | Muy rico       | 6.9                     | 2.4     | 73 - 60       |
| 7          | RMSO   | 215             | 43   | Muy rico       | 7.2                     | 2.6     | 62 - 48       |
| 8          | RSUR   | 137             | 41   | Muy rico       | 9.3                     | 4.3     | 53 - 47       |
| 9          | RMSO   | 162             | 40   | Muy rico       | 10.7                    | 5.5     | 72 - 61       |
| 10         | RMSO   | 274             | 44   | Cercano al P.C | 12.8                    | 8.7     | 60 - 48       |

Tabla 1. Resumen de resultados.

Cabe precisar que el factor de declinación de condensado mostrado en la Tabla 1 es el factor declinación promedio por pozo observado inmediatamente después de alcanzar la presión de rocío. Adicionalmente, en esta Tabla se muestra el ritmo de extracción del yacimiento, el cual se define como la producción anual del yacimiento en el momento de su máxima producción dividido entre el volumen original del yacimiento, expresado en porcentaje ( $N_p \text{ anual} / N$  (%), Figura 19).

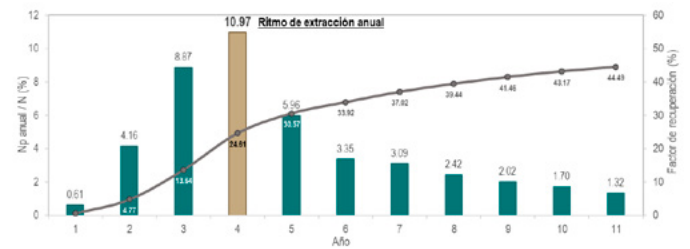


Figura 19. Ritmo de extracción anual del yacimiento

El ritmo de extracción es una medida de la velocidad con la que se está explotando un yacimiento y como referencia el P50 del ritmo de extracción de los yacimientos analizados. Es muy importante destacar que el ritmo de extracción

resultó ser la variable con mayor correlación con el factor de declinación posterior a alcanzar la presión de rocío. En la Figura 20 se muestra la relación entre el ritmo de extracción del yacimiento y el factor de declinación de condensado, observándose un coeficiente de determinación ( $R^2$ ) de 0.8.

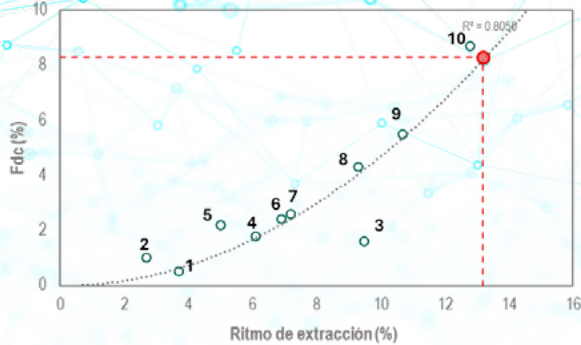


Figura 20. Ritmo de extracción vs factor de declinación de condensado.

Un ejercicio similar fue realizado para conocer el factor de declinación del gas posterior a alcanzar la presión de rocío, obteniéndose los siguientes resultados (Figura 21):

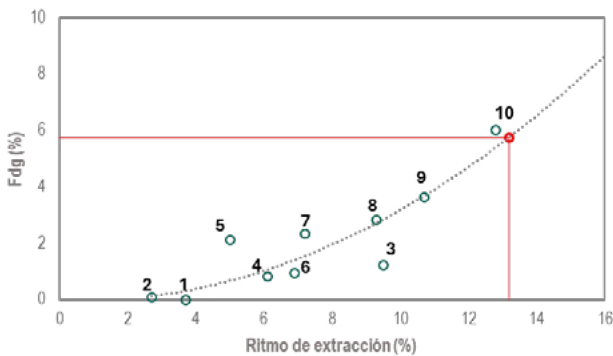


Figura 21. Ritmo de extracción vs factor de declinación de gas.

El factor de declinación estimado por el método gráfico mostrado anteriormente es temporal y tiende a disminuir a valores menores al 2% en un periodo de 30-40 meses en promedio como se muestra en la siguiente figura.

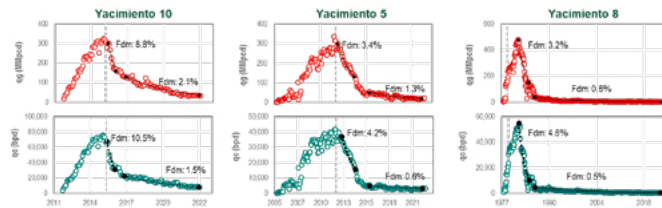


Figura 22. Estabilización de producción de gas y condensado.

Para poder comprender las causas que influyen en la estabilización de producción e intentar caracterizar su comportamiento por debajo de la presión de rocío se analizaron los 10 yacimientos de gas y condensado utilizando el siguiente flujo de trabajo (Figura 23).

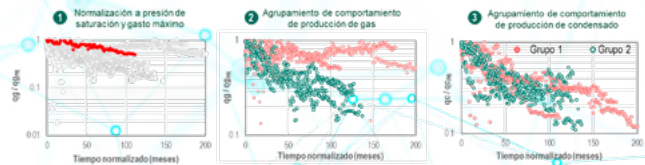


Figura 23. Agrupamiento de yacimientos de acuerdo con su comportamiento de producción de gas.

Al normalizar la producción de gas y condensado, se identificaron dos grupos de yacimientos con comportamiento similar en la producción de gas. En los yacimientos del Grupo 1, el condensado declina a un ritmo superior al del gas y en algunos yacimientos la productividad del gas llega a incrementar. Para los yacimientos del Grupo 2, la declinación del condensado es ligeramente mayor que las del gas y en algunos casos pudiera asumirse que es igual. En la Figura 24 se muestra el comportamiento de gastos normalizados de algunos yacimientos del Grupo 1 y 2.

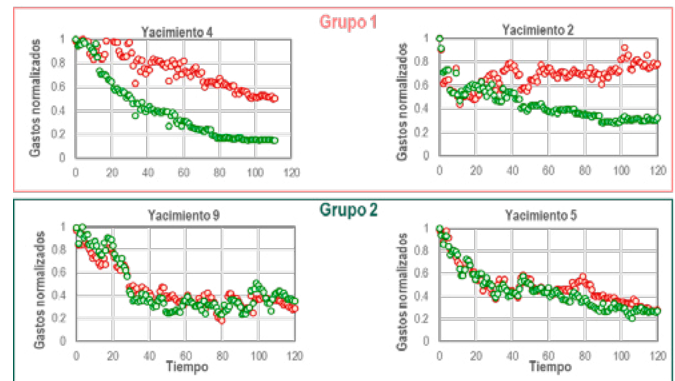


Figura 24. Producción de gas y condensado por Grupo.

En la Tabla 2 se resumen las características principales del comportamiento de producción de gas y condensado para los dos grupos mencionados.

| Grupo   | Comportamiento tipo de producción de gas  | Comportamiento tipo de producción de condensado   |
|---------|---|---|
| Grupo 1 | <ul style="list-style-type: none"> <li>No se observa una tendencia clara para la declinación de la producción de gas posterior a la presión de rocío.</li> <li>Algunos yacimientos de este grupo incluso incrementan su producción de gas posterior a alcanzar la presión de rocío.</li> <li>En general el decremento de la producción de gas es bajo comparado con el comportamiento de producción de condensado.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>La tendencia de producción de condensados es mucho más clara que la de gas para este grupo de yacimientos.</li> <li>El comportamiento tipo podría definirse como doble exponencial.</li> <li>Los factores de declinación están asociados con el ritmo de extracción del yacimiento.</li> </ul>           |
| Grupo 2 | <ul style="list-style-type: none"> <li>A diferencia del Grupo 1, para este caso se observa una tendencia clara en la producción tipo de gas.</li> <li>El comportamiento observado es de doble exponencial.</li> <li>Los factores de declinación están relacionados con el ritmo de extracción.</li> <li>El comportamiento de producción de gas es similar al observado en la producción de condensado.</li> </ul>             | <ul style="list-style-type: none"> <li>El comportamiento tipo para este grupo es muy similar al del Grupo 1.</li> <li>Se observa un comportamiento doble exponencial, el cual está en función del ritmo de extracción del yacimiento.</li> <li>Se pueden observar factores de declinación en un rango entre 1.5-10% aproximadamente.</li> </ul> |

Tabla 2. Características del comportamiento de producción de gas y condensado por grupo.

Para soportar las observaciones plasmadas en la Tabla 2, en las Figuras 25 y 26 se muestran los factores de declinación esperados para gas y condensado, así como el punto de estabilización de la producción.

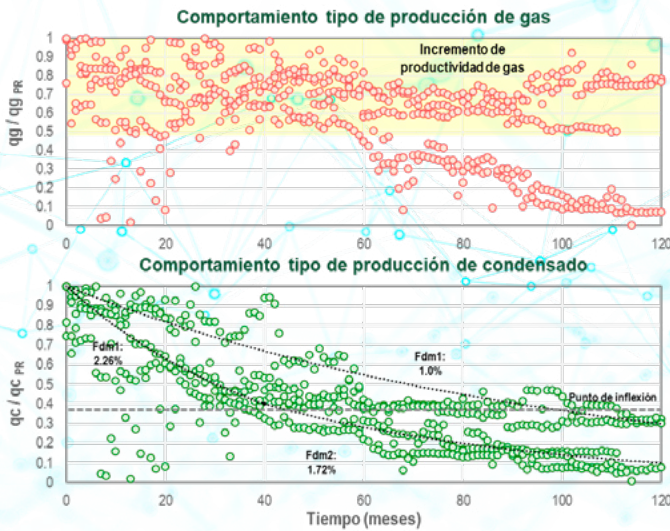


Figura 25. Comportamiento de producción de gas y condensado del Grupo 1.

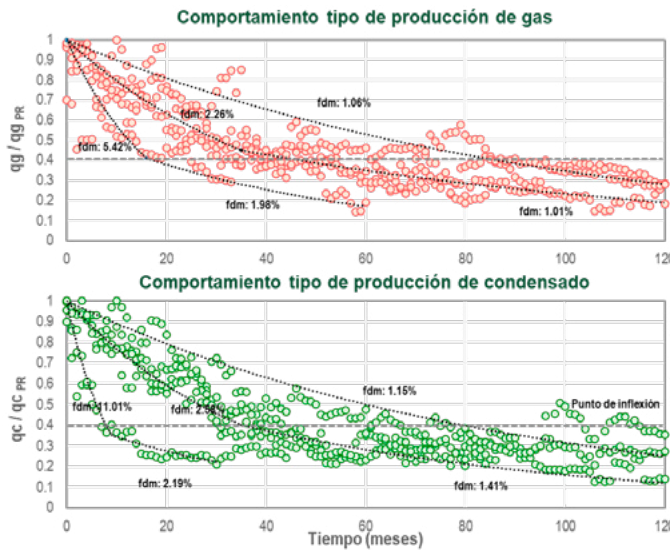


Figura 26. Comportamiento de producción de gas y condensado del Grupo 2.



Figura 27. Propiedades de los fluidos de los grupos identificados.

Por último, para cada yacimiento se graficó el % líquido retrogrado en función del tiempo y se identificó el tiempo en el cual se alcanza el máximo porcentaje de líquido retrogrado. En la Figura 28 se muestra el comportamiento del % de líquido retrogrado en el tiempo, estimándose un valor P50 de 38 meses en alcanzar su máximo valor. Esta cifra coincide con los tiempos estimado de estabilización de la declinación de producción, por lo que se plantea la hipótesis de que el factor de declinación posterior a alcanzar la presión de saturación se mantendrá hasta alcanzar el % máximo de líquido retrogrado y posteriormente se presentará una estabilización de la producción representada por un factor de declinación menor al 2%.

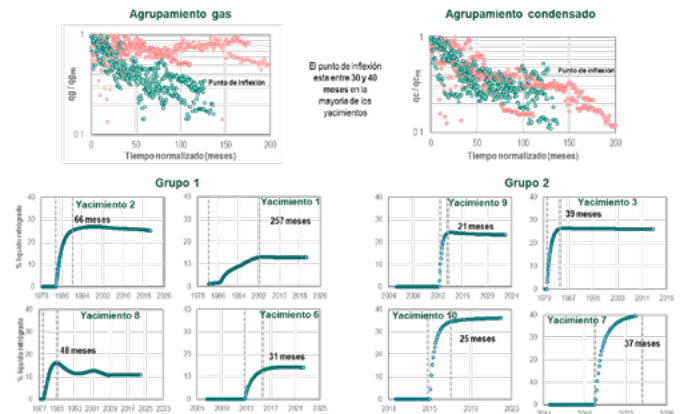


Figura 28. Comportamiento de % líquido retrogrado en el tiempo.

Se realizaron algunos gráficos relacionando propiedades de los fluidos y riqueza de estos (RCG) con el objetivo de identificar similitudes que pudieran ser utilizadas para poder predecir el tipo de comportamiento de los yacimientos, una vez que estos operen por debajo de la presión de rocío. A grandes rasgos, se identificó que los yacimientos del Grupo 2 suelen presentar un mayor porcentaje de líquido retrogrado (mayor a 20%) y un % de C7+ mayor a 8%, en resumen, estos yacimientos se caracterizan por contener fluidos de mayor riqueza respecto a los yacimientos del Grupo 1.

En la Figura 27 se muestran algunos gráficos para visualizar de mejor manera los límites empíricos establecidos para la clasificación de los yacimientos de acuerdo con su comportamiento de producción.

### Caso de aplicación

A continuación, se muestra un ejemplo de aplicación en el cual se busca predecir el comportamiento de producción un yacimiento de gas y condensado una vez que este alcance su presión de saturación. A la fecha de elaboración del análisis, el yacimiento Q había producido 502 Bcf de gas y 134 MMb de barriles, contando con un volumen original de gas de aproximadamente 2,400 Bcf de gas y 660 MMb de condensado. La presión a la fecha de análisis es de 445 kg/cm<sup>2</sup>, 458 kg/cm<sup>2</sup> menor que la presión inicial (903 kg/cm<sup>2</sup>) producto de la extracción y de la ausencia de un acuífero activo.

El fluido se categoriza como gas y condensado rico (RCG = 275 B/MMpc) y su presión de rocío es de 384 kg/cm<sup>2</sup>. En

la Figura 29 se muestra el comportamiento de presión-producción del yacimiento.

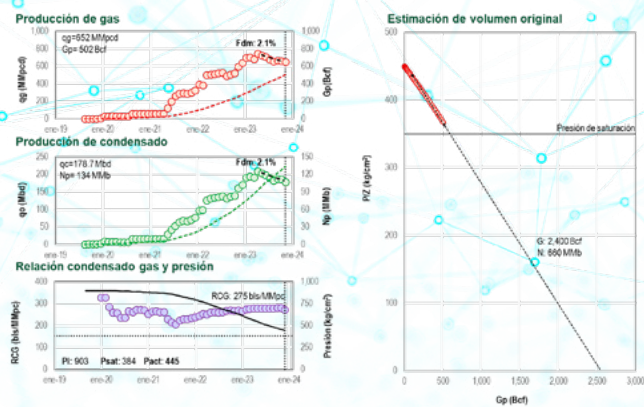


Figura 29. Análisis de presión-producción del yacimiento.

Como se puede observar en la Figura 29, no es posible identificar una tendencia clara de declinación de producción de gas y condensado debido a la continua incorporación de pozos, sin embargo, esto no indica que no se tengan pérdidas en la productividad de los pozos. Por lo tanto, se realizaron gráficos de producción promedio por pozo tanto para el gas y para el condensado, observándose una clara tendencia de declinación con valores cercanos al 5% (Figura 30).

Posteriormente utilizando el ritmo de explotación del yacimiento, calculado en 13.2%, se estima el factor de declinación de gas y condensado que se observara en los pozos una vez que se alcance la presión de saturación en el yacimiento.

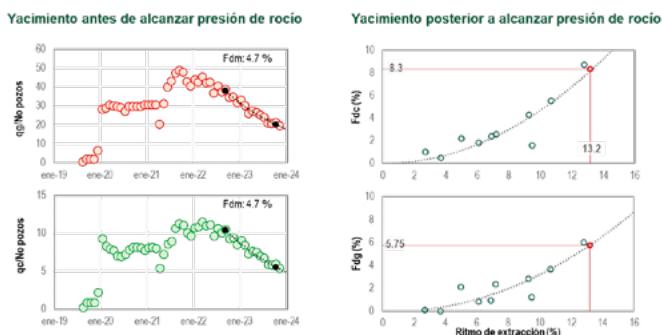


Figura 30. Factores de declinación antes y después de alcanzar la presión de rocío.

Los resultados de este análisis indican que se pueden esperar altos valores de factor de declinación mensual a nivel de pozo una vez que el yacimiento opere por debajo de la presión de rocío, 8.3% y 5.75% para condensado y gas respectivamente. Posteriormente, utilizando el valor de RCG (275 b/MMpc), el porcentaje máximo de líquido retrógrado (35%) y el %mol de C7 (12.5%), se concluye que el comportamiento de producción esperado por debajo de la presión de rocío debería asemejarse al de los yacimientos del Grupo 2 (Figura 31).

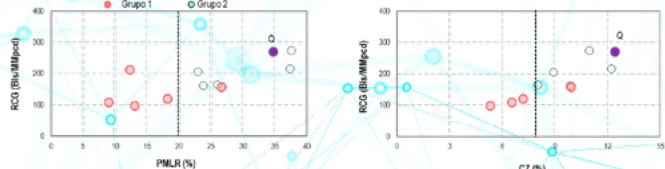


Figura 31. Definición del grupo al que pertenece el yacimiento Q.

Utilizando el comportamiento tipo del grupo 2 y con el conocimiento de que el yacimiento ha sido desarrollado con un alto ritmo de extracción, se espera que 11 meses después de alcanzar la presión de saturación, el factor de declinación de gas y condensado se reduzca a un valor de 1.7% mensual aproximadamente como se muestra en la Figura 32.

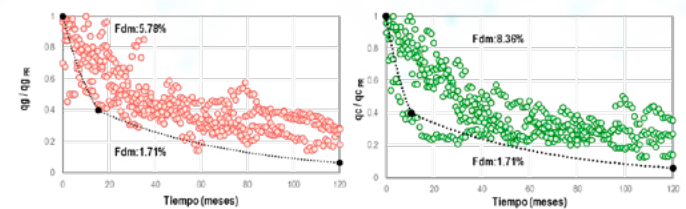


Figura 32. Comportamiento de producción esperado por debajo de la presión de saturación.

Por último, se realiza un pronóstico de producción a nivel de yacimiento contemplando el programa de actividad de desarrollo y los factores de declinación de producción de hidrocarburos antes y después de alcanzar la presión de rocío. Con estas premisas se estimó una recuperación final de 368 MMb de condensado y 1,170 Bcf de gas, lo que representa un factor de recuperación de 48.7% y 55.8% de condensado y gas respectivamente. Cabe resaltar que este pronóstico de producción no contempla los efectos de que en algunos pozos se alcance prematuramente la presión de rocío. En la Figura 33 se puede observar el pronóstico de producción construido con la metodología propuesta en este trabajo.

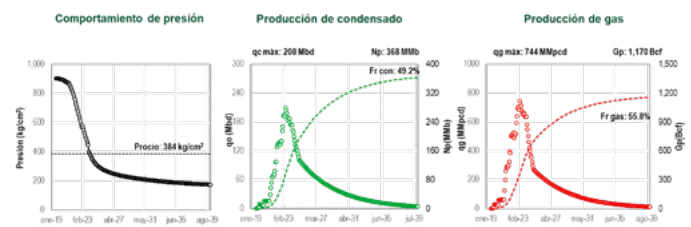


Figura 33. Pronóstico del comportamiento de presión-producción.

### Conclusiones y recomendaciones

En los yacimientos de gas y condensado se presentan fenómenos muy particulares que pueden ser diagnosticados mediante el uso de los grados API. Dentro de los casos documentados se tienen: formación de anillos condensado,

movilidad de condensado retrógrado en el yacimiento, producción de una pierna de aceite y segregación de condensado retrógrado a las partes estructuralmente más bajas del yacimiento.

Al alcanzar la presión de rocío se presentan pérdidas de producción de gas, pero principalmente de condensados. Mediante un análisis de datos que integró los resultados de estudios de ingeniería de 10 yacimientos de gas y condensado concluyó lo siguiente:

- El factor de declinación de gas y condensado posterior a alcanzar la presión de saturación guarda relación con el ritmo de extracción de hidrocarburos del yacimiento.
- Existen dos grupos de comportamiento de producción posterior a la presión de rocío, cuyas principales diferencias se encuentran en el comportamiento de producción de gas.
- La producción de condensados es muy similar para los dos grupos, caracterizándose como un comportamiento de doble exponencial.
- Los comportamientos descritos no contemplan la irrupción de agua en los pozos; este efecto puede incrementar considerablemente el factor de declinación de los pozos.

Utilizando la metodología propuesta en este trabajo se realizó el pronóstico de producción para el yacimiento Q, estimándose un factor de recuperación de 48.7% para el condensado y 55.8% para el gas.

Los resultados de este trabajo pueden ser utilizados para la generación de pronósticos de producción en yacimientos que comienzan su desarrollo y para predecir factores de declinación de yacimientos de gas y condensado posterior a alcanzar la presión de rocío.

### Nomenclatura

$C_f$ : compresibilidad de la formación, 1/psi  
 RCG: Relación condensado gas, bls/MMpc  
 RGA: Relación gas aceite,  $m^3/m^3$   
 Rp: Relación de producción acumulada gas aceite, Bcf/MMb  
 Np: Producción acumulada de aceite o condensado, MMb  
 Gp: Producción acumulada de gas, Bcf  
 Gpt: Volumen producido equivalente de gas y condensado, Bcf  
 k: Permeabilidad absoluta, md  
 H: Espesor, ft  
 N: Volumen original de aceite o condensado, MMb  
 Nc: Volumen de condensado retrogrado residual, MMb  
 G: Volumen original de gas: Bcf  
 Gt: Volumen original de gas y condensado  
 $P_{wf}$ : Presión de fondo fluente, psi  
 Qg: Producción de gas, MMpcd  
 Qo: Producción de aceite o condensado, bpd, Mbd

Z: Factor de compresibilidad del gas, adim

$Z_{2f}$ : Factor de compresibilidad del gas bifásico, adim

P: Presión estática del yacimiento, psi, kg/cm<sup>2</sup>

Yc: Gravedad específica del condensado, adim

Mc: Peso molecular del condensado, lb/lbmol

PMLR: Porcentaje máximo de líquido retrogrado

C7+: Fracción molar de C7 y componentes hidrocarburos más pesados

### Agradecimientos

- A mi familia por su apoyo incondicional para mi desarrollo profesional
- A Pemex Exploración y Producción por otorgar las facilidades para la publicación de este trabajo.
- A todo el equipo de trabajo que ha colaborado en este proyecto.

### Referencias

1. Gonzalo Rojas, "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado".
2. R.S. Barnum, SPE, Esso Exploration & Production UK, Gas Condensate Reservoir Behaviour: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation.
3. Curtis H. Whitson, Øivind Fevang, Tao Yang, Gas Condensate PVT – What's Really Important and Why?
4. Dindoruk B. "Development of a correlation for the estimation of condensate to gas ratio CGR and other key gas properties from density/molecular weight".

### Ing. Humberto Iván Santiago Reyes



Egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM como Ingeniero Petrolero obteniendo Mención Honorífica. Durante su carrera en la industria privada se desempeñó como ingeniero del segmento ALS de la compañía Schlumberger y analista de productividad de pozos de la compañía COPISA en el AIPRA.

En PEMEX se ha desempeñado como Ingeniero de Diseño de Perforación y reparación de pozos del Activo Integral Macuspana-Muspac, ingeniero de yacimientos del Proyecto Ku-Maloob-Zaap y actualmente como ingeniero de yacimiento del grupo núcleo de la Gerencia de Planes de Explotación.

Es miembro de la SPE México y formó parte del comité de formación y desarrollo profesional de CIPM sección Villahermosa.

# Evaluación de la comunicación hidráulica entre dos yacimientos cercanos al punto crítico

Autor: Mtra. Yuliana Ivette Torres García  
Co-autores: Ing. Humberto Iván Santiago Reyes  
Ing. César Israel Méndez Torres  
Ing. Nancy Peregrino Chávez  
Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso

## Resumen

El campo en evaluación presenta una complejidad dinámica y estructural, el cual presenta la interrogante principalmente por resolver si existe comunicación hidráulica entre los bloques. Esta interrogante se propicia debido a la falta de información de las propiedades de los fluidos y de presión estática de yacimiento.

Aunado a lo comentado anteriormente, en el campo se producen dos tipos de fluidos en el mismo yacimiento, aceite volátil y gas-condensado. Para lograr el análisis de este yacimiento se estudiaron comportamientos de yacimientos de gas condensados de PEP y se compararon presiones con respecto a los campos cercanos.

El comportamiento observado, aunque es atípico en yacimientos de gas y condensado, no lo es entre yacimientos de PEP. Lo cual ayudó al entendimiento de comportamiento dinámico y condiciones iniciales del yacimiento.

## Introducción

En PEP existen 43 campos con yacimientos de gas y condensado, en este trabajo se analizará uno de ellos con un comportamiento atípico a lo esperado en la mayoría. El campo presenta complejidad estructural además de incertidumbre en propiedades de los fluidos, por lo cual identificar si existe o no comunicación hidráulica entre ellos es de gran importancia, para continuar o modificar el plan estratégico de explotación.

Uno de los puntos principales con mayor incertidumbre es el factor de recuperación de aceite y gas, ya que a la fecha se estimó un factor de recuperación final de 73% para aceite y 53% para gas en uno de sus yacimientos, valores fuera de los rangos observados con respecto a la estadística nacional como internacional.

Otro de los puntos fue el comportamiento de la relación condensado gas, la cual disminuyó en un lapso menor a lo observado en otros yacimientos cercanos.

Entre la complejidad estructural, la incertidumbre en las propiedades de los fluidos y la escasez de información de presión, el análisis resulta complejo, sin embargo, con las diferentes estadísticas nacionales e internacionales, la literatura sobre yacimientos

de este tipo y la información obtenida de los fluidos de otros campos hace posible el entendimiento del campo con una menor incertidumbre

## Antecedentes

El campo T se encuentra ubicado a 20 km al NE de Villahermosa, Tabasco. Cuenta con un área de 80 km<sup>2</sup> e inició su explotación en el año 2008 (15 años en explotación), a la fecha de análisis se encontraba produciendo 18,774 bd de aceite y 69.31 MMpcd de gas.

Las formaciones productoras del campo son cretácico superior, medio e inferior. A la fecha se han perforado 28 pozos, de los cuales 18 se encuentran en producción.

Este campo presenta una complejidad dinámica y estructural que se ha estudiado desde el inicio del desarrollo, dividiéndose por cuestiones estructurales en tres bloques principales I, III y IV (Figura 1).

Sin embargo, aún existen interrogantes por resolver principalmente sobre la comunicación hidráulica entre los bloques, concretamente en este trabajo se evaluará la comunicación hidráulica entre los bloques III y IV del campo T.

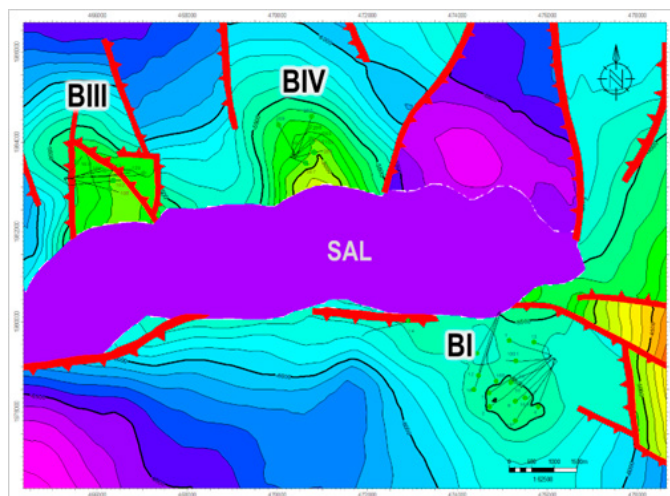


Figura 1. Configuración estructural, campo T.

El campo se ubica dentro de un área altamente compleja debido a la fuerte tectónica salina que prevaleció en la región, provocando un régimen de fallamiento inverso a nivel de las formaciones Cretácico y Jurásico; mismo que controló y modeló la estratigrafía y sedimentación de los campos que se encuentran en el área.

La formación productora del campo está constituida por una columna de carbonatos de aguas profundas altamente dolomitizados y fracturados, correspondientes al Cretácico Medio y Superior Agua Nueva.

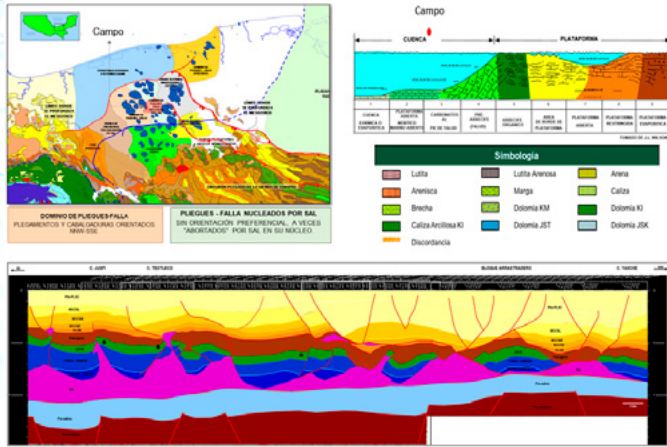


Figura 2. Marco geológico regional.

En la Tabla 1 se muestran las principales características y propiedades petrofísicas que presentan cada uno de los yacimientos del campo.

|   | BI (KS-KM-KI)   | BIII (KM)        | BIV (KM)      |
|---|-----------------|------------------|---------------|
| Profundidad promedio (mv)   | -5,573          | -5,150           | -5,100        |
| Roca  | Dol-Cal         | Dol-Cal          | Dol-Cal       |
| Porosidad (%)   | 4.9-5.5         | 4.4              | 4.2           |
| Swi (%)   |                 | 15               | 18            |
| Perm (md)   | 22-560          | 354              |               |
| P <sub>inicial</sub> / P <sub>sat</sub> / P <sub>actual</sub> (kg/cm <sup>2</sup> ) | 536 / 360 / 400 | 360 / - / 130    | 307 / - / 220 |
| RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )   | 123             | 1,1410           | 1,468         |
| Tipo fluido   | Aceite volátil  | Gas y condensado |               |
| °API  | 40.6            | 38 - 53          | 35 - 53       |
| Temp (°C)   | 155             | 146              | 146           |

Tabla 1. Características y propiedades petrofísicas de los yacimientos.

En cuanto a la producción, como se muestra en la tabla anterior, en el campo se producen dos tipos de fluidos, aceite volátil y gas-condensado.

En julio 2021 se alcanzó la producción máxima de gas, con 192.99 MMMpcd y en febrero 2022 la de aceite con 24,880 bd.

La producción acumulada de gas es de 383.28 MMMpc y 62.97 MMB de aceite.

De forma oficial se tiene documentado un volumen original de 286.43 MMB de aceite y 1,120.34 MMMpc. Con respecto a la reserva 2P del año 2023 se estima que una reserva recuperable de 17 MMB de aceite y 107.54 MMMpc de gas.

El factor de recuperación actual del campo es de 21.11% para el aceite y 33.26% del gas.

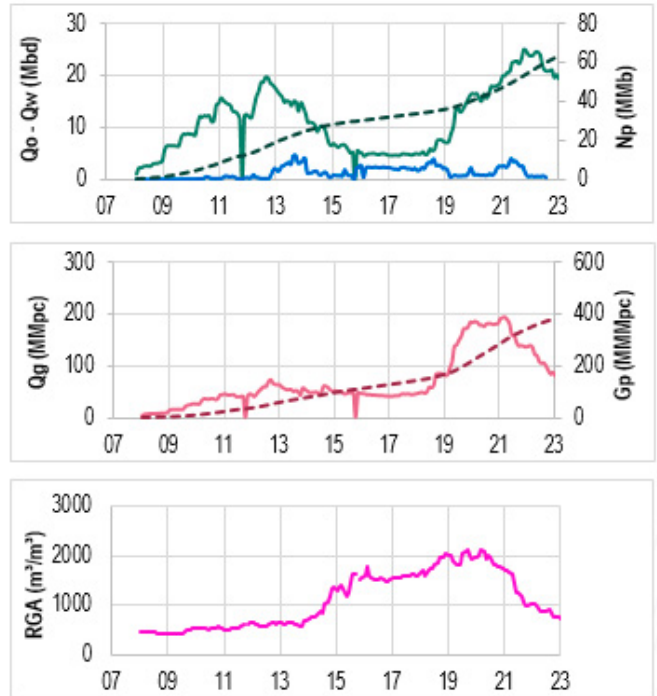


Figura 3. Comportamiento de producción de aceite y gas, campo T.

Al inicio de la explotación del campo el único bloque productor era el I; fue hasta diciembre de 2012 que entró a producción el bloque III, sin embargo, la entrada a producción de este bloque no incrementó en gran medida la producción además de no estabilizar la producción y continuar con la declinación hasta diciembre 2018, efecto del comportamiento del bloque I; y en 2019 se perforó el primer pozo en el bloque IV, quedando productor en el mes de julio.

En el comportamiento de producción de aceite y gas se pueden ver los diferentes periodos de tiempo y la variación del tipo de fluido de acuerdo con la relación gas aceite. El valor de presión inicial del campo fue de 534 kg/cm<sup>2</sup> y se registró en el bloque I en mayo de 2008; en diciembre de 2012 entró a producción el bloque III presentando una presión inicial de 358 kg/cm<sup>2</sup>, siendo esta de 132 kg/cm<sup>2</sup> menor a la presión estimada en el bloque I a esa fecha.

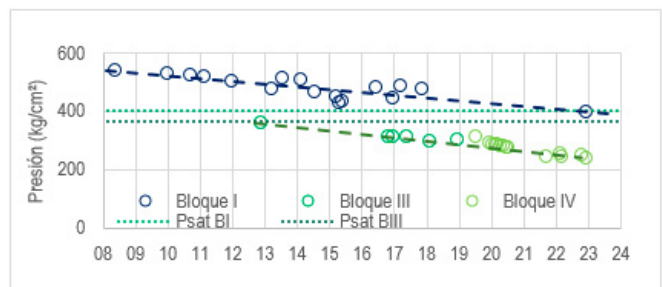


Figura 4. Histórico de presión, campo T.

7 años después de la entrada a producción del BIII, comenzó el desarrollo del bloque IV en el cual se observó un a presión



inicial de 310 kg/cm<sup>2</sup>, el cual se encontraba en tendencia con los puntos de presión del bloque III, sugiriendo una posible comunicación hidráulica entre ambos bloques.

Del análisis de la Figura 4 (histórico de presión), destaca la diferencia de las presiones iniciales de los bloques III y IV, ya que, a una profundidad de aproximadamente 5,150 m, se esperarían valores cercanos a los de un gradiente hidrostático ( $\pm 500$  kg/cm<sup>3</sup>). Para profundizar en lo descrito anteriormente, se analizaron los valores de presión inicial de los yacimientos vecinos productores en las mismas formaciones y, por ende, ubicados a profundidades similares.

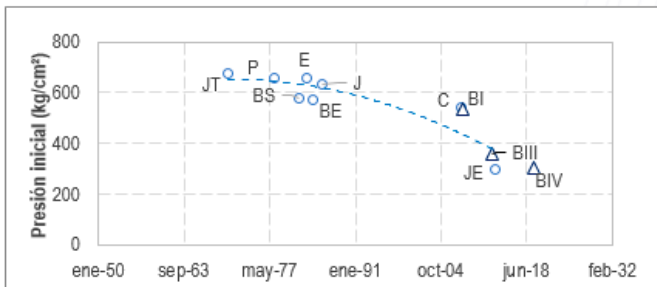


Figura 5. Presiones iniciales de campos cercanos.

La Figura 5 muestra el valor de presión inicial registrado para cada uno de los yacimientos junto con la fecha de inicio de su desarrollo, identificándose valores menores de presión con respecto al tiempo, resaltando los bajos valores de presión de los yacimientos bloque III y IV, únicamente comprables con el yacimiento JE. La cercanía entre estos yacimientos y la aparente tendencia de abatimiento de presión inicial con respecto al tiempo hace plantear la hipótesis de una comunicación regional posiblemente a través de un acuífero común. La posible existencia de esta comunicación regional hace muy probable que haya comunicación dinámica entre los bloques III y IV en mayor medida que con respecto al resto de los yacimientos.

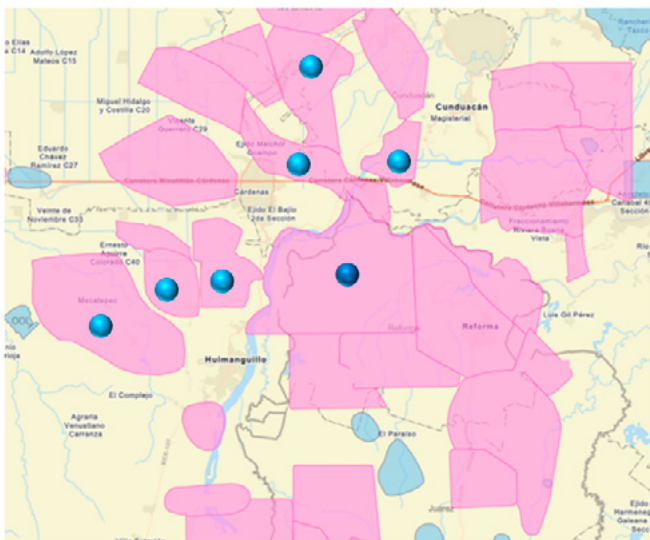


Figura 6. Campos de los cuales se comparó la Presión inicial.

### Generalidades del bloque III y IV

Los bloques se localizan a 25 km de Minatitlán, Veracruz; El B III cuenta con 11 años en producción y el bloque IV con 4 años. Se han perforado 15 pozos, de los cuales 7 son en el B III y 8 en el B IV. El fluido inicialmente se comportó como gas - condensado para luego pasar a aceite volátil en los dos bloques, como se verá más adelante.

| Bloque                  | III     | IV      |
|-------------------------|---------|---------|
| Año de explotación      | 2012    | 2019    |
| Área (km <sup>2</sup> ) | 4.9     | 6.5     |
| Np (MMb)                | 20.9    | 15.5    |
| Gp (MMMpc)              | 224.2   | 78.7    |
| VOA 2P (MMb)            | 44.5    | 29.57   |
| VOG 2P (MMMpc)          | 331.11  | 220.04  |
| Fro - Frg actual (%)    | 47 - 67 | 52 - 34 |
| PVT                     | Si      | No      |

Tabla 2. Valores por bloque.

El bloque con mayor volumen documentado es el B III al año 2023. En cuanto a producciones máximas el B IV es el que alcanzó mayor Qo en 2021 con 15,480 bd, +5,685 bd con respecto al B III; caso contrario en las producción de gas, ya que el B III alcanzó su Qg máximo con 127.24 MMpcd mientras que le B IV con 87.50 MMpcd (-39.74 MMpcd) como se observa en la Figura 7.

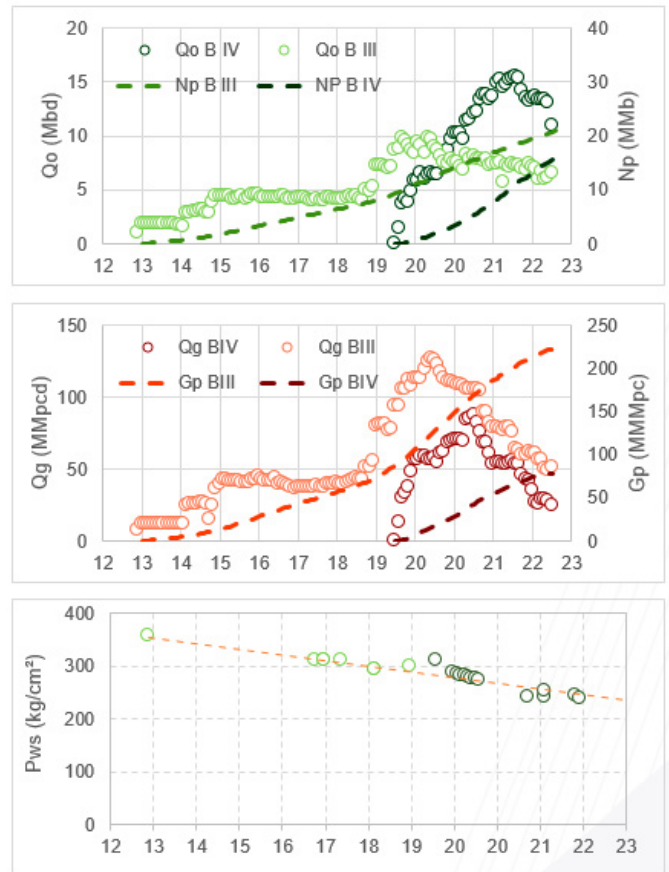


Figura 7. Comportamiento de presión - producción histórico.

Sin embargo, el comportamiento de presión muestra una tendencia similar para los dos bloques.

En cuanto a la presión, la  $P_i$  del B III fue de 356 en 2012, en cambio en el B IV se registró una  $P_i$  de 310 kg/cm<sup>2</sup> en 2019, es decir -46 kg/cm<sup>2</sup>. Sin embargo, con respecto a esa fecha la diferencia es de +12 kg/cm<sup>2</sup>; 4 meses después se registró el segundo punto de presión del B IV, cayendo en la tendencia del B III. En la configuración estructural se muestra una separación de +- 2100 m entre bloques.

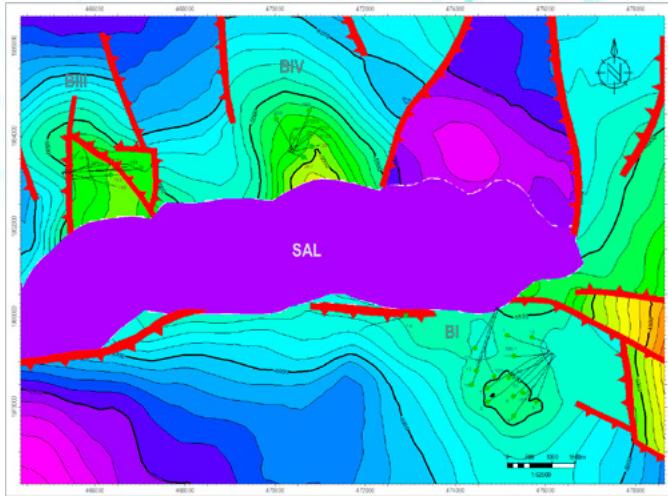


Figura 8. Configuración estructural.

Con respecto a PVT's, solo se tiene uno en el B III, sin embargo, la presión de yacimiento era menor que la presión de rocío.

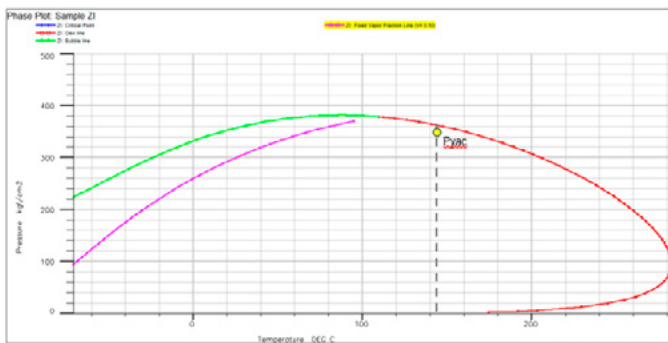


Figura 9. Envoltente de fases del PVT.

### Análisis del comportamiento dinámico del bloque IV

A continuación, se presentará el diagnóstico del comportamiento dinámico del B IV, destacando las similitudes encontradas entre este bloque y el B III. A pesar de que el bloque IV comenzó su desarrollo 7 años después que el BII, se han observado fenómenos particulares (a partir del análisis del comportamiento de producción y °API) que se han comenzado a observar en el bloque III.

Para un yacimiento de gas-condensado bajo saturado,

se espera que cumpla con ciertos comportamientos documentados ampliamente en la literatura técnica y que están en función del fenómeno de condensación retrógrada, como se puede observar en la imagen 10.

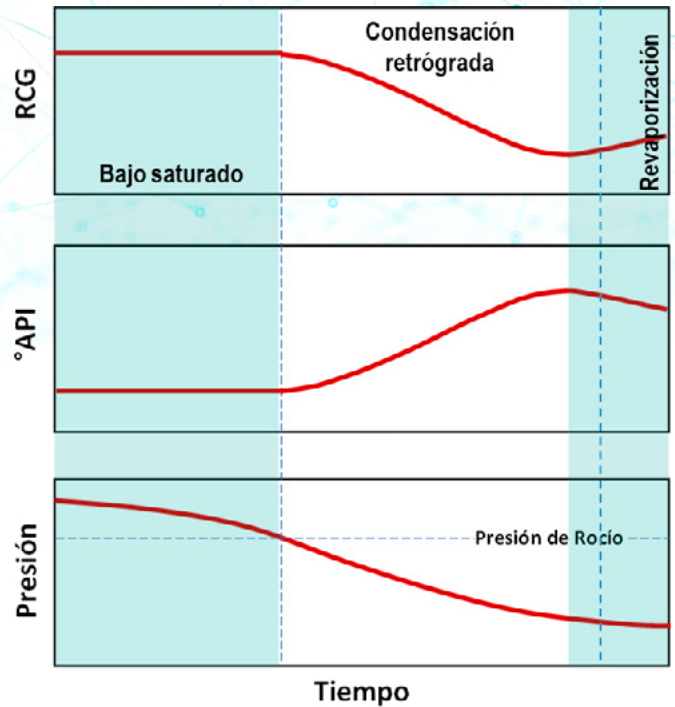


Figura 10. Comportamiento esperado de un yacimiento de gas-condensado.

Al analizar el comportamiento del BIV, no se identificó el comportamiento esperado de RCG y de °API, observándose tendencias completamente opuestas a las mencionadas anteriormente.

Como se puede apreciar en la Figura 11, inicialmente se distingue el comportamiento característico de incremento de °API; comenzando con un valor promedio de 48 °API en el año 2012 y aumentando hasta 53 °API en marzo 2020; a partir de esta fecha se comienza a observar una disminución gradual de los °API estabilizándose en un valor promedio de 36 °API en 2022.

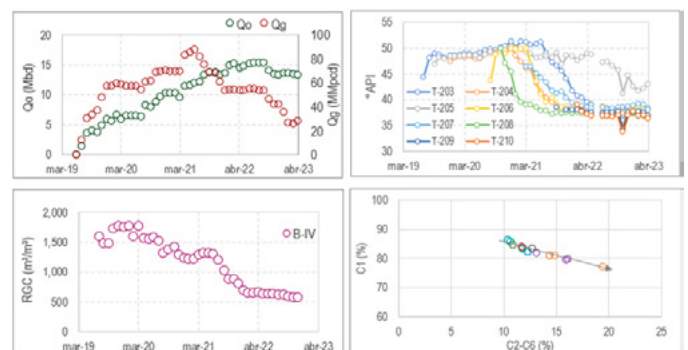


Figura 11. Comportamiento dinámico del BIV.

Dicho comportamiento de los °API se ve reflejado en el comportamiento de la RGC la cual tiene un comportamiento similar en los mismos periodos; adicionalmente con el uso de los análisis cromatográficos se identificó que el gas producido presentaba menos porcentaje molar de metano y paralelamente un mayor porcentaje de las fracciones intermedias (C2-C6).

La variación de la composición del gas es la evidencia de un cambio en el fluido producido, el cual, contrario a lo esperado cada vez se hace más rico en componentes pesados e intermedios.

Por consiguiente, los factores de recuperación de gas y condensado presentaron anomalías de acuerdo con la estadística internacional y nacional. A la fecha de análisis y de acuerdo con la extrapolación de tendencia de producción observada en los pozos, se estimó un factor de recuperación final de aceite de 73% y 52% para el gas.

La comparación de estos factores con respecto a los observados en los campos analizados se observa en la gráfica 12. El BIV presenta valores fuera de rango y con respecto al factor de recuperación de gas, presenta 2% menos que el más bajo observado.

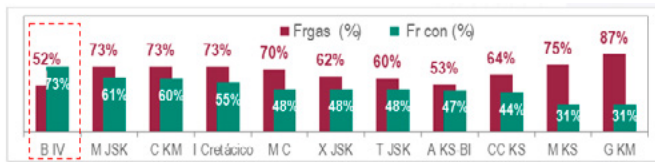


Figura 12. Factores de recuperación de yacimientos de gas-condensado PEP.

En la Figura 14 se muestra a distribución original de los fluidos en un modelo tridimensional.

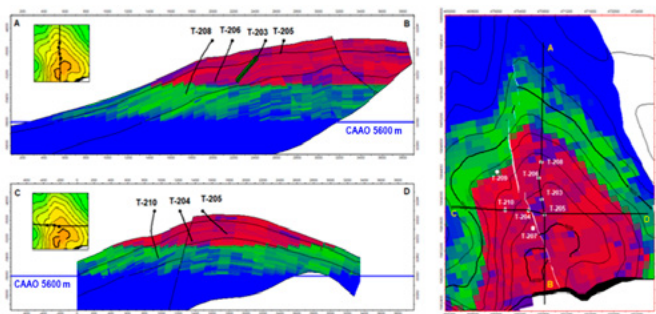


Figura 13. Distribución inicial de los fluidos.

### Comparación del comportamiento dinámico entre los bloques

Posteriormente, se compararon los comportamientos dinámicos de los B III y B IV, en busca de patrones que pudieran sugerir conectividad hidráulica o descartarla según los resultados. Como una primera aproximación

se comparó el comportamiento de la RGC, producción de hidrocarburos y producción normalizada con respecto al número de pozos operando. Dentro de los resultados principales de este análisis se destaca la similitud en las tendencias de la RGC, únicamente diferenciables por el tiempo en el cual se presentaron.

Por otro lado, la declinación de producción tanto de gas como de condensado, guardan similitudes importantes, lo cual pudiera estar asociado a compartir una misma tendencia de abatimiento de presión estática. Las gráficas se presentan en la imagen 14.

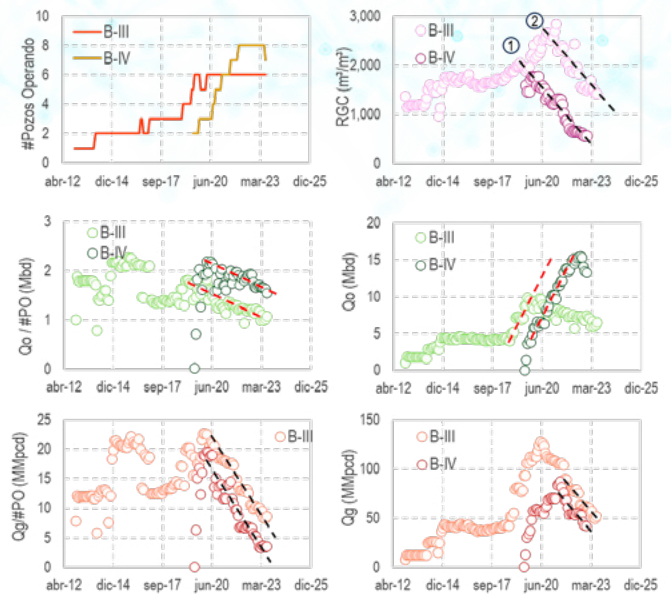


Figura 14. Comparación del comportamiento dinámico entre bloques.

Como siguiente paso, se sustituyó la RGC por RCG, que es más apropiado para el análisis de yacimientos de gas-condensado. Posteriormente se agrupó la producción de los bloques en un solo comportamiento y se graficó como se puede apreciar en la Figura 15.

Así mismo se realizó el ejercicio anterior en función de la presión adimensional, que para este trabajo se define como la relación de presión estática aún determinado tiempo y la presión de rocío.

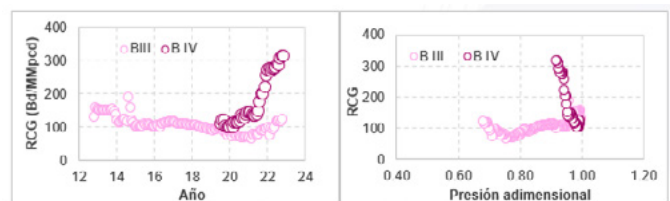


Figura 15. Comportamiento de la relación condensado gas.

Se realizó el ejercicio de la RCG vs tiempo uniendo los dos bloques, cabe mencionar que las tendencias identificadas

en esta gráfica son muy claras y no se ven afectadas por el agrupamiento de los bloques como se observa en la Figura 16.

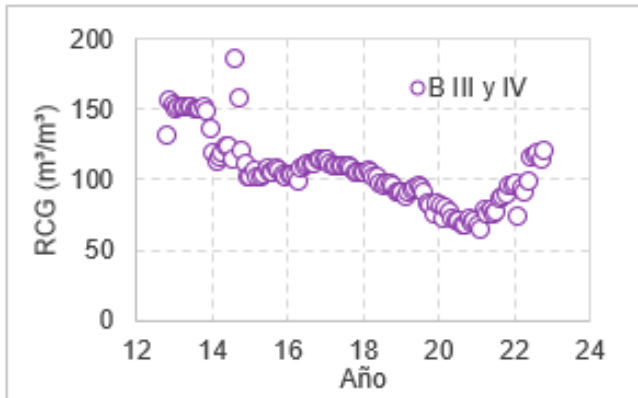


Figura 16. Agrupamiento de la RCG con respecto al tiempo.

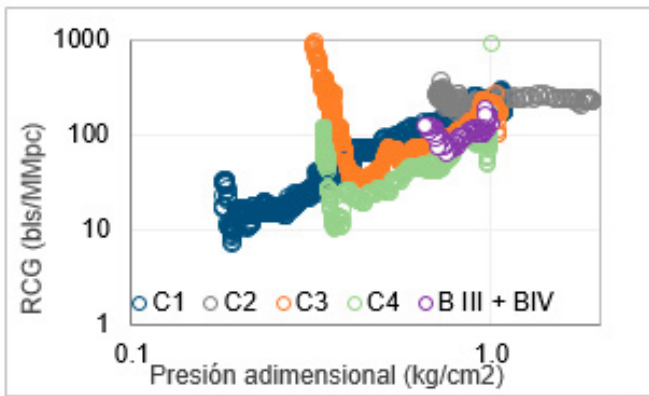


Figura 17. Comportamiento de RCG vs Presión adimensional.

Una de las ventajas de realizar este cambio de variable es la posibilidad de comparar los comportamientos de relación condensado gas con otros yacimientos de gas - condensado, e identificar tendencias anómalas. Como se observa en la Figura 17, el incremento de la RCG, no es un fenómeno que únicamente se ha presentado en estos bloques, sin embargo, las presiones adimensionales en las cuales se presentó este incremento son muy altas comparadas al resto de yacimientos, con lo cual se corrobora la presencia de una pierna de aceite en ambos bloques, aunque para el B III se desconoce la proporción del volumen poroso atribuible a las diferentes fases (gas y condensado).

Continuando con el análisis se integró la historia de análisis cromatográficos mostrada en la figura 18 con los datos de los bloques III y IV, de los cuales el BIII tiene mayor cantidad y con información desde 2012. Los resultados de este análisis fueron muy interesantes, ya que se aprecia en una primera tendencia el comportamiento esperado de incremento de metano para un yacimiento gas - condensado saturado, con lo cual se puede concluir que el fluido del bloque III, al igual que el del bloque IV desde un inicio se encontraban saturados.

En una segunda tendencia se observa la disminución del metano característica del bloque IV, atribuible a la producción de una mayor proporción de condensados a condiciones del yacimiento. Este análisis permite concluir que los dos bloques tienen fluidos saturados a condiciones iniciales de explotación y que muy probablemente la composición del fluido sea similar.

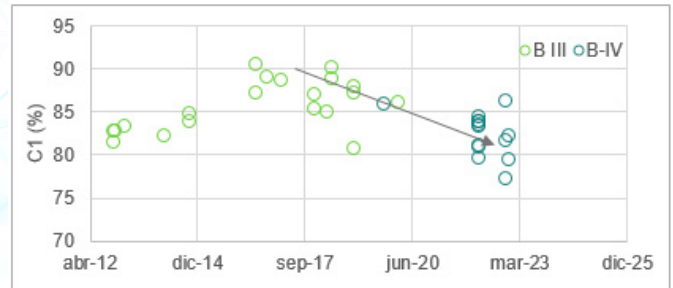


Figura 18. Histórico de cromatográficos.

Una de las problemáticas principales para la caracterización del fluido es la falta de un PVT propio del yacimiento, esto ha dificultado históricamente la documentación de reservas, la estimación de volúmenes originales y representa una problemática para proveer de insumos a los modelos de yacimiento-pozo-superficie.

Los análisis PVT del bloque III pueden ser utilizados como una aproximación para representar el fluido del bloque IV, sin embargo, debe tomarse en cuenta que las condiciones iniciales de explotación de los yacimientos son diferentes y, por lo tanto, al ser yacimientos saturados existen diferencias en la composición.

Partiendo de los resultados anteriores se realizó el análisis de las composiciones y propiedades de los fluidos de otros yacimientos; obteniendo una serie comportamientos las cuales se pueden utilizar para seleccionar un PVT con características similares a las presentadas en los bloques. Dadas las características ya mencionadas del B IV, se recomienda utilizar dos PVT's para la representación de ambas fases (gas-condensado). Para esto se integró una base de datos con la información de 82 yacimientos de gas y condensado, 106 de aceite volátil y 8 de gas húmedo. Resultando los siguientes gráficos: RGC vs API, RGC vs  $P_{sat}$ ,  $P_{sat}$  vs API,  $P_{sat}$  vs C1,  $P_{sat}$  vs C7+ y C7+ vs C1, entre otros.

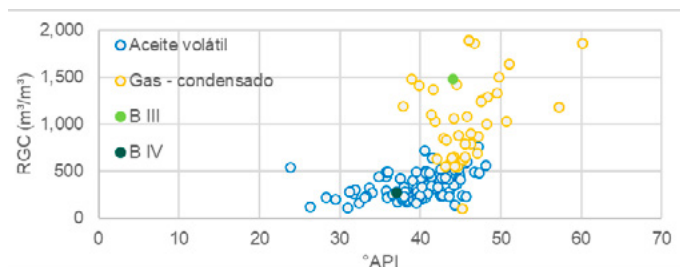


Figura 19. Relación gas condensado vs °API.

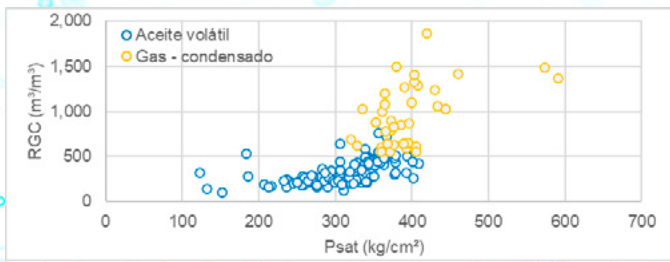


Figura 20. Relación gas condensado vs Presión de saturación.

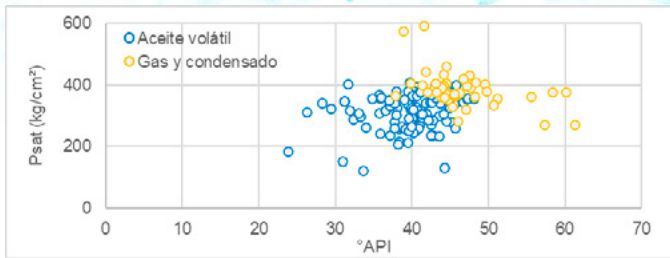


Figura 21. Presión de saturación vs °API.

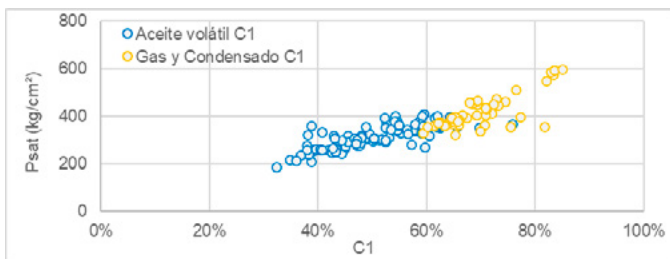


Figura 22. Presión de saturación vs Metano.

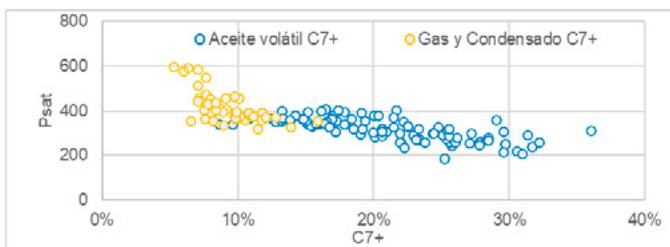


Figura 23. Presión de saturación vs Heptano plus.

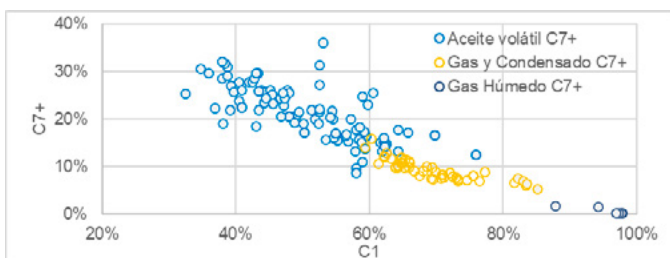


Figura 24. Heptano plus vs Metano.

Las figuras anteriores muestran los gráficos mencionados, destacando el fluido del bloque IV y los fluidos de los yacimientos que pudieran ser utilizados para representativos del bloque, tomando como criterio una desviación de +/- 10 % de las propiedades del bloque III, las más cercanas a las

condiciones iniciales. Como dato de entrada, en la Tabla 3 se muestran las propiedades de la fase gas y condensado de las posibles propiedades del fluido representativas para los bloques, partiendo de las muestras de fluido en superficie (°API, RCG y composición del fluido de yacimiento).

| Gas y Condensado                    | BIII      | Pozo 41          | Pozo 41          |
|-------------------------------------|-----------|------------------|------------------|
| Yacimiento                          | Cretácico | Cretácico Medio  | Cretácico Medio  |
| Tipo de muestra                     | 2012      | Fondo (año 1979) | Fondo (año 1981) |
| Psat (kg/cm²)                       |           | 450.39           | 454              |
| % mol C <sub>1</sub>                | 72%       | 70%              |                  |
| % mol C <sub>2</sub> C <sub>6</sub> | 22%       | 15%              |                  |
| % mol C <sub>7+</sub>               | 6%        | 15%              |                  |
| PMP                                 |           | 34.51            |                  |
| % Máximo de líquido retrógrado      |           | 22.00            | 22.43            |
| RCG total, bd/mmpc                  | 149       |                  |                  |
| RCG total, m³/m³                    | 1489      |                  |                  |
| API condensado residual             | 44        |                  |                  |

Tabla 3. Propiedades de los fluidos de posibles PVT's representativos del fluido del gas-condensado.

| Pozo                                | BIV  | Pozo 1     | Pozo 2     | Pozo 3 | Pozo 4     | Pozo 5     | Pozo 6 | Pozo 7 | Pozo 8 |
|-------------------------------------|------|------------|------------|--------|------------|------------|--------|--------|--------|
| Yacimiento                          | K    | KM-JSK     | KM-JSK     | KI     | KI-JST-JSK | KI-JST-JSK | K      | K      | K      |
| Tipo de muestra                     |      | Superficie | Superficie | Fondo  | Fondo      | Superficie | Fondo  | Fondo  | Fondo  |
| Fecha análisis                      | 2019 | mar-95     | jun-95     | may-85 | feb-97     | dic-90     | ago-77 | feb-74 | feb-74 |
| Tem °C                              | 146  | 149        | 142        | 154    | 152        | 146        | 120    | 126    | 126    |
| Psat (kg/cm²)                       |      | 257        | 281        | 310    | 262        | 291        | 300    | 351    | 351    |
| % mol C <sub>1</sub>                |      | 39%        | 57%        |        | 40%        | 45%        | 47%    |        |        |
| % mol C <sub>2</sub> C <sub>6</sub> |      | 30%        | 20%        |        | 29%        | 27%        | 24%    |        |        |
| % mol C <sub>7+</sub>               |      | 25%        | 23%        |        | 31%        | 27%        | 27%    |        |        |
| % mol C <sub>8+</sub>               |      | 22%        | 20%        |        | 28%        | 25%        | 24%    |        |        |
| RGA total, m³/m³                    | 265  | 286        | 271        | 283    | 263        | 275        |        | 281    | 281    |
| API                                 | 37   | 38         | 38         | 36     | 34         | 40         |        |        | 37     |

Tabla 4. Propiedades del fluido de posibles PVT's representativos del aceite volátil.

## Resultados

Con base en los análisis mostrados anteriormente se obtuvieron los siguientes resultados:

- Del análisis de presión, es posible que los bloques III y IV del campo T pertenezcan a un complejo sistema de yacimientos hidráulicamente conectados a través de un acuífero común.
- Utilizando como base las muestras de fluidos y la historia de presión producción de ambos bloques, se determinó que ambos yacimientos se encuentran saturados desde su etapa inicial de explotación y es muy posible que el fluido sea prácticamente el mismo.
- No existe evidencia concreta de comunicación franca a través de la columna de hidrocarburos entre ambos bloques, sin embargo, es muy probable que exista comunicación hidráulica por lo menos a través de un acuífero y que esta sea de alta transmisibilidad.
- Se realizó la selección de los posibles yacimientos análogos de los cuales se puedan utilizar las propiedades del fluido y que sean representativas de estos yacimientos.

## Conclusiones

Es de suma importancia contar con información referente a las presiones de estáticas de yacimiento a través de toda la vida de este, así como las muestras del fluido, PVT's, cromatográficos entre otros. Ya que son de suma importancia para el entendimiento del campo y por ende las estimaciones con las cuales se le estimará el valor al proyecto. Lo cual puede condenar o no el campo en cuestión.

El campo analizado presenta un comportamiento muy interesante ya que al inicio se comporta como un yacimiento de gas y condensado para luego comportarse como un aceite volátil. Este comportamiento, aunque no es común, también lo presentan otros campos de PEP.

La complejidad del campo radica en se encontraba por debajo de la presión de rocío, lo cual aumenta la incertidumbre en los valores tomados en cuanto a las propiedades de los fluidos y las presiones. Sin embargo, el análisis de otros campos como este comportamiento ayuda a la comprensión y desarrollo del campo, ya que los fluidos no se pueden tratar de la misma forma.

Con ayuda y entendimiento de los yacimientos de gas y condensado como aceite volátil, fui posible seleccionar PVT's para realizar la simulación numérica de yacimientos y con este el nuevo volumen original de yacimiento y por ende los factores de recuperación y reservas remanentes.

## Referencias

1. J.E. Paredes, R. Pérez, PEMEX, C.J. Larez SLB. "Correlation to Predict and Validate the Maximum Retrograde Condensation in Gas Condensate Reservoirs", Texas, 2012.
2. Rojas, G. "Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensado", Puerto la Cruz, Venezuela, 2003.
3. J.E. Paredes Fluid Contact Monitoring using API tracking. A Novel Methodology for reservoir surveillance.

4. J.E. Paredes, R. Pérez, L. M. Perera, PEMEX, C.J. Larez SLB. "Correlaciones para estimar propiedades clave para yacimientos de gas y condensado a partir de la relación gas condensado", México, 2015.
5. T. Méndez L., J. Teyssier S., IMP, "Caracterización de los fluidos de yacimientos petroleros", México 1979.

## Mtra. Yuliana Ivette Torres García



Egresada de la universidad Politécnica del Golfo de México. Se ha desempeñado como ingeniera de yacimientos en diferentes proyectos: en 2013 en el proyecto Jujo Tecminoacán, Bellota Chinchorro en 2015 y 2017 en Cinco Presidentes.

En 2020 se integró al equipo núcleo de la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción de PEP. En junio 2020 obtuvo el grado de Maestra en administración de la energía y sus fuentes renovables en el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey. Es miembro de la SPE México y del CIPM sección Villahermosa. Ha participado como expositor en diversas conferencias, además de contar con publicaciones en diferentes revistas petroleras.

El CIPM se reserva el derecho de realizar cambios o introducir modificaciones en los manuscritos, en aras de una mejor comprensión de estos, sin que de ello se derive el cambio de su contenido y no asume responsabilidad alguna sobre posibles conflictos derivados de la autoría de los trabajos que se publican.



# Integrando análisis de declinación de presión pre y pos cierre de fractura en pruebas minifrac-DFIT.

Autor: Ing. Alfredo Morales González  
Co-autores: Ing. Alán A. Sánchez González  
Ing. José L. Avendaño Rodríguez

## Introducción

Los resultados que se obtienen a través de las pruebas minifrac-DFIT son fundamentales en yacimientos de baja permeabilidad relacionados con estimulación hidráulica. El análisis BCA (before closure analysis) se realiza por medio de los métodos de la raíz cuadrada del tiempo y de la función G, principalmente. Este último, fue propuesto por Nolte (1979) y empleado por Barree (2007) como parte de una metodología holística para el correcto diagnóstico e interpretación de las pruebas minifrac-DFIT.

El trabajo de Barree se puede dividir en 2 temas principales: el primero está relacionado con los 4 tipos de mecanismos de pérdida propuestos y el segundo radica en la integración del análisis de la función G, la gráfica de diagnóstico Log-log y el método de la función de tiempo por geometría de flujo para estimar parámetros de yacimiento como permeabilidad o presión. Este trabajo emplea una metodología basada en la propuesta por Barree de tal forma que problemas como la identificación de tiempo de cierre de la fractura o tipo de geometría de flujo son solventados, además la correcta estimación de la presión de yacimiento por geometría de flujo (Nolte, 1997).

## Desarrollo

La metodología propuesta fue aplicada en 13 pozos de reciente terminación. Permitiendo realizar análisis robustos a través de la integración de la información pre y pos cierre de fractura con el objetivo de tener una mejor definición del cierre, los mecanismos de pérdida predominantes y las geometrías de flujo posterior al cierre. Iniciando con el análisis BCA por medio de 3 gráficas de diagnóstico: función G, raíz cuadrada de tiempo y Log-log; correlacionando el tiempo de cierre de la fractura por los 3 métodos y continuando con el análisis ACA (after closure analysis) por medio de la correlación de 2 gráfica: Log-log y función de tiempo por geometría de flujo; determinando una geometría de flujo que permita una correcta estimación de la presión y trasmisibilidad del medio. A continuación, se describe la metodología aplicada en este trabajo tomando como ejemplo las areniscas profundas analizadas en el pozo 8 de un yacimiento de aceite negro.

## 1. Análisis previo al cierre de fractura (BCA)

### a. Gráfica de la función G

La función G (Figura 1) es una variable considerada como un tiempo adimensional que relaciona al tiempo de cierre (t) y de inyección (t<sub>p</sub>); estas curvas adicionales permiten realizar un diagnóstico de los cambios en la geometría de la fractura durante el periodo de observación, así como el mecanismo de pérdida predominante. También, conociendo G<sub>c</sub> (Función G al cierre de la fractura) se puede estimar la eficiencia del fluido ( $\eta$ ), la cual se define como una relación entre los fluidos que permanecen en la fractura y el total de fluidos inyectados. Considerando la expresión  $\eta = G_c / (G_c + 2)$ ; para el caso del pozo 8 se estimó 54% de eficiencia del fluido. Este concepto es importante porque se puede relacionar con indicativos de mayor y menor permeabilidad o calidad de roca.

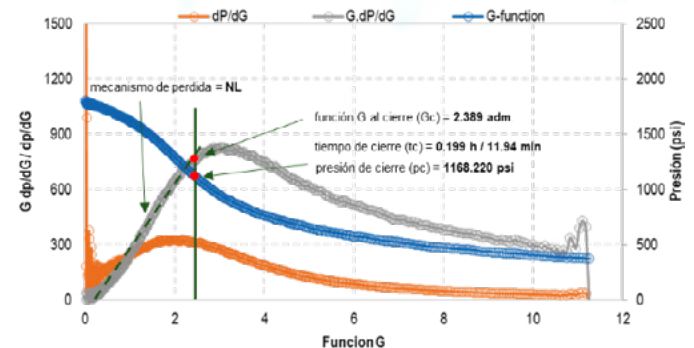


Figura 1. Función G, pérdida norma (NL).

### b. Gráfica de diagnóstico Log-log

La gráfica Log-log ayuda a corroborar el tiempo de cierre de la fractura (t<sub>c</sub>) y la definición de la geometría de flujo; la gráfica se compone de 3 curvas: La primera es la diferencia de presión respecto al tiempo de observación, la segunda es derivada semilog respecto al tiempo de observación y la tercera es la derivada semilog respecto al tiempo equivalente (t<sub>e</sub>), lo que significa que considera el tiempo de inyección.

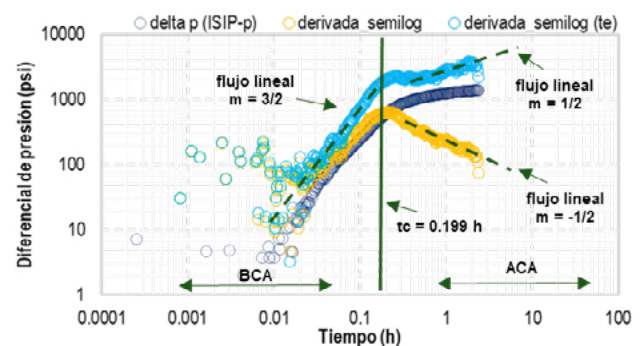


Figura 2. Gráfica de diagnóstico Log-log.

Inicialmente el comportamiento está asociado a un flujo lineal debido a la fractura creada durante la prueba. Posterior, se

define el  $t_c$  en el momento donde la pendiente de flujo lineal ( $m = 3/2$ ) cambia de sentido. Esto permite corroborar el  $t_c$  calculado por la función G (0.199 h / 11.940 min). Después del cierre de la fractura se realizó la estimación de la geometría de flujo (Figura 2) con pendiente 1/2 positiva y negativa para tiempo equivalente y transcurrido, respectivamente.

**2. Análisis posterior al cierre de fractura (ACA)**

**a. Gráfica de la función de tiempo**

La Gráfica de la función del tiempo (figura 3) se construye con el delta de presión ( $\Delta p$ ) entre el dato de presión del pozo ( $P_w$ ) y la presión inicial del yacimiento ( $P_i$ ), así como la derivada semilog del delta de presión respecto al cuadrado ( $FL^2 \Delta p / dFL^2$ ); respecto al cuadrado de la función de tiempo para flujo lineal ( $FL^2$ ).

También, al ser un cálculo dependiente de la presión del yacimiento, la cual se desconoce inicialmente, se vuelve un proceso iterativo con el paso b (estimación de  $P_i$ ) modificando solamente la curva de  $\Delta p$  sin que afecte el comportamiento de la derivada semilog, la cual tendrá mayor peso en la definición de la geometría de flujo.

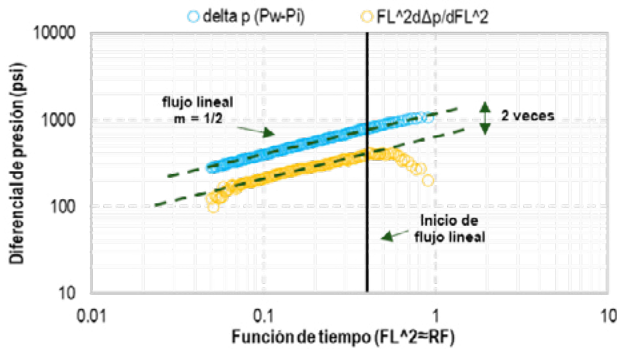


Figura 3. Función de tiempo, flujo lineal.

**b. Estimación de la presión de yacimiento**

Una vez determinada la geometría de flujo se puede estimar la presión de yacimiento ( $P_i$ ) con una gráfica cartesiana de la presión del pozo respecto a la función del tiempo por geometría de flujo.

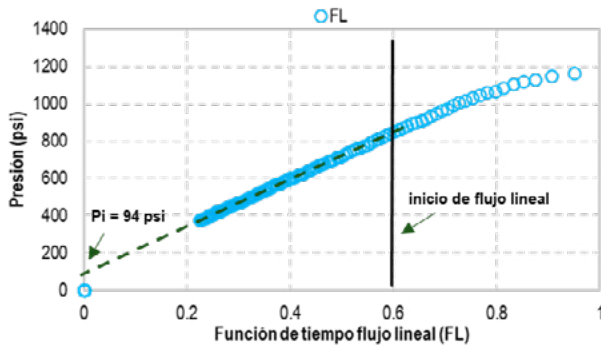


Figura 4. Función de tiempo (cartesiana).

La figura 4, muestra el resultado del pozo 8; para calcular la  $P_i$  se realizó una regresión lineal desde inicio del periodo de flujo lineal y se extrapola hasta la intersección en el eje de ordenadas; estimando una  $P_i = 94$  psi, a esta presión se le suma la columna hidrostática y tomando como referencia la profundidad de la arenisca (1635 mv) la presión de la columna de fluido es 2371 psi, lo que significa una presión de yacimiento estimada de 2465 psi o gradiente de formación de 0.45 psi/ft.

**c. Estimación de la transmisibilidad del medio poroso.**

En caso de alcanzar una geometría de flujo pseudoradial se puede estimar la trasmisibilidad del medio poroso a través de la gráfica de la función de tiempo para flujo pseudoradial. La cual, está en función del volumen inyectado ( $V_i$ ), el tiempo de cierre ( $t_c$ ) y la pendiente de la geometría de flujo radial ( $mR$ ). La Figura 5, muestra el ejemplo del pozo 9. En este pozo se alcanzó una geometría de flujo pseudoradial al final del tiempo de observación; se calculó una pendiente de 1707 psi, se inyectó un volumen de 87 bls y considerando el tiempo de cierre (0.359 horas o 21.4 minutos); se estimó una transmisibilidad de 597 md\*ft/cp, y considerando un espesor de 82 ft, viscosidad de 2.20 cp se estima una permeabilidad de 16 md.

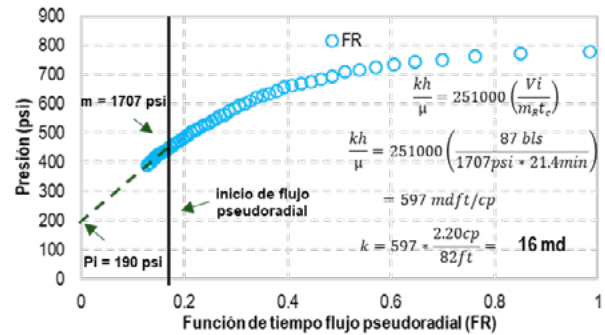


Figura 5. Función de tiempo (cartesiana).

**3. Estimación de la calidad de roca**

Para estimar la calidad de roca se emplea una gráfica cartesiana de la eficiencia del fluido ( $\eta$ ) vs la función G al cierre de la fractura ( $G_c$ ) (Figura 6); donde se establecieron 3 rangos de calidad de roca: buena, regular y mala; que van de 0 a 2.99, 3 a 5.99 y 6 a superiores, respecto a  $G_c$ . Esto desde la perspectiva de eficiencia del fluido significa que una mala calidad de roca tendrá un valor cercano a uno de eficiencia del fluido, es decir, el fluido inyectado permanece mayormente en la fractura, y valores bajos de eficiencia del fluido (próximos a cero) están asociados a una buena calidad de roca, lo que significa que el fluido mayormente se pierde hacia la formación.

Esta Gráfica permite inferir de forma cualitativa la calidad roca de la formación con base en la respuesta del análisis de las pruebas minifrac-DFIT.



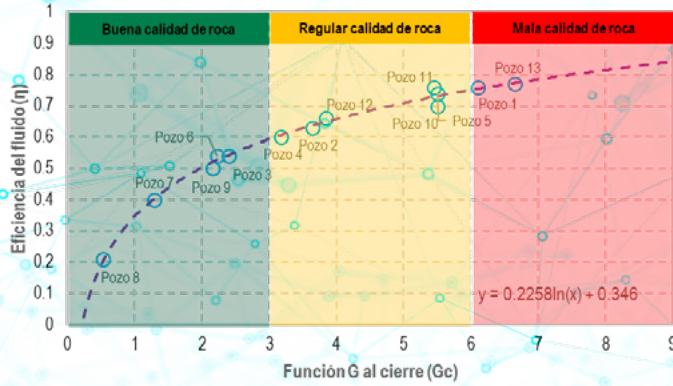


Figura 6. Calidad de roca.

## Resultados

La metodología fue aplicada en las areniscas inferiores de 13 pozos de reciente terminación; con los resultados se realizaron mapas que permitieron identificar zonas con características particulares, como se describe a continuación:

La Figura 7, muestra un mapa de la función G al cierre de la fractura donde se puede observar dos comportamientos diferentes; el primero asociado a una mayor calidad de roca representado por los colores cálidos orientados al sur del mapa y hacia el norte se encuentra la zona de menor calidad de roca representada por los colores más fríos.

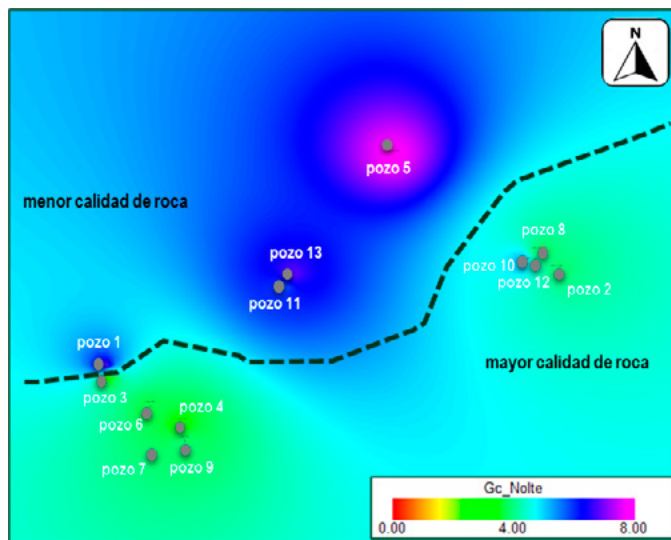


Figura 7. Mapa de calidad de roca.

También, se realizó un mapa con la presión de yacimiento estimada representada en forma de gradiente (psi/ft); y siguiendo con las dos zonas identificadas previamente se observa una correlación, es decir, los pozos que se encuentran en zona de menor calidad de roca en el norte del mapa presentaron mayor presión de yacimiento y los pozos que se encuentran en el sur mostraron los valores más bajos de presión de yacimiento.

## Conclusiones

- La estimación del cierre de la fractura es correlacionable entre el método de la función G y la gráfica de diagnóstico Log-log obteniendo resultados más confiables.
- El resultado del cierre de la fractura a través de la función G o eficiencia del fluido permite estimar una calidad de roca cualitativa confiable y correlacionable con los resultados de gasto inicial.
- La correlación entre el método de la función de tiempo y la gráfica de diagnóstico Log-log mejora la definición de la geometría de flujo, la cual es fundamental para continuar con la estimación de los parámetros del yacimiento (transmisibilidad y presión).
- La estimación de la presión de yacimiento se pudo realizar por geometría de flujo identificada (lineal o pseudoradial) permitiendo un resultado en los casos donde no se observa flujo pseudoradial.
- Existe una relación entre la presión de yacimiento, calidad de roca y acumulado de aceite, lo que significa que donde están las zonas con mayor aceite acumulado están la mejor calidad de roca y menor presión de yacimiento. Por el otro lado, las zonas con mayor presión de yacimiento están asociadas a mala calidad de roca y menor acumulado de aceite.

## Referencias bibliográficas

1. Castillo J.L. 1987. Modified Fracture Pressure Decline Analysis Including Pressure-Dependent Leakoff. SPE 16417.
2. Nolte K.G., Maniere J.L. & Owens K.A. 1997. After-Closure Analysis of Fracture Calibration Test. SPE 107877.
3. Talley G.R., Swindell T.M., Waters G.A. and Nolte K.G. 1999. Field Application of After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests. SPE 52220.
4. Barree R.D., Barree V.L. & Craig D.P. 2007. Holistic Fracture Diagnostics. SPE 107877.

## Ing. Alfredo Morales González



Ingeniero petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional con 10 años de experiencia en la industria petrolera. Ha participado en yacimientos de aceite costa afuera de la sonda de Campeche, y en yacimientos de aceite de la Faja de Oro terrestre en la zona norte de México como ingeniero de yacimientos. Actualmente se encuentra en el centro de estudios de la región norte, donde participa en la caracterización dinámica de yacimientos de baja permeabilidad de aceite y gas. Ha participado como autor y coautor de artículos técnicos presentados en diferentes congresos y jornadas técnicas.



COLEGIO DE INGENIEROS  
CIPM PETROLEROS DE MÉXICO



# Estimado colegiado, ¿te gustaría escribir una memoria técnica para la Revista Petrolera?

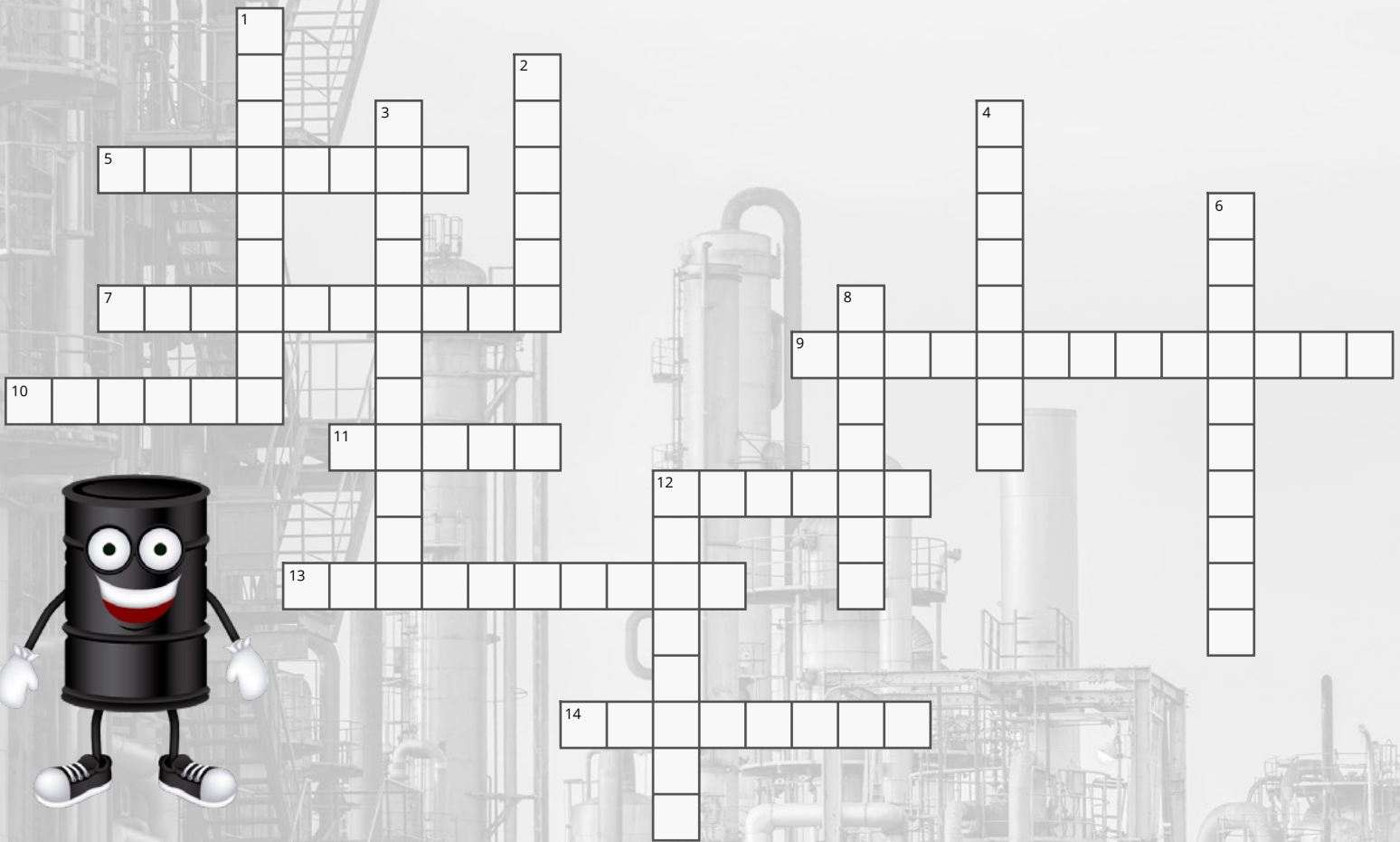
Escríbenos y te decimos cómo:

**Ing. Eduardo Pérez Tosca**  
eduardo.perez.tosca@outlook.com

**Ing. Aarón Retana Pérez**  
aaron\_retana@yahoo.com



# CRUCIGRAMA DE CONOCIMIENTOS PETROLEROS



## Vertical

## Horizontal

- 1 Una sustancia generalmente en el estado coloidal o una emulsión, que es humedecida por agua; por ejemplo esta atrae agua o el agua se adhiere a esta.
- 2 Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, con el fin de determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.
- 3 Líquidos del gas natural que se recuperan en instalaciones de separación en campos productores de gas asociado y no asociado.
- 4 Una zona subterránea de roca permeable, saturada con agua bajo presión.
- 6 Es el proceso inverso de drene, por el desplazamiento de la fase no mojante (ejemplo aceite); con la fase mojable (agua).
- 8 El compuesto aromático más simple con un anillo de átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. na de las materias primas más importantes para la industria química.
- 12 Apertura presente en la roca que es generada por procesos de disolución o rupturas mecánicas de la roca.
- 5 Conjunto de mecanismos subsuperficiales utilizados en la aplicación de un sistema artificial para continuar con la explotación del yacimiento.
- 7 Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.
- 9 Propiedad de un medio poroso que se asocia a la facilidad con que percola uno o varios fluidos a través de ella.
- 10 Los poros grandes, a escala de milímetro y centímetro. En general, así se define todo tipo de macroporos.
- 11 Una unidad de permeabilidad.
- 12 Parte de un estrato de roca sedimentaria que difiere significativamente del resto.
- 13 La resistencia interna ofrecida por un fluido para fluir.
- 14 Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de partículas muy finas.



# Las 12 mejores series de la historia

Ordenadas en ranking



12. Atlanta (2016)



11. Chernobyl (2019)



10. Monty Python's Flying Circus (1969)



7. The Office (2005)



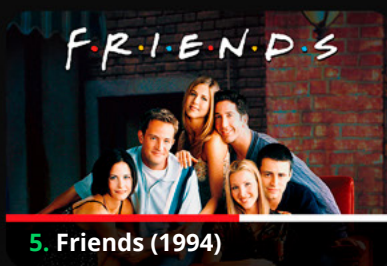
8. Juegos de Tronos (2011)



9. Lost (2004)



6. Twin Peaks (1990)



5. Friends (1994)



4. Los Simpsons (1989)



1. Los Soprano (1999)



2. The wire (2002)



3. Breaking Bad (2008)

# Evolución de los PALOS DE GOLF



Espolón de hierro ligero  
c. 1600's



Hierro regular  
c. 1800



Hierro cóncavo  
c. 1860



Palo de Willie Wilson  
c. 1880



Hierro cuello de cisne  
c. 1890



Palo de nogal macizo con  
cara en forma de cono  
c. 1903



Hierro de cardo  
c. 1904



Palo de Peggy (miralita)  
c. 1860



"Punto muerto" doble  
cascada  
c. 1919



Cardenal Niblick  
c. 1920



Espátula de Top-flite  
c. 1953



Hierro Ping Eye 2  
c. 1978



Apex Ben Hogan  
c. 1979



Maxfli de paleta australiana  
c. 1992



Titleist de hierro forjado  
c. 2003



TaylorMade de Tiger Woods  
Phase 1  
c. 2019

Fuente: [www.wunderkammer.studio](http://www.wunderkammer.studio)



# Las 10 mejores aerolíneas del mundo en 2024

10

Swiss International Air Lines, 2002  
★★★★★



9

Air France, 1933  
★★★★★



7

Turkish Airlines, 1933  
★★★★★



8

EVA Air, 1989  
★★★★★



6

Japan Airlines, 1951  
★★★★★



5

Cathay Pacific Airways, 1946  
★★★★★



3

Emirates Airlines, 1985  
★★★★★



4

ANA All Nippon Airways, 1952  
★★★★★



2

Singapore Airlines, 1972  
★★★★★



1

Qatar Airways, 1993  
★★★★★



Millones de copias vendidas los últimos 50 años | 0 500 1,000 1,500 2,000 2,500 3,000 3,500 4,000



# TOP 10

## Libros más leídos en el mundo

Basado en el número de libros impresos y vendidos los últimos 50 años.

Fuente: jaredfanning.com





¿SABÍAS QUÉ?

# HYPERION, el árbol más alto del mundo cuya localización es un secreto

Sabemos que el animal más grande que nos queda es la ballena azul, y que algunos moluscos pueden vivir más de 500 años. Pero ningún otro ser vivo puede compararse a los árboles. Algunos miden más de 100 metros de altura y viven más de 3,000 años. Hyperion, el árbol más alto del mundo, supera los 115 metros de altura, pero muy pocas personas saben dónde está. Su localización exacta es un secreto.

Es un buen ejemplo de la miseria humana: Hyperion es el ser vivo más majestuoso, pero hay que esconderlo por si a alguien le da por quemarlo, talarlo, o escalarlo y causar daños. Somos una especie que no sabe respetar a las demás. Y nos llamamos civilizados...

Hyperion es una secuoya del género *Sequoia sempervirens*, una especie originaria de California. Curiosamente, las secuoyas deben su nombre al jefe cheroqui Seqouyah, uno de los nativos norteamericanos más populares, pese a que en los lugares en donde habitaba el pueblo cheroqui, no había este tipo de árboles.

Las secuoyas son los árboles más altos que existen. Muchas superan los 100 metros de altura, con un grosor de tronco de hasta 7 metros. Y también son los más longevos. Muchas secuoyas viven entre 2,000 y 3,000 años.

Hyperion fue descubierto por los naturalistas Chris Atkins y Michael Taylor en 2006. Mide 115.5 metros de altura y es relativamente joven, ya que tiene entre 600 y 800 años de edad.

Aunque a veces se utilizan escáneres láser, la forma más convencional de medir la altura de un árbol es... escalar hasta la cima, y tirar una cinta métrica hasta el suelo. Eso es lo que hicieron con Hyperion.

El árbol más alto del mundo está localizado en el parque natural de Redwood, en California. Allí están las secuoyas más altas del mundo. En concreto, los tres árboles más altos. Tras Hyperion, Helios apenas mide un par de metros menos. El tercero es Icarus. Se calcula que Hyperion alberga en su tronco más de 500 metros cuadrados de madera. Y aunque mide más de 115 metros, eso solo es hasta el suelo. Sus raíces deberían añadir unos cuantos metros más a su envergadura, aunque es algo que no se puede medir.

Según nos cuentan en TICBeat, Hyperion debería seguir siendo el árbol más alto al menos hasta 2031, si se mantiene el ritmo de crecimiento de esta secuoya y de Paradox, que es más baja pero crece más rápido, a un ritmo de unos 20 centímetros al año.

Fuente: [invdes.com.mx](http://invdes.com.mx)





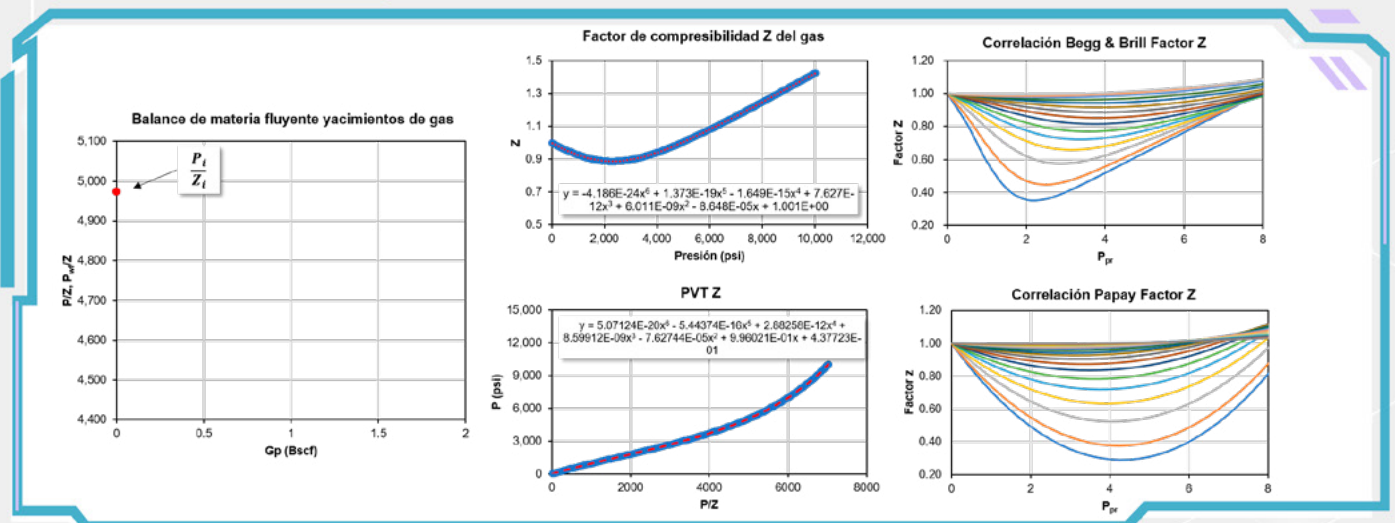
# Balance de materia fluyente en yacimientos de gas

Por: M. en I. Juan Manuel Ham Macosay

- Determinar el factor de compresibilidad Z del gas
  - PVT
  - Correlaciones (Begg & Brill, Papay, etc.)

- Calcular P/Z y graficar vs presión

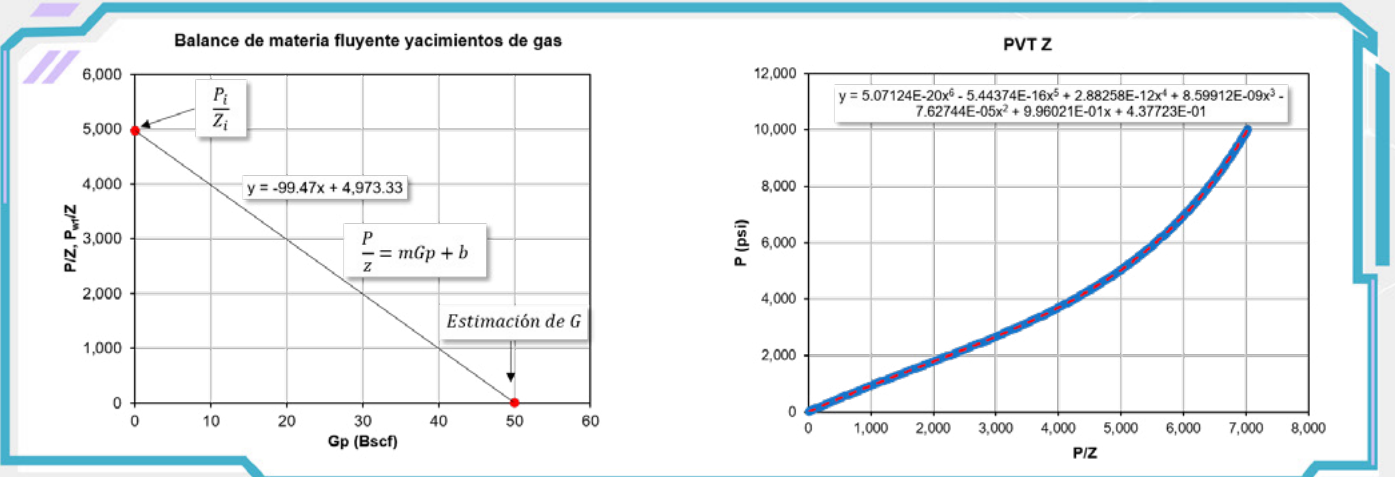
- Determinar P/Z a la presión inicial del yacimiento  $P_i/Z_i$



- Estimar un primer valor de G y graficar  $P_i/Z_i$  vs G, determinar la ecuación de la línea recta  $y = mx + b$ , entonces  $P/Z = mGp + b$

- Calcular con la ecuación  $P/Z = mGp + b$  todos los valores de P/Z con respecto a los datos de producción Gp

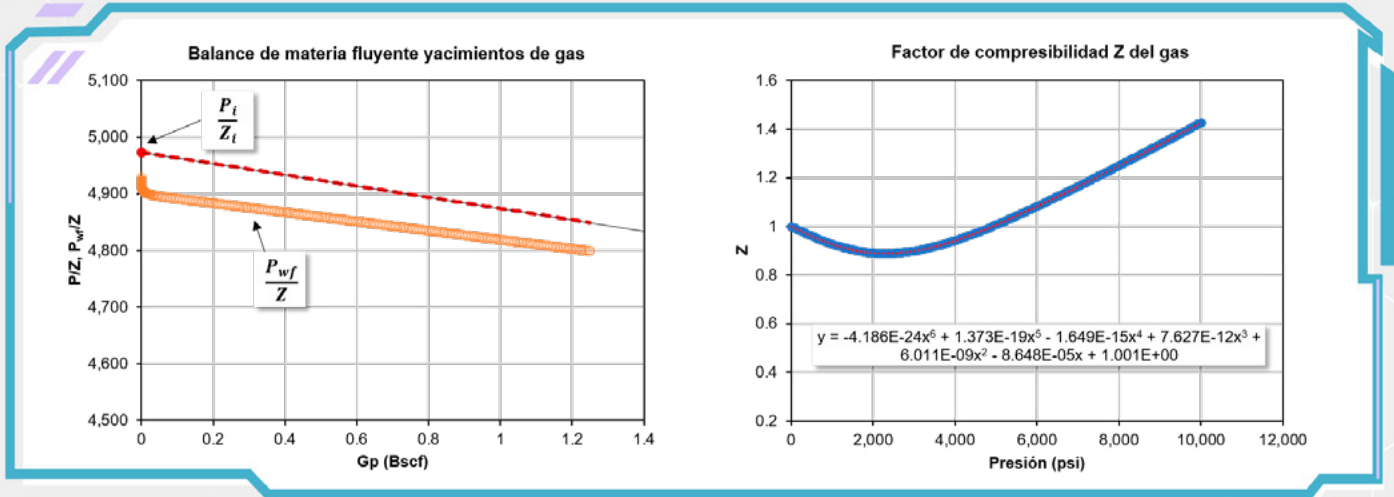
- La presión P del yacimiento en función de P/Z calculada en el punto anterior se obtiene al ajustar la curva de P/Z vs P del PVT o la correlación



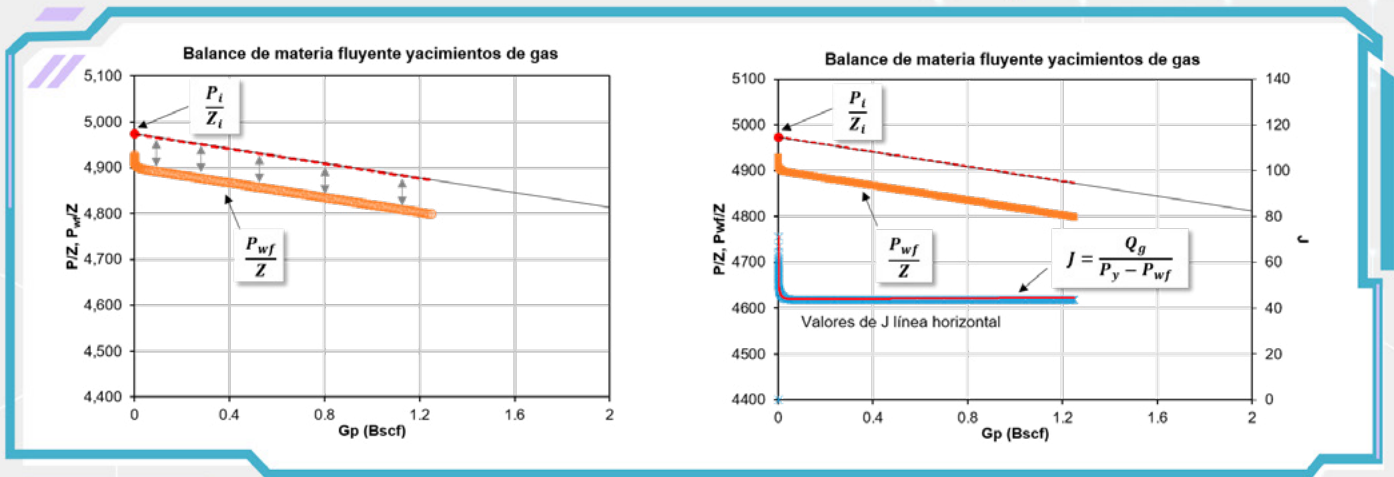
**7** Estimar los valores de Z en función de la presión del yacimiento

**8** Calcular  $P_{wf}/Z$  y graficar

**9** Revisar que se cumpla la condición que las curvas de  $P/z$  y  $P_{wf}/z$  sean totalmente paralelas, en caso contrario cambiar el valor de G hasta que se cumpla la condición



**10** Adicionalmente se puede agregar el índice de productividad del pozo  $J = q_g / (P_y - P_{wf})$  en el eje secundario y validar que tenga un comportamiento totalmente horizontal validando el volumen original G



**Autor: M. en I. Juan Manuel Ham Macosay**  
Líder de especialidad de ingeniería de yacimientos en PEMEX

Ingeniero en Petróleo y Gas Natural egresado en el año 2009 de la Universidad Olmeca. Actualmente labora en Petróleos Mexicanos en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción como líder de ingeniería de yacimientos. Su experiencia es en recuperación primaria de yacimientos naturalmente fracturados. Ha presentado trabajos relacionados con ingeniería de yacimientos y productividad de pozos a nivel nacional e internacional, sus áreas de interés son principalmente los métodos analíticos y numéricos en la caracterización dinámica de yacimientos. Miembro activo de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.



# SOPA DE LETRAS PETROLERA



Encuentra las siguientes palabras:

|               |              |             |           |              |
|---------------|--------------|-------------|-----------|--------------|
| CRACKING      | MISCIBILIDAD | BITUMEN     | POROSIDAD | CARBONATO    |
| ESTRANGULADOR | CENTIPOISE   | DENSIDAD    | TRAZADOR  | ENCOGIMIENTO |
| ESPACIAMIENTO | DRENE        | HETEROGÉNEO | ANULAR    | POLÍMERO     |



# VOCES DEL PETRÓLEO

Entrevista al Dr. Carlos Pérez Téllez

## 1. ¿De dónde es originario y cuál fue o cuáles fueron sus motivaciones para estudiar la carrera de Ingeniería Petrolera?

Por nacimiento, soy originario de la CDMX. Sin embargo, una vez recuperada mi madre de su estancia en el hospital la Raza, nos mudamos a Nicolás Romero, Estado de México, donde vivía nuestra familia. Allí residí hasta los 22 años, cuando me trasladé a Ciudad Pemex, Tabasco, para trabajar en el departamento de producción de Pemex en junio de 1987.

Aunque no creo en el destino que se dice ser un poder sobrenatural o un plan divino que guía la vida humana, paradójicamente, reconozco que mi amada profesión de ingeniero petrolero fue origen de mi destino. Permítanme compartir un poco de mi historia para explicarme.

Desde niño, mi curiosidad por los fenómenos físicos despertó en mí la vocación de entenderlos. Así nacieron mis aptitudes y habilidades para la física y las matemáticas, lo que me llevó a estudiar la preparatoria en el Centro de Estudios Científicos y Tecnológicos (CECyT) No. 2 "Miguel Bernard" del Instituto Politécnico Nacional, donde me titulé como técnico industrial, para poder trabajar y estudiar la carrera de físico nuclear que se impartía en la UAM Azcapotzalco, la cual anhelaba estudiar hasta ese entonces.

Para mayo de 1982, todo iba bien, pero me enteré de que la carrera, impartida en cuatrimestres, comenzaba en septiembre de ese mismo año. Mis padres, por razones evidentes, no me permitieron quedarme inactivo y me impulsaron a continuar estudiando cualquier carrera, en tanto iniciaran las clases en la UAM.

Dado que por haber estudiado el bachillerato en el CECyT tenía pase directo a las carreras universitarias del IPN, decidí ocupar esos meses estudiando cualquier ingeniería. Esta decisión me llevó a Zacatenco y, por casualidad, a la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura (ESIA).

Recuerdo que al entrar a las oficinas donde se inscribían los estudiantes de nuevo ingreso, había varias opciones de carreras de ingeniería: geología, geofísica, petrolera y

topografía. Podrá parecer increíble, pero en la ventanilla de ingeniería petrolera no había fila, así que, sabiendo que solo iba a estar temporalmente para ocupar mi tiempo, me inscribí sin contratiempos a la carrera de ingeniero petrolero.

Hasta ahí no pasaba nada, yo seguía con mi firme propósito de estar unos meses y cambiarme a la UAM, pero mi "destino" se aferraba a que yo fuera ingeniero petrolero, porque al segundo día de iniciar las clases, la profesora de la materia de Geología I, cuyo nombre tristemente no recuerdo, describió magistralmente el fenómeno de la Pangea y el origen del petróleo. Esta primera clase de geología marcó mi vida y despertó en mí un gran interés por entender estos asombrosos fenómenos naturales. Así se gestó en mí el amor a la ingeniería petrolera.

Este amor y mi pasión por entender los fenómenos físicos me han motivado a ser ingeniero, maestro y doctor en ingeniería petrolera, mantenerme actualizado y contribuir a la ingeniería e industria petrolera nacional e internacional de manera continua.

## 2. ¿Cuáles son las fortalezas que debe tener un ingeniero petrolero?

Después de casi 38 años en la ingeniería petrolera, puedo afirmar que la principal fortaleza de un ingeniero petrolero es su conocimiento del proceso integral: yacimiento-pozo-superficie. Esta característica le permite empatizar fácilmente con cualquier otra profesión dentro de la industria petrolera.

Esta fortaleza se magnifica cuando uno se especializa en una de las tres principales disciplinas de la cadena de valor de exploración y producción: yacimientos, perforación o producción, y se esfuerza por complementar sus conocimientos en las otras dos.

Además, es esencial desarrollar habilidades gerenciales como: administración de proyectos, planeación, finanzas, trabajo en equipo, liderazgo, comunicación efectiva, toma de decisiones, entre otras. Estas fortalezas, combinadas con una actitud positiva, son invaluableles en la industria petrolera.



### 3. ¿Qué perspectiva visualiza para la industria petrolera en Tabasco y en México?

De mis casi 38 años de vida profesional, he vivido 30 en Tabasco. Puedo decir que en este hermoso estado no solo se gestó mi vida profesional, sino también la familiar. Por ello, afirmo que Tabasco, entre todos los estados de nuestro querido México, fue bendecido con una riqueza natural de hidrocarburos que a veces parece inagotable. A pesar de que su producción data de más de 60 años, hoy en día sigue siendo considerado el estado con mayor potencial petrolero, concentrando prioritariamente la actividad exploratoria nacional. Esto se debe a que la provincia petrolera Cuencas del Sureste contiene casi el 60% de la reserva 3P y el 30% de los recursos prospectivos convencionales de México.

Además, la nueva refinería Olmeca, que procesará 340 mil barriles por día de crudo, y la infraestructura de la Terminal Marítima Dos Bocas, donde se acondiciona y distribuye más del 70% de la producción del país, aseguran que Tabasco seguirá siendo, por varias décadas más, palanca de la economía nacional gracias a sus aportaciones petroleras. Esta riqueza solo podría compararse con los recursos prospectivos de las provincias petroleras Golfo Profundo y Tampico-Misantla, que en conjunto contienen el 55% de los recursos prospectivos de México, estimados en 113 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Aunque estos recursos prospectivos representan una enorme riqueza potencial para el país, es necesario explorarlos, desarrollarlos y explotarlos. Mientras eso ocurra, la provincia petrolera Cuencas del Sureste, que abarca casi la totalidad del estado de Tabasco, seguirá siendo, insisto, la más importante por varias décadas.

### 4. ¿Considera que existe un decálogo para el ingeniero petrolero y de ser así cuál sería?

Reflexionando sobre las más de cuatro décadas de convivencia con la ingeniería petrolera, tanto en la teoría, desde la licenciatura hasta el doctorado, como en la práctica, desde ingeniero de campo hasta liderar tres subdirecciones que abarcan toda la cadena de valor

de exploración y producción, y en la responsabilidad profesional altruista, desde miembro de prestigiosas asociaciones sin fines de lucro hasta presidente nacional del CIPM y de especialidad de la Academia de Ingeniería de México, considero que el ingeniero petrolero debe tener un decálogo que guíe su trayectoria profesional.

Basado en mi experiencia, propongo el siguiente:

1. Sé un excelente estudiante, desarrolla una buena actitud y el hábito de la lectura. Si bien es cierto que México y el mundo tiene un gran futuro energético, también es cierto que hay una enorme competitividad laboral producto de más de 60 instituciones que imparten la carrera de ingeniero petrolero en México.
2. Selecciona tu disciplina (yacimientos, perforación o producción) y especialízate en ella, pero estudia, entiende y empatiza con cualquier otra. Las buenas y objetivas decisiones de los ingenieros petroleros se basan en las propuestas de expertos en su disciplina que entienden en buena medida el proceso integral.
3. Desarrolla tempranamente conocimientos gerenciales. No hay mejor ingeniero petrolero que aquel que además de sus capacidades técnicas, tiene competencias gerenciales: administración, planeación, liderazgo, toma de decisiones, entre otras.
4. Desarrolla tu conocimiento y experiencia de la mano de la práctica. El conocimiento basado en estudio-práctica-experiencia gobierna sobre la experiencia práctica ganada por ensayo y error.
5. Espera tu momento para participar en la toma de decisiones. Sé un aprendiz para convertirte en un auxiliar, posteriormente en un especialista, hasta entonces involúcrate en la toma de decisiones, tus aciertos te darán el grado de experto.
6. Soporta tu propuesta técnica y defiéndela solo si es la mejor. En nuestra profesión, generalmente, cualquier decisión, por lo menos, tiene dos características: 1. Siempre hay más de una alternativa y 2. Cualquiera de ellas es de alto costo.
7. Asegúrate que cualquier tecnología, innovación o creatividad se sustente y garantice su beneficio en el papel, antes de ejecutarse.

8. Actualízate permanentemente. Experiencia sin actualización le hace mucho daño a una organización.
9. El experto debe enseñar, guiar y supervisar al especialista; este último, al siguiente estrato en conocimientos, y así... sucesivamente; el proceso no debe romper esta cadena.
10. Respeta y apasionate por tu profesión o trabajo, pero ama y disfruta a tu familia oportunamente.

**5. Mencione, considerando que tiene un gran número de experiencias ¿Cuál fue uno de sus mayores retos en su etapa profesional?**

Uno de los mayores retos en mi trayectoria profesional ha sido mantenerme en constante crecimiento y aprendizaje. Con más de 38 años de experiencia en la ingeniería petrolera, he vivido mi profesión con pasión y entusiasmo, enfrentando desafíos tanto en el campo como en el ámbito académico. Liderar equipos de trabajo y equilibrar la exigencia profesional con la justicia siempre representó un desafío, pero también una fuente de profunda satisfacción.

Siempre he sentido un respeto profundo por mi profesión, viviéndola intensamente. Al recordar mi carrera, revivo momentos en los que lideré equipos para alcanzar objetivos comunes. Aunque las organizaciones no tienen corazón y suelen asociar responsabilidades a un salario, para mí, liderar significaba buscar el balance entre exigencia y justicia. Los retos siempre me han motivado, al igual que los líderes que me impulsaron a superar expectativas. En el ámbito laboral, casi nada me parecía imposible de lograr.

Desde joven, sentí una fascinación por estudiar y entender los fenómenos físicos que describe la Tierra. Esto fue un desafío constante, pero también una fuente de motivación. Gracias a mi desempeño, siempre fui considerado un elemento valioso y mantuve una agenda llena de responsabilidades. Cuando decidí estudiar una maestría, lo hice con determinación: me presenté al examen de ingreso sin pedir permiso oficial a mis jefes. Con entusiasmo y algo de suerte, aprobé el examen y, pese a las dificultades, logré completar la maestría.

El doctorado fue otro gran reto. Los requisitos eran muy exigentes y mi inglés, prácticamente nulo. Presenté el examen de inglés unas ocho veces antes de aprobarlo. Incluso durante la entrevista en la universidad, no pude comunicarme directamente con el profesor por la barrera del idioma. Gracias a un traductor y a mi evidente deseo de superación, el profesor redactó un documento aceptándome en el doctorado bajo la condición de estudiar inglés durante seis meses. Con esfuerzo y dedicación, cumplí con los requisitos y finalicé el programa.

Mantenerme actualizado y transmitir eficazmente mis conocimientos siempre fue un desafío adicional. Realizar presentaciones para estudiantes, profesores, profesionales, congresos y paneles era un reto constante, pero también una oportunidad para compartir mi pasión por la ingeniería petrolera. Es entonces que puedo decir que, mi mayor reto profesional ha sido mi insaciable deseo de crecer y prepararme continuamente. Afrontar y superar los obstáculos en el trabajo y en mi desarrollo académico ha sido una experiencia emocionante y gratificante. Mi trabajo nunca fue un reto; lo disfrutaba tanto que cada operación o tarea era una fuente de satisfacción.

No obstante, la búsqueda constante de conocimiento y la necesidad de entender los "porqués" de mi entorno han sido mis mayores desafíos y, al mismo tiempo, mis mayores logros.

**6. ¿Cuál considera usted que sea la fórmula para encontrar el balance adecuado entre el trabajo de un ingeniero petrolero y la vida personal, principalmente la familia?**

En mis primeros años como profesional, la pasión por el trabajo me absorbió por completo. Seguíamos el ejemplo de las generaciones anteriores, quienes creían firmemente que el trabajo debía ser la prioridad absoluta. Sin embargo, con el paso del tiempo, he llegado a comprender que es esencial alentar a los jóvenes a valorar más a su familia, sin descuidar sus metas profesionales. El trabajo siempre estará ahí, pero la familia requiere atención y tiempo. Alcanzar un equilibrio entre ambos aspectos no solo es posible, sino necesario, aunque implica un esfuerzo consciente. Dedicar momentos de calidad a las personas que amas no solo enriquece tu vida, sino que fortalece las relaciones más importantes.

Uno de los mayores retos que enfrenté fue adaptarme a una cultura laboral que promovía largas jornadas. En muchas ocasiones, permanecíamos en la oficina simplemente porque el jefe seguía ahí, aunque no estuviera trabajando activamente. Reconozco que estas dinámicas me alejaron de mi familia en momentos significativos. Hoy entiendo que ese tiempo perdido no se puede recuperar, y por ello creo que las nuevas generaciones deben aprender de estas experiencias.

Mi consejo es claro: desde el principio, busquen un balance. Trabajar con dedicación y pasión es fundamental, pero nunca debe hacerse a expensas de la familia. El tiempo que dedican a su familia es invaluable. Trabajen con compromiso, pero asegúrense de reservar espacio para estar presentes con quienes los apoyan y motivan. Al final, esos momentos son los que perduran y dan verdadero significado tanto a la vida personal como a la profesional.

## DR. CARLOS PÉREZ TÉLLEZ

Ha tenido una destacada trayectoria en la industria petrolera nacional e internacional. En el ámbito nacional, en sus casi 38 años de carrera profesional en Petróleos Mexicanos, se ha desempeñado en toda la cadena de valor de exploración y producción, característica que en su paulatino y sostenido crecimiento profesional, le ha permitido ocupar puestos gerenciales y directivos en perforación, activos y regiones, hasta su encargo actual como Subdirector Técnico de Exploración y Producción en Petróleos Mexicanos.

En esta trayectoria laboral ha liderado proyectos transformadores, entre los que destacan: desarrollo de un modelo mecánico para predecir la presión de fondo durante el proceso de perforación bajo balance, mismo que contribuyó al nacimiento de la tecnología Managed Pressure Drilling (MPD), desarrolló la metodología de diez pasos para generar un modelo de geomecánica, promotor de la creatividad e innovación de la ingeniería de diseño de pozos y metodología VCDSE, diseño y desarrollo del primer "Centro de Control de la Perforación en Tiempo Real en México", incorporación a la industria petrolera del concepto campos geriátricos, diseño y ejecución de la Estrategia Nacional de Formación Técnica de Pemex Perforación y Servicios, entre muchos otros. Además, es un promotor acérrimo de las nuevas generaciones y se mantiene activo como conferencista, director y mentor de tesis. En el ámbito internacional, ha contribuido con la autoría de 42 artículos técnicos y coautoría de 11, mismos que se han presentado y/o publicado en la JPT, SPE, IADC, OTC, COLAPER, CMP, AIPM y CIPM.

Ha sido galardonado con el premio de Ingeniería Petrolera en el estado de Tabasco, fungió como presidente nacional del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la especialidad de Ingeniería Petrolera de la Academia de Ingeniería México.

Cuenta con licenciatura (IPN), maestría (UNAM) y doctorado (LSU) en Ingeniería Petrolera.

### 7. Mensaje a las futuras generaciones.

Sumando las oportunidades que ofrece el gran potencial petrolero de nuestro país, el catalizador impuesto por la cuarta revolución tecnológica y la inminente transición energética, se avecina un futuro profesional prometedor para los ingenieros petroleros, para ello; deben construirse un sueño ambicioso a la medida del esfuerzo y dedicación que estén dispuestos a invertir para alcanzarlo.

La ingeniería e industria petrolera y México seguirán siendo grandes con tu aportación, solo tienes que sumarte.



IPN, ESIA Ticomán.



## Premio Nobel de Literatura 2024

## HAN KANG



**B**ienvenidos a “El rincón literario” un espacio en el que encontrarás reseñas, recomendaciones y datos relacionados con el mundo de los libros. Existe en la actualidad una cantidad casi inimaginable de libros al alcance de nuestras manos y disponibles en diversos formatos. Entonces, ¿cómo elegimos nuestra siguiente lectura? Las recomendaciones nos llegan a través de columnas, redes sociales, podcasts o por algún asiduo lector, enriqueciendo nuestras posibilidades.

Otra forma de guiarnos son los premios literarios, y el más importante y codiciado es el Nobel de Literatura, el máximo galardón de las letras universales. El primero se entregó en 1901 al francés Sully Prudhomme y la primera mujer en recibirlo fue la sueca Selma Lagerlöf en 1909. Datos interesantes que hay que tener en cuenta.

#### Sobre el Nobel de Literatura 2024

El 10 de octubre de 2024 la Academia Sueca anunció como ganadora del Premio Nobel de Literatura a la escritora surcoreana Han Kang, “por su intensa prosa poética que afronta traumas históricos y expone la fragilidad de la vida humana”, convirtiéndose en la decimoctava mujer, en 123 años de historia, en ganar este premio.

#### Sobre la autora

Han Kang nació el 27 de noviembre de 1970 en Gwangju, Corea del Sur. Estudió Letras en la Universidad Yonsei. Trabajó como periodista en diversas revistas y comenzó su carrera como escritora al ganar el concurso literario de primavera Seúl Shinmun en 1994.

Actualmente da clases de Creación Literaria en el Instituto de las Artes de Seúl, además de dedicarse a su escritura. A sus 53 años es la primera mujer asiática, y la primera persona surcoreana, en recibir el Premio Nobel de Literatura, además de la más joven de los últimos 37 años.

#### Sobre su obra [traducida al español]

Dueña de una prosa poética tendente a la introspección y a la exploración de los abismos humanos con delicadeza cirujana, estas son cuatro de sus novelas traducidas al español.

#### “La vegetariana” (2007)

Es su libro más famoso, ganador del prestigioso Booker International Prize en 2016 por su traducción al inglés, y cuya historia sigue el rastro de una ama de casa que conmociona a su familia cuando deja de comer carne, antes de dejar de comer por completo y anhelar convertirse en un árbol que pueda vivir de la luz del sol. Se dice que se inspiró en un verso de Yi Sang: «Creo que las personas han de ser plantas».

#### “La clase de griego” (2011)

Narra la historia de una mujer que ha perdido la capacidad de hablar y asiste a clases de griego antiguo con la esperanza de recuperar la lengua perdida, mientras atraviesa otras pérdidas: su madre y la custodia de su hijo de ocho años. Explora la pérdida y la fragilidad humana.

#### “Actos humanos” (2014)

Narrando a través de las experiencias de siete personajes, revive lo ocurrido en la ciudad de Gwangju en 1980 cuando el ejército reprimió una sublevación popular dejando miles de muertes. Es una novela brutal, profundamente atemporal y universal que nos habla de las heridas colectivas y la violencia humana.

#### “Blanco” (2016)

Finalista del Booker International Prize en 2018, es un ejercicio de introspección de la autora sobre la muerte de su hermana, quien falleció poco después de nacer, a través de una serie de viñetas que giran en torno al color blanco, ya que, en algunas culturas asiáticas, ese es el color del luto. Reflexiona sobre la pérdida y la relación con la pureza y la ausencia.

*“Tiene una conciencia única de las conexiones entre el cuerpo y el alma, los vivos y los muertos, y con un estilo poético y experimental se ha convertido en una autora innovadora de la prosa contemporánea.”*

- Academia Sueca



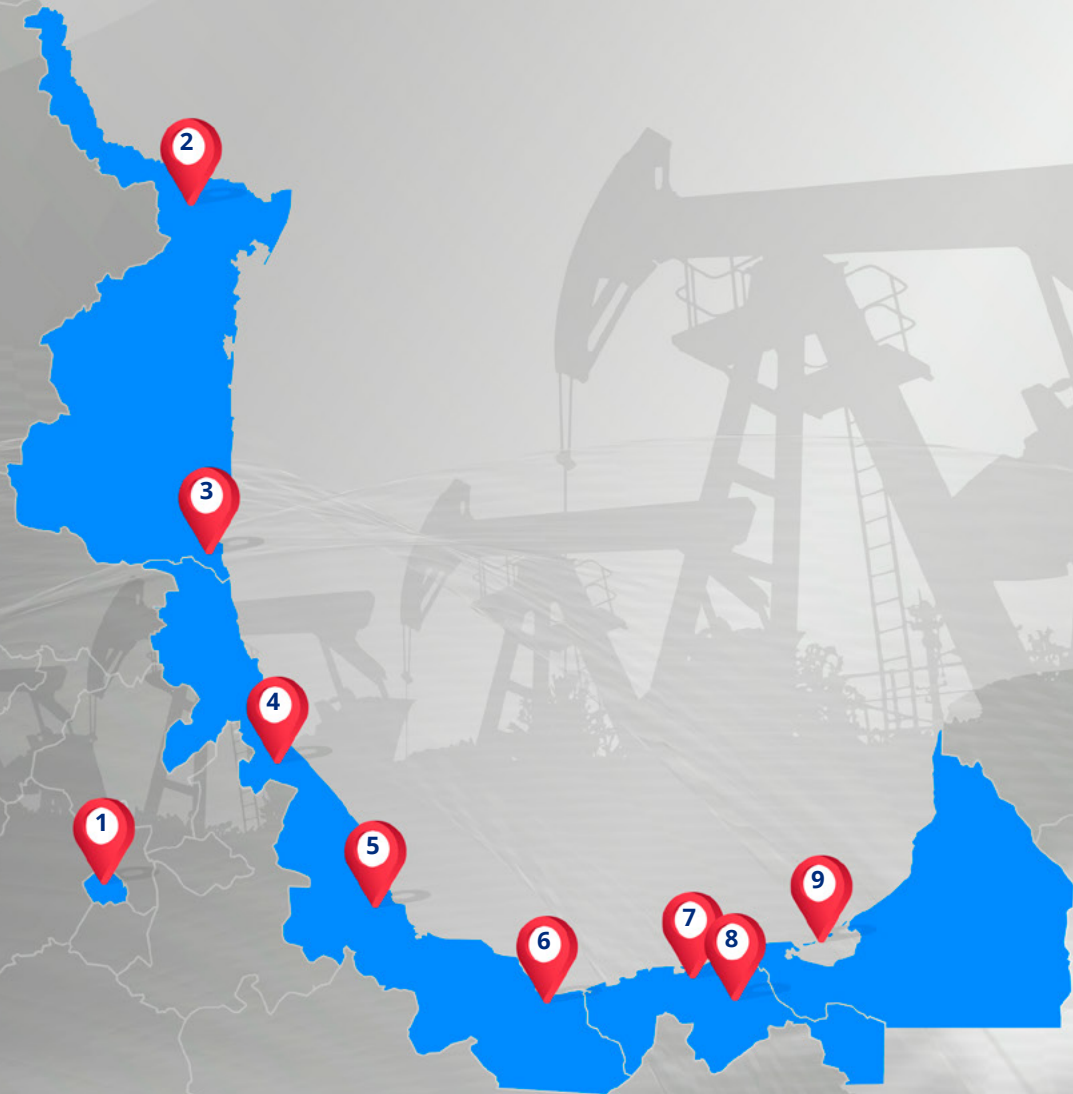
**Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente**  
Ingeniera Petrolera en PEMEX





Te invitamos a unirte al Colegio de Ingenieros Petroleros de México y disfruta de los beneficios que te otorga ser colegiado.

# ¡Súmate al CIPM!



## Contactos por Sección:

- |   |  |   |
|---|--|---|
| <b>1. Sede Ciudad de México</b><br>Yuliana Ivette Torres García<br><a href="mailto:yuliana.ivette.torres@pemex.com">yuliana.ivette.torres@pemex.com</a> | <b>4. Poza Rica</b><br>José Adolfo Castillo de la Vega<br><a href="mailto:jose.adolfo.castillo@pemex.com">jose.adolfo.castillo@pemex.com</a> | <b>7. Dos Bocas</b><br>Sergio Vázquez Nolasco<br><a href="mailto:sergio.vazquezn@pemex.com">sergio.vazquezn@pemex.com</a>                       |
| <b>2. Reynosa</b><br>Luis Fernando Aguilera Naveja<br><a href="mailto:luis.fernando.aguilera@pemex.com">luis.fernando.aguilera@pemex.com</a>            | <b>5. Veracruz</b><br>Carlos Correa Guerrero<br><a href="mailto:carlos.correa@pemex.com">carlos.correa@pemex.com</a>                         | <b>8. Villahermosa</b><br>Gilberto Díaz Alcocer<br><a href="mailto:gilberto.alejandro.diaz@pemex.com">gilberto.alejandro.diaz@pemex.com</a>     |
| <b>3. Tampico</b><br>Manuel Soto Meneses<br><a href="mailto:manuel.soto@pemex.com">manuel.soto@pemex.com</a>  | <b>6. Coatzacoalcos</b><br>Carlos Alberto Pulido Morales<br><a href="mailto:carlos.alberto.pulido@mex.com">carlos.alberto.pulido@mex.com</a> | <b>9. Ciudad del Carmen</b><br>Juan Carlos Medina Rodríguez<br><a href="mailto:juan.carlos.medinar@pemex.com">juan.carlos.medinar@pemex.com</a> |

# Pensamiento económico y medio ambiente



Por M. en I. Benito Ortiz Sánchez



El crecimiento económico tiene externalidades negativas, algunas de ellas de carácter ambiental, incluyendo la contaminación local del aire y el cambio climático global. ¿Estas externalidades negativas se intensificarán en el futuro con un nivel de ingresos más alto o por el contrario el mayor nivel de ingreso económico resolverá de manera natural estas externalidades negativas? El tema en concreto se relaciona con el progreso, por lo que vale seguir cuestionando ¿Qué implicaciones tiene el progreso desde la perspectiva de las externalidades que pudieran presentarse a la par de él? ¿En verdad, el progreso es solamente destrucción? O ¿El progreso puede contribuir al bienestar y respeto al medio ambiente?

Todo es relativo, dependiendo de una serie de circunstancias, por lo que se puede ser optimista o pesimista en el tema, pero, invariablemente, el problema será de índole social y económico. Social porque se debe abordar entre todos, comunidades, individuos, autoridades, instituciones públicas, empresas, ONG's etc. Y económico porque las externalidades generalmente implicarán un costo, aunque en ocasiones también un beneficio: Sin embargo, su análisis y determinación implica complejidad en todos los aspectos, en lo social, porque en una relación productiva histórica, implica negociar un acuerdo debido a los intereses mutuamente entrelazados y a la par respetar las libertades de las partes. Y en lo económico, porque en ocasiones, es difícil evaluar el costo de las externalidades y todavía más complejo la forma como la percepción de uno u otro puede alterar el sentido de valor de la externalidad lo que es congruente con la "Imposibilidad del teorema de Arrow", que niega que sea posible pasar de las preferencias individuales a las preferencias de la sociedad con mínimas garantías de solvencia.

Entonces, ¿Cuál es la expectativa? ¿Qué nos depara el devenir de la historia? La economía ha venido desarrollándose,

y de acuerdo con Ramos (2005) quien menciona que, en los clásicos (economistas), la naturaleza y el medio ambiente, fueron considerados solo subsidiariamente en su preocupación fundamental por el crecimiento económico. En tanto que, con la irrupción del marginalismo en el último tercio del siglo XIX, la naturaleza desaparece de la agenda de las corrientes principales de la economía. Y no es sino hasta la década de los setenta del siglo pasado, que se vuelve a mirar hacia el medio ambiente natural, y ello por una razón clara: los problemas medioambientales de las sociedades industrializadas.

Las externalidades (que pueden ser vistas como fallos y que han dado pie a la aparición de instrumentos económicos que tratan de ser empleados como un medio para detener el deterioro ocasionado por la actividad productiva), son el tema de discusión en relación con la posible intensificación de su incidencia, ante un escenario económico de incremento consistente del nivel de ingresos de la sociedad. Es decir, si se parte del supuesto que la economía a nivel mundial tenderá a mantener una tendencia de crecimiento en los ingresos, descartando cualquier otro escenario económico. Entonces, contextualizando históricamente la tendencia en el desempeño de las externalidades asociadas a las actividades económicas, se podría inferir que las externalidades se mantendrán al alza por distintos motivos.

Primeramente, porque la naturaleza de cada interesado le impide pensar de forma semejante, es decir, lo que para unos puede ser un problema o externalidad, para otros no lo será o no tendrá la misma importancia, y se hace difícil pensar en una conciliación de intereses que conlleven a un acuerdo. No obstante, se podría introducir el concepto de gobernanza y la actuación del Estado para regular y sancionar a quienes provoquen externalidades, sin embargo, no todos los gobiernos, o mejor dicho, no todos los

hombres que ejercen el poder, necesariamente tendrán una visión ecológica, y para muestra un botón, la administración inmediata anterior de los Estados Unidos de América revertió avances en materia de control regulatorio, que se orientaban a incentivar la disminución de externalidades negativas, todo con el afán de incrementar la productividad de diversos sectores industriales. Así mismo, retiró a su país de acuerdos y tratados internacionales que la sociedad entre las naciones ha venido intentando construir para atender la problemática de deterioro ambiental y fenómenos poco entendidos y relacionados al cambio climático.

El desacuerdo hacia una visión ecológica y de respeto a la biodiversidad de la flora y la fauna, así como de los recursos naturales, renovables y no renovables, también se ve atacada por diversos grupos de interés, y no todos de origen legal, sino en el peor de los casos, grupos con intereses económicos, que realizan actos criminales contra los ecosistemas.

En específico algunos ejemplo: individuos dedicados a la pesca furtiva de especies como el pez totoaba, además del daño a esa especie, también provocan una afectación a la vaquita marina en riesgo de extinción; las empresas balleneras japonesas largamente señaladas a nivel internacional; bandas de tala montes que provocan una deforestación descontrolada y sin remediación de la misma, y un largo etcétera, donde cada cual, establece sus prioridades y sus razones para actuar con el afán de obtener ingresos, que aunque mal habidos, se van incorporando a los sistemas financieros y a la actividad económica en mayor o menor escala.

Aunque socialmente hablando, se esperaría que mayores ingresos, debieran en primera instancia, inducir a pensar en mejor educación, y con mejor educación, en mayor conciencia, y a mayor conciencia, mayor empatía por los otros, incluso llevar esta cadena hasta la conciencia ecológica, y por ende, a coincidir en armonizar el desarrollo económico con la naturaleza y la minimización de los impactos provocados por las externalidades inherentes a los procesos productivos. Pues resulta que no, debido a que una terca realidad se impone, una dura materialidad corta, desde el primer eslabón, esa cadena virtuosa descrita.

Así, no necesariamente es cierto que, a mayores ingresos, mejor educación, si la distribución de dichos ingresos no es la apropiada, no hay mejor educación para las masas de la sociedad y entonces, se puede augurar el fin de la cadena virtuosa.

Otro aspecto que para algunos resulta controversial, son los bonos o créditos de carbono, toda vez que esta figura, implica que las industrias y los gobiernos de países generalmente desarrollados, mantengan sus condiciones contaminantes con respecto a la generación de CO<sub>2</sub>, y trasladen hacia otras industrias y otros países, comúnmente en vías de desarrollo, recursos financieros para que los proyectos de infraestructura productiva en estos países, que de origen pudiera ser potencialmente contaminante, utilice dichos recursos para que se diseñe y se emplee tecnología que disminuya las emisiones de CO<sub>2</sub>, y de esta manera, las primeras compañías (las de los países desarrollados) asuman saldada su deuda y su conciencia con la naturaleza y las regulaciones ambientales internacionales. Cuando, el deber ser más eficiente debiera considerar que esas compañías inviertan y reconfiguren sus procesos productivos para que fueran ellos mismos quienes redujeran sus emisiones a la atmosfera, y si deberás tuvieran vocación ambientalista, adicionalmente contribuyeran para que en los países en vías de desarrollo lleguen recursos para también edificar procesos industriales no contaminantes.

En este contexto, es desalentador tener una visión catastrofista del futuro, pero por los planteamientos evidenciados, tendría que haber un gran golpe de timón en la conciencia universal, para que, un incremento en el nivel de ingresos implicara una reducción de externalidades negativas en corto y mediano plazo o antes que el destino... "perdón, el destino ya nos alcanzó".





EDICIÓN  
**NOCHEBUENA**  
Diciembre 2024



Explanada Torre Ejecutiva de PEMEX, CDMX.

## Eventos de la industria petrolera nacional e internacional 2025

### Mayo

Offshore Technology Conference,  
05-08, Houston, Texas, USA

### Junio

Congreso Mexicano del Petróleo 2025,  
18-21, Acapulco, Guerrero

### Agosto

Expo Oil & Gas México 2025,  
27-29, Expo Santa Fe, Ciudad de México

*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 Formación, Desarrollo y Certificación Profesional del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.*

## CONTÁCTANOS

eduardo.perez.tosca@outlook.com  
aaron\_retana@yahoo.com

Diseño por:




Escanea el código para  
acceder todas las ediciones ▶



**Empresa  
operadora  
o prestadora de  
servicios del sector  
petrolero, ¿te gustaría  
anunciarte en la revista?**

Escríbenos y te decimos cómo:  
[norma.itzel.morales@pemex.com](mailto:norma.itzel.morales@pemex.com)

CIPM\_mx   
cipm-ac   
[cipm.org.mx](http://cipm.org.mx) 

cipm\_ac   
cipm\_ac   
cipm\_ac 