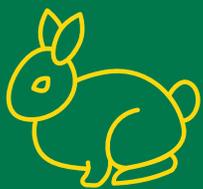


# Revista Petrolera

*Ingeniería por México*

OCTUBRE 2025 Año 2 No. 4



EDICIÓN  
**TEPORINGO**  
Octubre 2025



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



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

Estimados miembros de la comunidad petrolera,

Es un honor presentarles la más reciente publicación de la **Revista Petrolera Edición Teporingo** del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, que sigue siendo un espacio invaluable donde convergen el análisis técnico, la experiencia práctica y el saber cultural.

En esta entrega, abordamos temas que reflejan el constante movimiento de nuestro sector. En la sección **Entorno Petrolero**, se tocan temas como el Plan Estratégico 2025-2035 de Petróleos Mexicanos, el 60 aniversario del Instituto Mexicano del Petróleo, la cooperación energética entre México y Canadá y el reciente Congreso Académico del Petróleo 2025.

En **Memorias Técnicas**, presentamos artículos sobre el control de agua en trayectorias de pozos de alto ángulo, la adquisición de datos con aparejo temporal en pozos HPHT, aplicación del balance de materia multitanque e indicadores de eficiencia de perforación.

La sección **Hitos Históricos** nos invita a ampliar nuestra visión del mundo, recorriendo temas tan diversos como las pinturas más valiosas, las personas más ricas de todos los tiempos, los

tsunamis más destructivos de la historia y las mentes con los coeficientes intelectuales más altos registrados.

En **¿Sabías Que?**, combinamos contenido técnico y cultural para ampliar tu perspectiva. Esta edición incluye un recorrido por ese punto central del país y una guía detallada del análisis de declinación de la producción.

Nuestro **Anecdotario** rescata la perspectiva del Ing. Juan Manuel Rodríguez Domínguez, a partir de los antecedentes históricos, de la producción en Ébano.

En el **Rincón Literario**, damos a conocer Hamnet de Maggie O'Farrell, una obra que aborda con delicadeza los temas de la pérdida, el dolor y el amor desde la perspectiva de una madre.

Les invitamos a sumergirse en esta edición con entusiasmo y orgullo. Esta revista es testimonio del esfuerzo colectivo: conocimientos compartidos, historias que dignifican y una profesión que se renueva día a día.

Con respeto y dedicación,

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

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Consejo Directivo Nacional  
2024 - 2026



*Ingeniería por México*

# Teporingo

**E**n lo alto de los volcanes del centro de México, entre pastizales y rocas, habita un pequeño y escurridizo mamífero que pocos han visto: el teporingo. Conocido también como el conejo zacatucho, esta especie endémica enfrenta una lucha silenciosa contra la deforestación y el avance humano que amenazan su existencia. De hecho, desde hace más de 40 años se encuentra en peligro de extinción, debido a la fragmentación de sus hábitats.

Es difícil sacarlo de ese estatus porque existen varios problemas dentro de las zonas montañosas donde vive, como la tala inmoderada, la recolecta de madera, el aprovechamiento de recursos como los hongos y otros productos que, al final, perturban la zona de alguna forma; es decir, la intervención humana.

Su hábitat está fragmentado debido a que, en muchas ocasiones, se construyen carreteras que dividen las zonas boscosas en donde vive. Al ser un organismo tan pequeñito en un hábitat transformado, corre peligro de extinción.

“Además, al teporingo no le gusta convivir con los humanos”.

Su reproducción es muy difícil y lenta, y esa es una de las razones por las que está en peligro de extinción. Además, tienen camadas muy “pequeñas”: por lo general solo un par de crías, a diferencia de los conejos que pueden tener entre 10 y 20 gazapos. El problema es que “no se puede conservar a una especie sin su medio ambiente y sin los animales con los que convive, porque entonces no tendría ni alimento ni depredadores”.

Encontrar teporingos es un buen indicador de que la salud del ecosistema está bien. Sin embargo, solo las personas que viven cerca de esas montañas los reconocen. Se trata de un símbolo de las comunidades, y actualmente, debido al interés por la especie que se encuentra en peligro de extinción, la prensa, la radio y diversos medios lo han convertido en un “animalito” más coloquial. “Lo podemos ver en algunos zoológicos importantes de la Ciudad de México”.



# 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 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. Norma Itzel Morales Herrera*
- 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 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 TRANSVERSALES

No. Comité

### C9 Relaciones públicas Responsable: Dr. Néstor Martínez Romero

### C10 Actualización y revisión de documentos rectores Responsable: Mtro. Guillermo Alberto Lastra Ortiz

Consejo Directivo Nacional  
2024 - 2026



Ingeniería por México

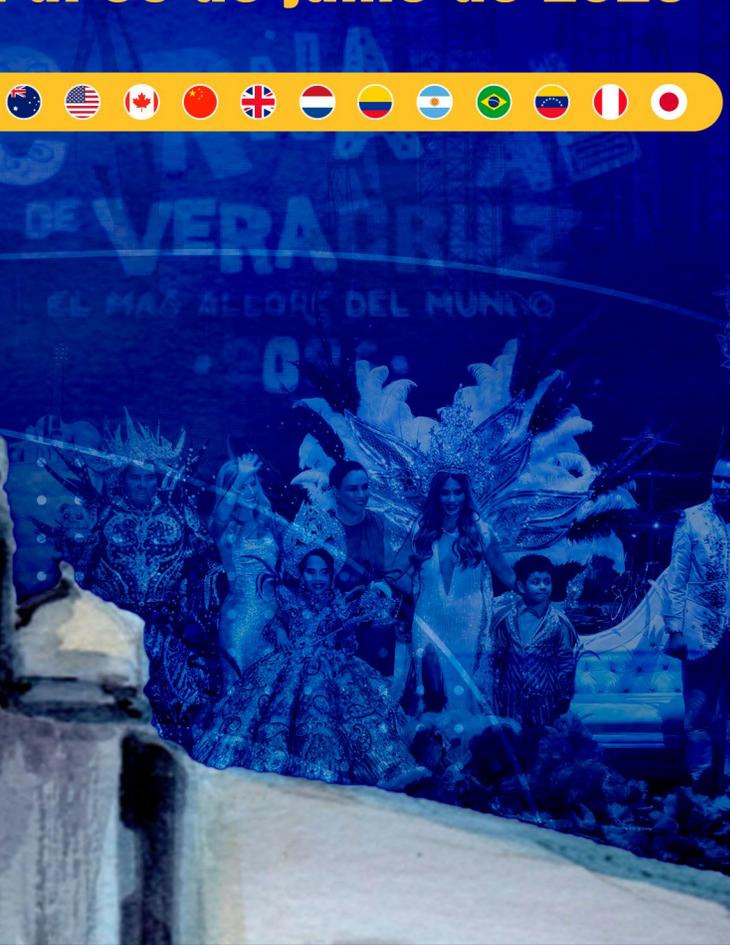


Congreso Mexicano del Petróleo



# Boca del Río, Veracruz

01 al 06 de junio de 2026



# CONTENIDO



## ENTORNO PETROLERO

AMEXHI y Tamaulipas impulsan el diálogo sobre yacimientos de baja permeabilidad y porosidad.....	8
México y Canadá refuerzan cooperación energética.....	9
Pemex celebra con el IMP 60 años de innovación tecnológica y energética.....	10
Pimienta y Eagle Ford: los primeros yacimientos de petróleo y gas de esquisto en México.....	11
Plan Estratégico 2025-2035 de Petróleos Mexicanos.....	12
Congreso Académico del Petróleo 2025.....	14



## MEMORIAS PETROLERAS

Control de agua en pozo de alto ángulo mediante sistema polimérico tixotrópico de alta penetración. <i>Autor: M. A. Erick Acuña Ramírez</i> .....	16
Adquisición de datos con aparejo temporal en pozo HPHT altamente corrosivo y condiciones extremas de flujo. <i>Mtro. José Mario Calderón Córdova</i> .....	22
Indicadores de eficiencia de perforación. Criterio actual de eficiencia del equipo de perforación. <i>Autor: Ing. Francisco Espitia Hernández</i> .....	25
Aplicación del balance de materia multitanque para la caracterización de la conectividad hidráulica en yacimientos fracturados: Caso de estudio. <i>Autor: Ing. Giddel Hernández Martínez</i> .....	28



## HITOS HISTÓRICOS

Las 15 personas con más IQ de la historia.....	40
Las 15 pinturas más caras del mundo.....	42
Tsunamis más devastadores.....	44
Personas más ricas de la historia.....	46
10 inventos del siglo XX que ya no se usan.....	48



## ¿SABÍAS QUÉ?

Tequisquiapan, el centro geográfico de México.....	50
Análisis de declinación. <i>Autor: Ing. Gabriela García González</i> .....	52



## ANECDOTARIO

Toda la producción de petróleo de Ébano. <i>Autor: Ing. Juan Manuel Rodríguez Domínguez</i> .....	54
---	----



## RINCÓN DE LECTURA

Hamnet.....	56
-------------	----



# AMEXHI y Tamaulipas impulsan el diálogo sobre yacimientos de baja permeabilidad y porosidad

Con el objetivo de fortalecer el intercambio de conocimientos y estrategias en torno a uno de los desafíos técnicos más importantes de la industria petrolera, la Secretaría de Desarrollo Energético de Tamaulipas (SEDENER), la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI) y la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC) organizaron en Tampico el Foro de Yacimientos de Baja Permeabilidad y Porosidad.

El encuentro reunió a especialistas, operadores, autoridades y empresas de servicios para abordar retos y oportunidades que presentan los yacimientos de baja permeabilidad y porosidad.

Los participantes coincidieron en señalar que la explotación de estos yacimientos requiere altos niveles de innovación tecnológica, inversión, cooperación y coordinación.

Uno de los momentos centrales del evento fue el panel "Lecciones aprendidas en la operación y producción de yacimientos de baja permeabilidad y porosidad". El panel fue moderado por Alfonso Reyes Pimentel, coordinador del Comité Regulador de la AMEXHI. La discusión se enfocó

en presentar experiencias reales en el desarrollo de estos proyectos, considerando sus dimensiones técnicas, económicas y de seguridad.

Participaron como ponentes Yuli Paola Peña Sáenz, representante de Women in Energy Network Capítulo México; Germán Gómez, Director Corporativo de Baker Hughes México y Centroamérica; William Antonio, Director General de SLB México y Centroamérica; y Julio de la Hoz, líder de Ingeniería en México de Weatherford.

Durante la mesa, los expertos destacaron que la explotación de yacimientos de baja permeabilidad y porosidad no solo depende de la aplicación de tecnologías avanzadas de perforación y estimulación, sino también de una planeación integral que considere la eficiencia operativa, la rentabilidad y la seguridad industrial.

El foro reafirmó la importancia de que operadores, empresas de servicios y autoridades trabajen de manera conjunta para optimizar la producción de estos recursos. Considerados estratégicos para la seguridad energética de México y el desarrollo económico de regiones como Tamaulipas.

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





# Energ

Secretaría de Energía



## México y Canadá refuerzan cooperación energética

**L**uz Elena González Escobar, titular de la Secretaría de Energía (SENER), se reunió con Anita Anand, Ministra de Asuntos Exteriores de Canadá.

La reunión tuvo como objetivo reforzar el diálogo y la cooperación energética entre ambos países, de cara hacia un futuro más sostenible. Igualmente, durante el encuentro, se definió una agenda común rumbo a la próxima reunión de la Alianza México - Canadá.

“Coincidimos en la importancia de reforzar la cooperación estratégica entre ambos países y definimos una agenda común rumbo a la próxima reunión de la Alianza México - Canadá”, compartió en su red social X.

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

# Pemex celebra con el IMP 60 años de innovación tecnológica y energética



**E**n el marco del 60 aniversario del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), el Director General de Petróleos Mexicanos, Dr. Víctor Rodríguez Padilla, destacó la labor del instituto como el “brazo tecnológico” de la petrolera estatal y pieza clave en la transformación energética del país.

Durante la ceremonia conmemorativa, Rodríguez Padilla subrayó que el IMP ha sido un aliado estratégico para enfrentar los nuevos desafíos de la industria.

“El futuro nos convoca a nuevos desafíos. La transición energética, la innovación tecnológica y la exigencia de un mundo más limpio y sustentable, requieren del mismo espíritu que animó a aquellos pioneros. Estoy convencido de que el IMP seguirá siendo guía, faro y motor de nuestra transformación”, afirmó.

El titular de Pemex recordó que hace seis décadas surgió la visión de un México con soberanía tecnológica en el sector energético, misión que hoy se mantiene vigente.

“Hoy celebramos seis décadas de innovación, talento y

compromiso con el país. Sigamos construyendo el futuro energético de México”, señaló.

Por su parte, la Dra. Elizabeth Mar Juárez, Directora General del IMP, destacó el papel que ha desempeñado la institución en la creación de conocimiento, el desarrollo de tecnologías propias y la formación de talento especializado para la industria energética nacional.

“Somos felices porque amamos los retos. Creamos tecnología, formamos talento y trabajamos en equipo por México. Hoy celebramos 60 años del IMP, con la mirada puesta en más décadas de innovación y compromiso con nuestro país”, expresó.

El IMP, fundado en 1965, ha sido responsable de importantes avances en investigación aplicada, procesos de refinación, exploración y producción. Consolidándose como pilar de la innovación tecnológica en México. La conmemoración reafirma su papel central en la estrategia para un futuro energético más sustentable y competitivo.

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

# Pimienta y Eagle Ford: los primeros yacimientos de petróleo y gas de esquisto en México

Las formaciones Pimienta y Eagle Ford se perfilan para convertirse en los primeros yacimientos de petróleo y gas de esquisto en México, de acuerdo con un reciente análisis de la firma internacional Wood Mackenzie.

El reporte estima que ambos proyectos podrían aportar más de 250,000 bd de líquidos y alrededor de 500 MMpcd de gas hacia principios de la década de 2030.

De concretarse, este avance representaría un hito para la industria energética mexicana. La cual, hasta ahora, no ha desarrollado de manera significativa la explotación de hidrocarburos no convencionales.

Ubicadas en la región norte del país, las formaciones Pimienta y Eagle Ford comparten características geológicas con las cuencas productoras de esquisto en Estados Unidos. Lo que abre la posibilidad de replicar parte del éxito alcanzado en Texas y otras zonas. No obstante, expertos señalan que el reto será adaptar la experiencia internacional a las condiciones regulatorias, económicas y ambientales de México.

De acuerdo con Wood Mackenzie, el potencial de producción que ofrecen estos yacimientos podría fortalecer la seguridad energética nacional y reducir la dependencia de importaciones de gas natural, un recurso clave para la generación eléctrica y la industria. Además, se prevé que el desarrollo de la infraestructura necesaria genere inversión y empleos en las regiones involucradas.

Sin embargo, especialistas también advierten que el aprovechamiento del esquisto requiere fuertes inversiones iniciales y un marco regulatorio estable que brinde certeza a los operadores. Asimismo, se deberán atender preocupaciones relacionadas con el uso intensivo de agua y los impactos ambientales asociados a la técnica de fractura hidráulica.

Con Pimienta y Eagle Ford, México abre la puerta a una nueva etapa en su industria petrolera, que podría marcar un antes y un después en su capacidad productiva para la próxima década.

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





# Plan Estratégico 2025-2035

## de Petróleos Mexicanos

La Presidenta Dra. Claudia Sheinbaum Pardo presentó el Plan Estratégico 2025-2035 de Petróleos Mexicanos (Pemex), el cual representa un avance en el rescate de esta empresa del pueblo de México y que, a partir de 2027, tendrá suficientes ingresos para pagar su deuda y contar con presupuesto para inversiones.

“Estamos muy contentos todos: Secretaría de Hacienda, Secretaría de Energía, Pemex y la Presidenta, porque hemos logrado construir una visión de futuro para Pemex con una revisión minuciosa de los números, desde la producción hasta los números de la contabilidad de Pemex del 2025 al 2035. Es una visión estratégica de Pemex, la empresa del pueblo de México, para el presente y el futuro de México”,

puntualizó en la conferencia matutina: “Las mañaneras del pueblo”.

Destacó que el Plan Estratégico de Pemex tiene el objetivo de desendeudar a Petróleos Mexicanos, producir 1.8 millones de barriles diarios de petróleo, e incrementar la producción petroquímica y de gas.

El Director General de Pemex, Dr. Víctor Rodríguez Padilla, destacó que el Plan Estratégico 2025 -2035 garantiza la viabilidad económica de Pemex a corto, mediano y largo plazo, bajo los principios de soberanía, seguridad, sustentabilidad y justicia energética, a través de 13 acciones:



1. Consolidar la producción de crudo, exportar los excedentes y reponer reservas: Se desarrollarán dos grandes yacimientos en el Golfo de México y se reactivan yacimientos con potencial para alcanzar la meta de 1.8 millones de barriles diarios.
2. Ampliar la producción de gas natural aprovechando recursos del sur y del norte del país.
3. Aumentar la producción de gasolinas, diésel, turbosina y otros refinados: se plantea un proceso para obtener 80% de esos productos, además se concluye la construcción de las coquizadoras de Tula y Salina Cruz.
4. Ampliar la oferta de petroquímicos y fertilizantes: se reconstruyen los complejos de Cosoleacaque, Morelos, Cangrejera, Independencia, Escolín; se incrementará la producción de urea, amoníaco y otros petroquímicos; y se migrará de refinerías normales a refinerías petroquímicas.
5. Ampliar la red de gasoductos con la construcción de tres nuevos que se conecten a algunos Polos de Bienestar, principalmente en Coahuila de Zaragoza II.
6. Servicios logísticos a terceros, aprovechando la flota menor de Pemex.
7. Construir plantas de cogeneración en Tula, Salina Cruz, Cangrejera y Nuevo Pemex para reducir las emisiones de gas de efecto invernadero y elevar la eficiencia de los procesos de generación térmica.
8. Mejorar la comercialización de productos.
9. Comercializar energéticos distintos a los hidrocarburos, como energía solar, eólica, geotermia e hidrógeno y biocombustibles.
10. Producción de litio a partir de salmueras petroleras: se tienen cinco campos viables para su aprovechamiento industrial.
11. Reducción de emisiones de gas de efecto invernadero en 14% y brindar mayor ayuda a las comunidades para que Pemex sea más cercano a la gente.

12. Reducción de gasto administrativo.
13. Fortalecer la posición financiera.

La secretaria de Energía, Luz Elena González Escobar, puntualizó que Pemex asume, como hace 87 años, su responsabilidad histórica y demuestra que la soberanía energética está en el centro del Segundo Piso de la Cuarta Transformación.

El secretario de Hacienda y Crédito Público, Edgar Amador Zamora, detalló la Estrategia Integral de Capitalización y Financiamiento de Pemex, que consiste en una serie de esfuerzos y operaciones entre 2025 y 2026 con el objetivo de que en 2027 ya no requiera el apoyo de la SHCP.

Se trata de:

1. Determinación del Derecho Petrolero para el Bienestar en 30%, que contribuye a la fortaleza financiera de Pemex.
2. Reducción de la deuda financiera y comercial: Emisión de Notas Pre-capitalizadas (PCAP) para anticipar pagos de obligaciones en 2025 y 2026 y reforzar la liquidez. Lo que derivó en que FitchRatings elevó la calificación crediticia de Pemex de B+ a BB con perspectiva estable.
3. Mejoras operativas y optimización de procesos y fortalecimiento de la estructura organizacional.
4. Financiamiento de la inversión productiva.
5. Desarrollo de proyectos mixtos: a través de un Fondo de Inversión para Pemex que solo en 2025 tiene recursos de hasta 250 mil millones de pesos (mdp) con garantía del Gobierno de México.

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



Gobierno de México

Energía  
Secretaría de Energía

Hacienda  
Secretaría de Hacienda y Crédito Público

PEMEX  
POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

# Pemex: Plan Estratégico 2025-2035





# Congreso Académico del Petróleo 2025

Por Mtro. Ricardo Espinosa Ramos

El Congreso Académico Petrolero se celebró los días 29, 30 y 31 de agosto de 2025 en la Ciudad del Carmen, Campeche en el casino del mar. Este evento contó con la participación de representantes de diversas instituciones educativas de la República Mexicana, tales como la Universidad Vasconcelos de Tabasco, Instituto Politécnico Nacional de México, Tecnológico Nacional de México Campus Macuspana, Universidad Autónoma del Carmen, Centro de Estudios Superiores de la Isla del Carmen, Instituto Panamericano de Tabasco, Instituto Universitario Metropolitano de Villahermosa Campus Tecolutilla, entre otras.

Durante el congreso, se abordaron temas de relevancia nacional e internacional en la industria petrolera, enfatizando la innovación, tecnología y liderazgo. Contamos con la distinguida participación de ponentes de alto nivel, entre ellos el Maestro en Ingeniería Ricardo Espinosa Ramos (Pemex) y representando a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM-Villahermosa) y Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM) con el tema Aseguramiento Técnico y Reducción del Riesgo a la Inversión, el Maestro en Administración Roberto Antonio Hernández Olivares, el Ingeniero Gerardo Lastra Barrán, Mtro. Luis Carlos Carrasco Ortiz, Dr. Santiago Olán Suárez, Ingeniero Kelvin Fernando Fuentes Domínguez e Ingeniero Ramón Ascencio Payro. Las sesiones fueron dinámicas y permitieron un intercambio fructífero de ideas y experiencias entre los participantes.

Los congresistas interactuaron de manera efectiva con los ponentes, aclarando dudas y profundizando en los temas tratados. Se vivieron días efusivos en los que también se tocaron temas relacionados con el turismo en Ciudad del Carmen. En la inauguración del evento tuvimos el honor de contar con invitados especiales, entre ellos la Secretaria de Turismo de Ciudad del Carmen, la Licenciada Nelsy Sánchez, la Dra. Martha Laffón Leal, Rectora de la UNACAR, en representación del Secretario de Educación Pública del

Estado de Campeche, entre otros distinguidos invitados. Este congreso fue un parteaguas en la generación de confianza entre jóvenes estudiantes y profesionales con amplia experiencia en el sector petrolero, fomentando la idea de liderazgo, innovación, tecnología y transmisión de conocimientos. La sinergia entre los participantes y la calidad de las ponencias contribuyeron al éxito del evento.

## Perspectivas para los próximos Congresos Académicos Petroleros

Estamos convencidos de que los próximos Congresos Académicos Petroleros serán de mayor éxito y tendrán un impacto aún más significativo en las futuras generaciones de profesionales del sector petrolero. Aspiramos a seguir fomentando la colaboración entre instituciones educativas, industria y gobierno, para abordar los desafíos y oportunidades emergentes en la industria petrolera.

Los futuros congresos buscarán:

- Ampliar la participación de estudiantes y profesionales de diversas regiones del país.
- Incorporar temas de vanguardia como la transición energética, sostenibilidad y digitalización en la industria petrolera.
- Fortalecer la interacción entre los participantes a través de talleres, sesiones de networking y actividades de integración.
- Promover la publicación de trabajos y resultados de investigaciones presentadas en el congreso para difundir el conocimiento generado.

Los organizadores se comprometieron con la continuidad y el crecimiento de este evento académico, con el objetivo de contribuir al desarrollo de la industria petrolera en México y formar a las futuras generaciones de profesionistas y líderes en el sector energético.



Te invitamos a unirse 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> |



## Control de agua en pozo de alto ángulo mediante sistema polimérico tixotrópico de alta penetración

Autor: M. A. Erick Acuña Ramírez  
 Co-autor: Ing. Adán García Quirino  
 Ing. Luis Alejandro García Contreras  
 Ing. Abenamar Alcudia Cardoso  
 Ing. Iván Ernesto Narváez Escobar  
 Ing. Yeshica Alatorre Díaz  
 Ing. Jorge Villareal Rangel

### Resumen

Se describe el proceso de análisis de información, diseño, ejecución y evaluación de los resultados en el pozo O-4 (caso de aplicación costa fuera), el cual presentó pérdida de producción, asociado al avance del agua en el yacimiento; de la revisión técnica, se determinó con oportunidad de incorporación de producción, mediante el abandono del yacimiento con alto corte de agua y disparos en un yacimiento superior en condiciones de presión y temperatura originales, con el apoyo de embarcación multiservicio.

Para el alcance del éxito operativo y volumétrico se consideraron: la probabilidad de “flujo cruzado”, los recursos operativos y económicos limitados para la intervención, así como el alto ángulo (69°), para lo cual se determinó realizar tratamiento de Control de Entrada de Agua (CEA), mediante aislamiento químico en el intervalo invadido a través de la inyección en directo de: gel polimérico de alta penetración con capacidad de reticulación y gel polimérico con mejoras tixotrópicas y mayor estabilidad al momento de su distribución a nivel formación, siendo un trabajo de características únicas a nivel mundial al cumplir con el objetivo volumétrico y mitigando el corte de agua en un 100%.

El diseño y metodología aquí descrito, puede ser la solución a importantes retos de similar condición, permitiendo el ahorro en materiales al evitar cambios de aparejos y aislamientos mecánicos, con importantes beneficios de producción al mitigar los efectos por corte de agua y de flujo cruzado.

### Introducción

Más del 50% de los desarrollos de explotación recientes en la zona marina, pertenecen a yacimientos de arenas de

rápida declinación de presión y producción, para lo cual, las estrategias de explotación se han enfocado en mitigar, conforme a lecciones aprendidas, los impactos en producción por: declinación natural de presión, efectos por flujo cruzado (Ham et al, 2022), la irrupción y avance de agua, así como las restricciones al flujo por altas contra presiones en líneas de transporte de infraestructura superficial existentes (Ramírez et al, 2024).

El caso de análisis del presente trabajo es un pozo que cuenta con historia de producción en el Y-2 en etapa de declinación principalmente por alto corte de agua (90%), así como del abatimiento de presión del yacimiento de 239 a 140 kg/cm<sup>2</sup>; del análisis petrofísico, se detectó oportunidad de incorporar producción a través de disparos en el Y-3 aun en condiciones originales de yacimiento.

Como solución a la mitigación del corte de agua y efectos por flujo cruzado derivado de la diferencia de presión estimada entre ambos yacimientos, se contempló el aislamiento químico del intervalo invadido y con esto evitar inestabilidad de producción de no realizar el aislamiento.

Cabe resaltar que a nivel regional (Yacimientos en aguas someras del litoral de Tabasco), se cuenta con antecedentes de trabajos de control de agua desde 1987, clasificándose de manera general en dos grupos (Inda et al, 2013):

1. Trabajos enfocados al abandono de intervalo invadido y recuperación de nuevo intervalo: mecánicos (A1), químicos (A2), químico-mecánicos (A3).
2. Trabajos de control en mismo intervalo: químicos (B).

De acuerdo con las estadísticas regionales, el 54% de los trabajos realizados han resultado exitosos, la mayoría se han realizado en atención al mismo intervalo (B) y en menor proporción los enfocados a cambios de intervalo por problemáticas de agua, en la Figura 1 se describe lo anterior:

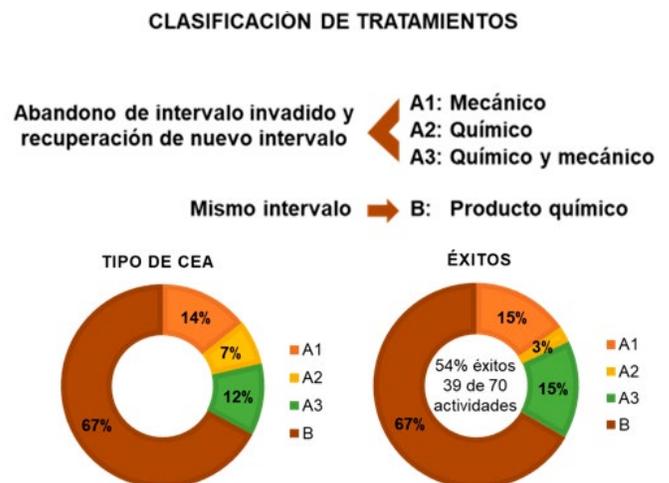


Figura 1. Estadística de tratamientos de CEA en el litoral de Tabasco.

Conforme a los resultados estadísticos, el porcentaje de éxito para los tratamientos químicos con objeto de abandono de intervalo (A2) presentan bajo porcentaje de éxito, siendo un reto ingenieril la efectividad del tratamiento seleccionado para el caso de aplicación.

**Caso de estudio**

El caso de estudio pertenece a un campo localizado en el Golfo de México frente a las costas de Tabasco.

El pozo denominado O-4, alcanzó una profundidad de 3,198 m, con un ángulo máximo de 69° en el intervalo inicialmente productor de 2,915 a 3,056 m (Y-2); para su explotación, contó con aparejo de producción combinado 3 1/2 in - 4 1/2 in y empacador a 2,726 m, en tubería de explotación de 9 5/8 in, Figura 2.

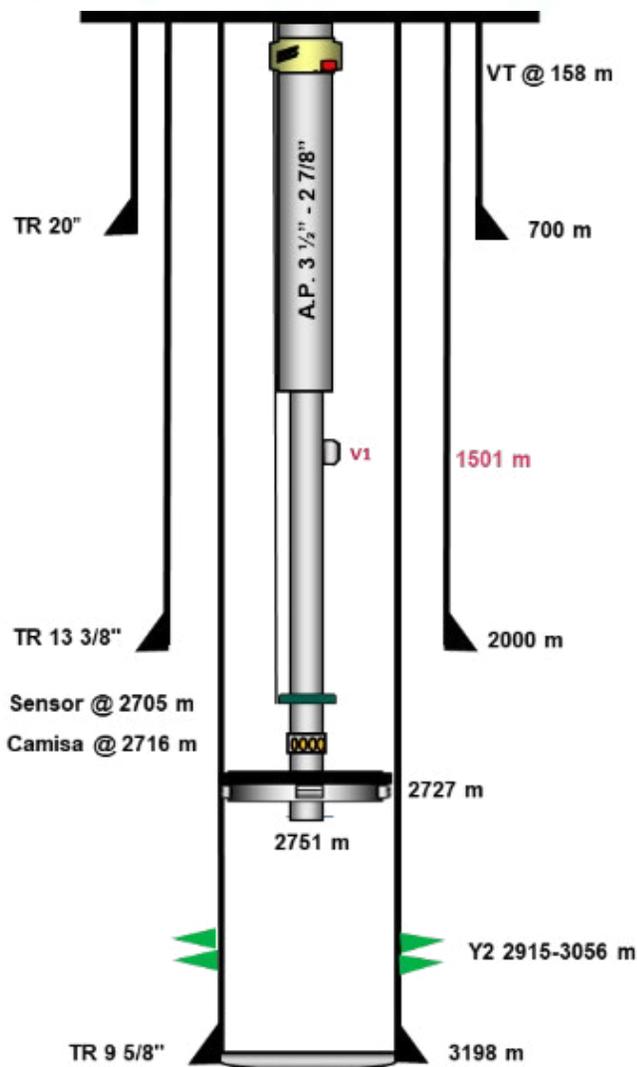


Figura 2. Estado mecánico del caso de estudio.

Fue productor durante 46 meses, con una producción máxima de 5,500 bpd (Figura 3), tiempo en el que presentó alto corte de agua (90%) y tendencia de abatimiento al

disminuir su presión estática de yacimiento.

A través del análisis petrofísico se determinó oportunidad para incorporación de producción en el intervalo: 2,805 - 2,855 m (Y-3).

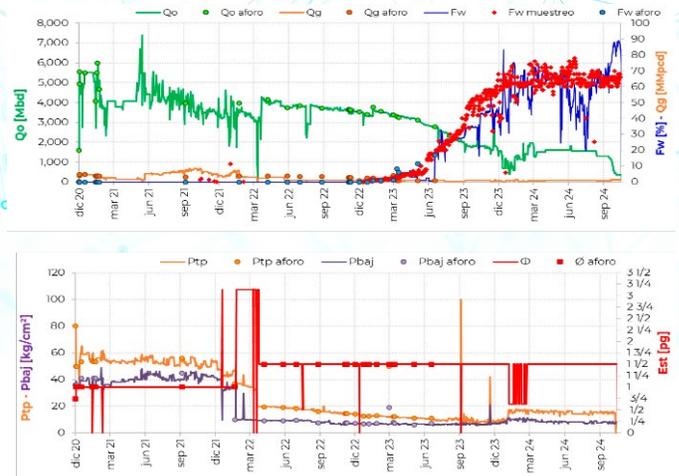


Figura 3. Condiciones de explotación históricas.

Del análisis petrofísico se resalta que el Y-3 (nueva oportunidad) presenta un menor espesor neto y bruto respecto al inicialmente productor, porosidades similares y CAA a 12 mvbnm de la base del intervalo original, respecto a las condiciones de la cementación, existe mala cementación hacia la cima del intervalo productor invadido.

En la Tabla 1, se muestra una comparativa de las características roca-fluido de mayor relevancia.

Características	Y-2	Y-3
Tipo de fluido	Aceite negro	
°API	30	
Presión (kg/cm²)	140	220
Temperatura de formación (°C)	70	68
Intervalo disparado (m)	2,915-3,056	2,805-2,855
Espesor neto (m)	141	50
Capacidad de flujo (mD-ft)	49,948	5,359
Permeabilidad (mD)	324	102

Tabla 1. Resumen de características roca-fluido.

**Mecanismo de entrada del agua**

El volumen de agua producida del caso de estudio (90%) se considera como “mala” al producirse por encima del límite económico de la relación agua-aceite en los últimos meses de su vida productiva, al momento de definir el mejor tratamiento para su mitigación, se debe distinguir de donde proviene el agua con el objeto de diseñar una remediación conforme a la problemática identificada y controlar su

producción. Para el caso de estudio se identificó mediante gráficos de diagnósticos de control de agua (Chan, 1995) el mecanismo de entrada mediante canalización detrás de la tubería de revestimiento "TR", lo cual es un fenómeno que generalmente ocurre por fallas en la cementación primaria, un mal diseño o problemas con el proceso de cementación, ver Figura 4.

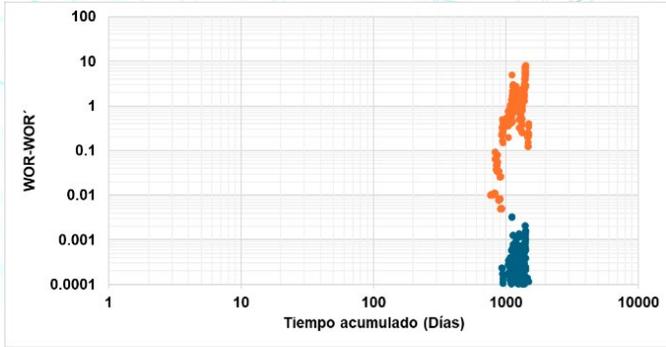


Figura 4. Gráfico de diagnóstico de entrada de agua, Caso O-4.

**Determinación de flujo cruzado**

El flujo cruzado se identificó al tener una zona de baja presión (Y-2) y adicionalmente, tener otra zona con presión mayor y alto índice de productividad (Y-3), en la Figura 5 se ilustra el comportamiento de aporte y admisión, afectado principalmente por la diferencia de presiones entre ambas zonas de no aislar el yacimiento inferior, así como el comportamiento gráfico del comportamiento de afluencia (IPR) combinado (Acuña et al, 2024):

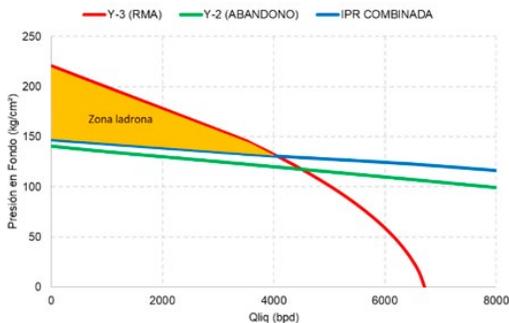
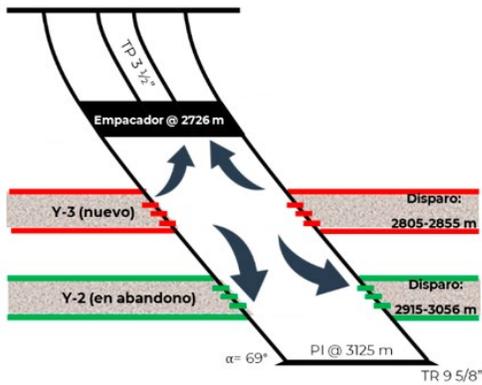


Figura 5. IPR combinado y esquema de zona ladrona del pozo O-4.

Para el pozo O-4, mientras mayor sea la presión de fondo fluyendo con respecto a la presión del Yacimiento en abandono (Y-2), es mayor la probabilidad de que se presente dicho fenómeno (zona en amarillo).

Mediante software especializado para generar modelos de flujo, se determinó la magnitud de la pérdida de producción por flujo cruzado, considerando: el IPR total, así como la contrapresión existente en las instalaciones superficiales del manejo de la producción de 25 kg/cm<sup>2</sup> y las propiedades de flujo por zona.

Mediante la comparativa de los modelos de flujo (IPR combinado vs aislamiento), se determina pérdida de producción entre el 19 y 36% (500-650 bls en términos de producción) dependiendo la apertura del estrangulador, así como se estima mayor presión superficial considerando el aislamiento del intervalo inferior, permitiendo la prolongación de la vida productiva del pozo con el nuevo yacimiento disparado y mitigando efectos de inestabilidad por contrapresiones, Tabla 2.

Condición	Con aislamiento				Sin aislamiento				ΔQo	ΔQg
	Est	Qo	Qg	Ptp	Pwf	Qo	Qg	Ptp		
(pg)	(BPD)	(MMPCD)	(kg/cm <sup>2</sup> )	(kg/cm <sup>2</sup> )	(BPD)	(MMPCD)	(kg/cm <sup>2</sup> )	(kg/cm <sup>2</sup> )	(BPD)	(MMPCD)
1/2	1,793	2.34	77	184	1,141	1.49	51	142	-652	-0.85
5/8	2,360	3.08	66	172	1,718	2.24	49	140	-642	-0.84
3/4	2,807	3.66	55	161	2,269	2.96	46	137	-538	-0.70

Tabla 2. Estimación de producción con y sin aislamiento mediante IPR combinado, pozo O-4

**Descripción de la tecnología**

Para el abandono y aislamiento definitivo del intervalo y/o zona de interés, fue considerada la aplicación de un sistema sellante polimérico reticulado de alta penetración, así como un sistema sellante con la capacidad de ganar propiedades tixotrópicas que resisten a la gravedad para un sello en formación y un sistema particulado tixotrópico para sello de los disparos expuestos y para empleo al interior de tubería de explotación.

Estos sistemas son aplicables en formaciones de carbonatos y areniscas y requieren de remoción mecánica, como jetteo y motores de fondo únicamente a nivel de pozo de ser requerido, no pueden ser removidos de formación por agentes químicos o mecánicos.

- Gel polimérico de alta penetración (convencional), Figura 6:

  1. Tiempo de activación predecible en función de la duración de la cedula de bombeo.
  2. Activación controlada por temperatura (rango de 4 – 204 °C).
  3. Fluido de baja viscosidad (3 – 35 cP).
  4. No es sensible a fluidos de formación y/o metales pesados.
  5. Sin límite de permeabilidad definido para aplicación.



Figura 6. Gel polimérico de alta penetración (convencional).

- Gel polimérico con rápido incremento de viscosidad (Mejoras tixotrópicas), Figura 7:
  1. Viscosidad relativamente baja durante el bombeo, gana rápidamente alta viscosidad cuando se detiene el bombeo.
  2. El rápido aumento de viscosidad permite una cobertura completa del intervalo horizontal/desviado que se va a tratar, generando un sello efectivo y preciso en el área altamente desviada.
  3. Aplicable para penetración en matriz de formación, así como para sello de fallas y/o fisuras de alta conductividad.
  4. Tiempo de activación predecible en función de la duración de la cédula de bombeo.
  5. Activación controlada por temperatura (60–121 °C).



Figura 7. Gel polimérico con mejoras tixotrópicas.

- Sistema sellante particulado, Figura 8:
  1. Sistema aplicable como sello de anular para pozos perforados en zona de agua (interior de tuberías).
  2. Tiempo de activación predecible en función de la duración de la cédula de bombeo.
  3. Activación controlada por temperatura.



Figura 8. Sistema sellante particulado.

### Pruebas de laboratorio

La formulación de los sistemas a nivel laboratorio se desarrollaron considerando principalmente una volumetría estimada esto para garantizar la inyección a formación de los sistemas:

- Tiempo bombeable

El objetivo de esta prueba es el de obtener una formulación que permita la inyección del sistema antes de alcanzar su activación por temperatura de fondo en un tiempo bombeable, Figura 9.

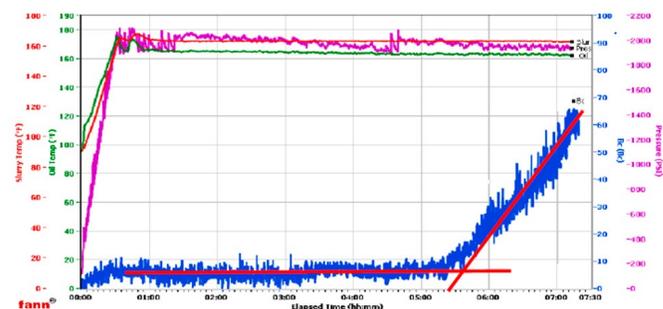


Figura 9. Gráfico de prueba de tiempo bombeable.

- Prueba de activación de sistemas, Figura 10:



Figura 10. Evidencia de prueba de activación.

Con objeto de garantizar la calidad de los sistemas, en sitio se realizan:

- Caracterización física y química del sistema.
- Medición de la densidad
- Medición reológica



Figura 11. Medición reológica y densidad de los sistemas a bombear.

### Diseño de tratamiento y ejecución en el pozo O-4

#### Actividades de acondicionamiento del pozo

- Limpieza del pozo y calibración con tubería flexible y bombeo de solvente aromático para remover depósitos orgánicos.
- Prueba de admisión con bombeo de solvente base agua, gel lineal de 1.01 gr/cm<sup>3</sup> de 18 cP (para simular las condiciones reológicas a condición bombeable del gel polimérico) y desplazamiento con diésel, sin exceder la presión de fractura en el intervalo a inyectar.

ETAPA	FLUIDOS	VOL. LIQ. (m <sup>3</sup> )	DENS. LIQ. (gr/cm <sup>3</sup> )	GASTO LIQUIDO (bpm)	GASTO EN FONDO (bpm)
1	Solvente base hidrocarburo	5.00	0.86	1.0	1.00
2	Salmuera gelificada	5.00	1.01	2.0	2.00
3	Salmuera gelificada	5.00	1.01	3.0	3.00
4	Salmuera gelificada	6.00	1.01	4.0	4.00
5	Diésel	2.00	0.84	4.0	4.00
Paro de bombeo					
6	Diésel	0.50	0.84	1.0	1.00
7	Diésel	1.00	0.84	2.0	2.00
8	Diésel	1.50	0.84	3.0	3.00
9	Diésel	2.00	0.84	4.0	4.00
10	Diésel	2.50	0.84	5.0	5.00
11	Agua de mar (barrido de líneas)	3.50	1.01	5.0	5.00
TOTAL DE					



Figura 12. Cédula y gráfico de admisión con solvente base hidrocarburo, salmuera gelificada y diésel.

#### Actividades de tratamiento principal

- Ejecución de cédula de aislamiento bombeando en directo el siguiente tren de fluidos:

- Etapa 1: 5 m<sup>3</sup> de sistema solvente base aromático.
- Etapa 2: 102 m<sup>3</sup> de gel de alta penetración con un cálculo para una penetración radial de 3.0 ft.
- Etapa 3: 8 m<sup>3</sup> de sistema con rápido incremento de viscosidad para formación (mejoras tixotrópicas).
- Etapa 4: 8.1 m<sup>3</sup> de sistema particulado (colocación dentro de pozo) hasta 15 m por arriba de la cima del intervalo tratado.
- Etapa 5: Desplazamiento de sistemas principales con 8.5 m<sup>3</sup> de diésel y 16.5 m<sup>3</sup> de agua de mar, calculado mediante balance hidrostático por columna de fluido con respecto a la presión de yacimiento del pozo para evitar sobre desplazamiento en formación de los sistemas principales.

En la Figura 13 se describe gráficamente el proceso de bombeo identificándose eventos de incremento de presión (eventos 1 al 3) atribuible a restricción de flujo en formación e indicativos de activación de sistema, cumpliendo con el objetivo de la tecnología introducida.

En la parte final, se observó el forzamiento para desplazar el sistema garantizando el llenado de los disparos. Al paro de bombeo se realizó un monitoreo de la presión (evento 4) donde se observó una lenta disipación.

ETAPA	FLUIDOS	VOL. LIQ. (m <sup>3</sup> )	DENS. LIQ. (g/cm <sup>3</sup> )	GASTO LIQUIDO (bpm)	GASTO LIQUIDO (bpm)	TIEMPO (min)	TIEMPO (min)
1	Solvente base hidrocarburo	5.00	0.86	1.0	1.0	31.5	31.5
2	Gel de alta penetración	60.00	1.04	2.0	2.0	188.7	188.7
3	Gel de alta penetración	42.00	1.04	3.0	3.0	88.1	88.1
4	Sistema tixotrópico con rápido incremento de viscosidad	8.00	1.05	3.0	3.0	16.8	16.8
5	Sistema particulado tixotrópico	8.10	1.35	4.0	4.0	12.7	12.7
6	Diésel	8.50	0.84	4.0	0.7	13.4	76.4
7	Agua de Mar	16.50	0.84	0.7	0.7	148.3	148.3
8	Barrido de líneas	3.50	1.01	4.0	4.0	5.5	5.5
TOTAL DE FLUIDOS N° LIQ:		151.60		Tiempo de Operación =		504.85 min	567.87 min
TOTAL DE LIQUIDOS:		151.60				8.41 hrs	9.46 hrs

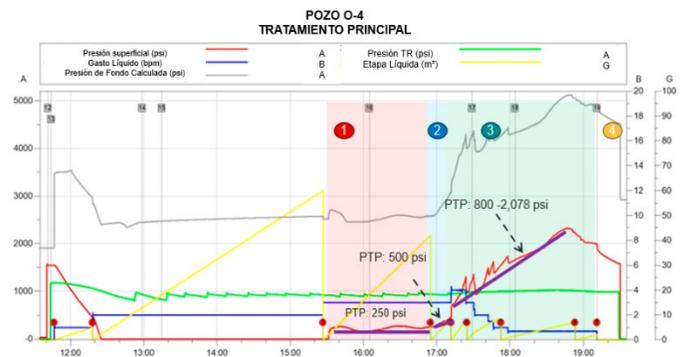


Figura 13. Cédula y gráfico de tratamiento principal.

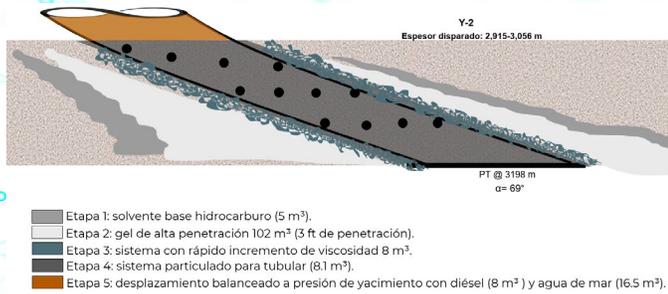


Figura 14. Esquema de colocación de sistemas a nivel formación (Y-2) y a nivel de interior de TR.

#### Actividades post tratamiento

- Esperó tiempo de fraguado de los sistemas por 24 horas.
- Realizó prueba de admisión, observando incremento paulatino de presión arriba de 800 psi en superficie, verificándose falta de admisión y garantizando sello efectivo.
- Se realizaron 8 corridas de disparos en el intervalo 2805-2855 m en el Y-3, observándose incremento de presión y aporte de aceite.
- Se realizó medición a diferentes estranguladores.

#### Resultados

El análisis físico de los de fluidos producidos durante la evaluación del pozo no identificó flujo fraccional de agua, determinándose como tratamiento de control de agua efectivo.

El aporte del pozo no presentó inestabilidad de flujo hacia batería y las presiones superficiales se ajustan a las simuladas por modelo de flujo previo a la intervención.

En la tabla 3, se indican las mediciones realizadas, estimándose indicadores económicos rentables.

Est	Qb (bpd)	Qo (bpd)	Fw (%)	Qg (MMpcd)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Ptp (kg/cm <sup>2</sup> )	Pbaj (kg/cm <sup>2</sup> )	Ttp (°C)
1/2	1689	1689	0	1.5	159	69	25	49
5/8	2362	2362	0	2.0	158	63	26	47
3/4	2827	2827	0	2.5	160	56	26	49

Tabla 3. Mediciones realizadas posterior a intervención.

#### Conclusiones

- La intervención resultó exitosa al incorporar a producción el pozo con condiciones de flujo estables hacia batería en el Y-3, con un gasto máximo de Qo= 2,827 bpd y Qg= 2.5 mmpcd.
- Se requiere del soporte de pruebas de laboratorio para determinar la formulación óptima de los sistemas.
- El sello químico se determinó como exitoso a través de la comparativa de presiones de admisión antes y posterior al tratamiento, evidenciando la efectividad del tratamiento el cual a su vez logró controlar el aporte de

agua en un 100% y mitigar la pérdida de producción por flujo cruzado de hasta el 36% de la producción total.

- La implementación de la metodología y tecnología química empleada en el caso de estudio mejoraron la eficiencia de los tratamientos químicos para abandono de intervalo (A2) a nivel regional, asociándose a una mejor distribución de los fluidos en formación con alto ángulo de inclinación.
- Es el primer trabajo con dichas características en la región marina del Golfo de México.

#### Referencias

- Acuña Ramírez, E. 2014. Inyección de gel reticulado para la mitigación de flujo cruzado en areniscas: caso de éxito. CMP2024\_336, Congreso Mexicano del Petróleo.
- Chan, K. S. 1995. Water Control Diagnostic Plots. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, octubre 22-25. SPE-30775-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/30775-MS>.
- Ham Macosay, J.M., Paredes Enciso, J.E. 2022. Identificación y cuantificación de flujo cruzado mediante análisis de caídas de presión (Análisis nodal) y balance de materia. Revista Ingeniería Petrolera Vol. 62, No. 5, pag: 319-337.
- Inda, L. A. y Landon, F. J. 2013. Experiencias en el control de agua en un yacimiento costa afuera: Campo Caan. PEMEX
- Ramírez Vallejo, S. A., García Quirino, A. y Vázquez Morín, J. 2024. Análisis de operación simultánea PRC-BN en campos de Terciario: Factibilidad y Estrategia. CMP2024\_410. Congreso Mexicano del Petróleo.

#### M. A. Erick Acuña Ramírez



Graduado como Ingeniero Petrolero de la Universidad Veracruzana en el 2014 y de la Maestría en Administración de Energía y sus Fuentes Renovables del ITESM en el 2019, miembro del CIPM Sección Dos Bocas. Cuenta con 11 años de experiencia adquirida en Petróleos Mexicanos en la Región Marina Suroeste, desempeñándose como Ingeniero de Productividad en atención al modelado multifásico de pozos de gas y condensado, aceite ligero y aceite negro, así como en la identificación de oportunidades de mejora en arenas de cenozoico y en pozos HP-HT en yacimientos naturalmente fracturados, formó parte del equipo de estimulaciones y fracturamientos donde contribuyó en la implementación e innovación de tratamientos de control de agua para carbonatos y aplicación de sistemas reticulados en arenas. Ha participado en ponencias técnicas a nivel nacional y regional y actualmente colabora en el área de diseño y optimización de instalaciones.

# Adquisición de datos con aparejo temporal en pozo HPHT altamente corrosivo y condiciones extremas de flujo

Autor: Mtro. José Mario Calderón Córdova  
Co-autor: Ing. Omar Oscar Ramírez Amayo  
Ing. Oscar Zamora Torres  
Ing. Celia Soriano Hernández

## Introducción

En la industria petrolera, el aparejo de producción es el medio para transportar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta superficie. Su diseño depende de condiciones de presión, temperatura y composición de los fluidos.

Una prueba DST (Drill Stem Test) constituye un procedimiento de terminación temporal que permite medir presiones, gastos y tomar muestras de fluidos, con el fin de definir si un intervalo debe concluir en terminación definitiva o ser abandonado.

En México, las pruebas en pozos exploratorios tradicionalmente se han realizado en yacimientos convencionales. Sin embargo, la evaluación de yacimientos complejos HPHT con presencia de  $H_2S$  y  $CO_2$  representa nuevos retos técnicos, ya que estos gases reducen significativamente la resistencia de materiales y elastómeros del aparejo de producción.

Este trabajo presenta la experiencia de diseño, ejecución y resultados de la prueba de pozo T-1EXP, ubicado en Tabasco, perforado hasta 6,678 md, bajo un escenario hostil de presión, temperatura y composición corrosiva.

### 1. Arquitectura de Pozo T-1EXP.

El pozo alcanzó una profundidad de 6,678 md, con 858 m de agujero descubierto en lutitas, carbonatos y anhidrita. Durante la perforación se utilizaron densidades entre 1.85 y 2.13 g/cm<sup>3</sup> para garantizar estabilidad del pozo.

El diseño mecánico incluyó una sección de 5 5/8" de diámetro, donde se programó la adquisición de información mediante un aparejo temporal.

### 2. Integridad de pozo

En cumplimiento con los lineamientos de la CNH, se aplicó la metodología de aseguramiento de integridad mecánica en pozos HPHT, cuyo objetivo es anticipar esfuerzos sobre el aparejo mediante simulaciones. Figura 2.

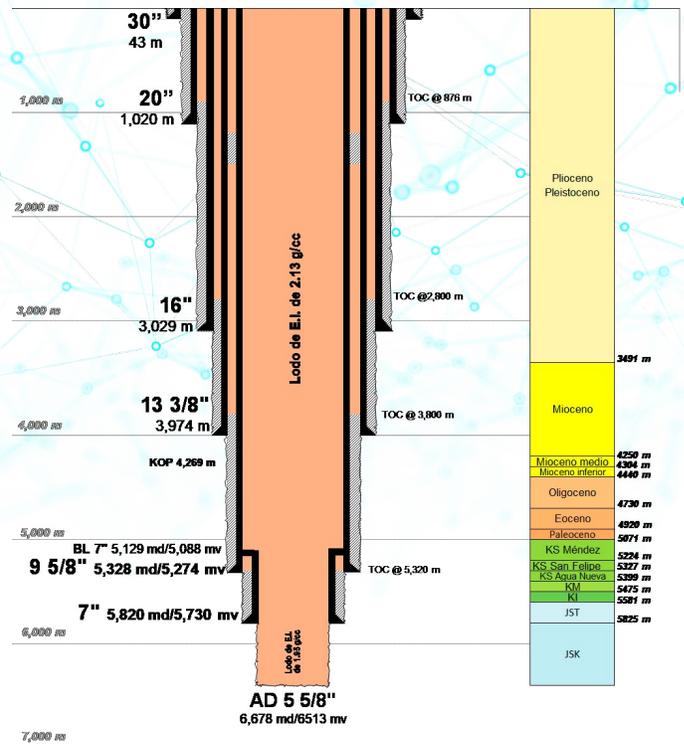


Figura 1. Estado mecánico para realizar adquisición de información.

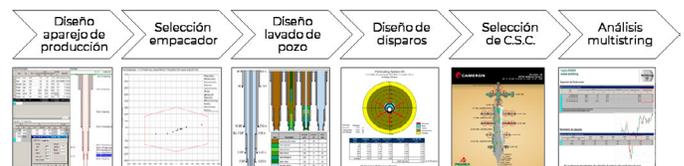


Figura 2. Diagrama general del diseño de terminación para pozos exploratorios terrestres profundos.

El diseño y programa operativo incluyó:

- Introducción y verificación del aparejo DST mediante pruebas hidrostáticas a 12,000 psi.
- Anclaje de empacador hidráulico Certis 15,000 psi, que mostró confiabilidad en condiciones HPHT.
- Uso de válvula inteligente IRDV, la cual permitió el desplazamiento controlado de fluidos sin necesidad de tubería flexible.
- Desplazamiento de lodos pesados (2.13 g/cm<sup>3</sup>) por lodos de menor densidad (1.85 y 1.0 g/cm<sup>3</sup>) para facilitar el arranque del pozo.
- Inducción con nitrógeno para reducir presión hidrostática.
- Etapas de producción con aceite negro de 39° API, obteniendo inicialmente 5,421 bpd de aceite y 12.75 MMpcd de gas, con presiones de 7,300 psi.
- Curva de incremento y cierres de pozo, alcanzando presiones de hasta 10,000 psi.
- Control final de pozo mediante circulación en inversa y directa hasta homogeneizar lodo de control en superficie.

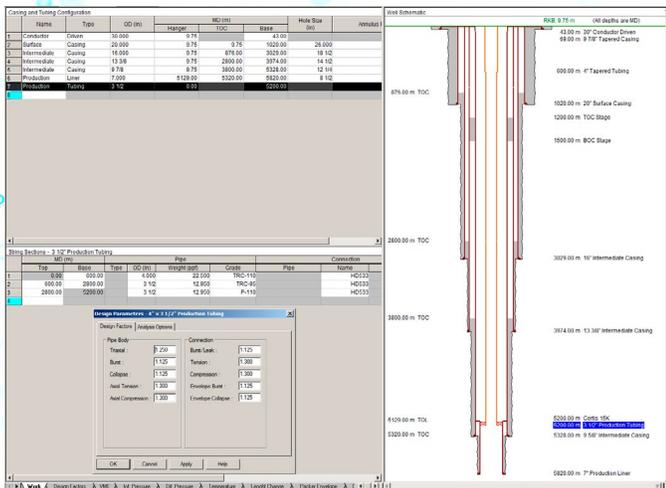


Figura 3. Software institucional ©, diseño de aparejo de producción.

En base a los lineamientos gubernamentales que rigen la actualidad, para este proyecto también corrió el módulo Multistring en el software institucional para garantizar en su totalidad la integridad del pozo. Modulo en el cual se cargó toda la información obtenida durante la perforación los cuales son fundamentales para la programación inicial del análisis multistring, ver Figura 9.

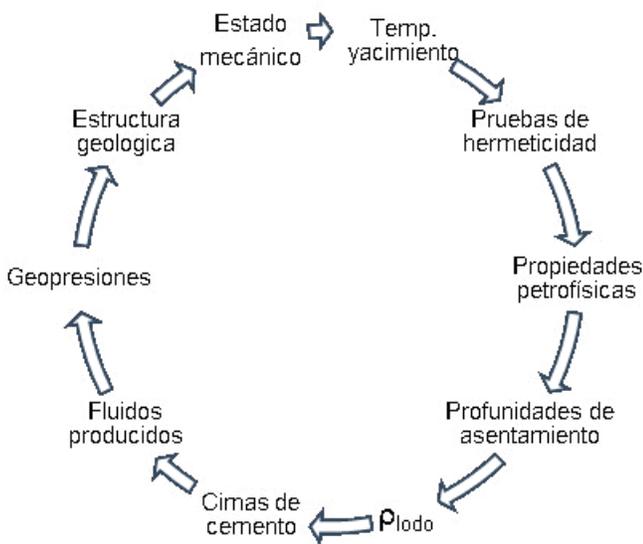


Figura 4. Principales parámetros que se deben actualizar de la planeación inicial de los pozos exploratorios terrestres profundos para realizar el análisis Multistring.

El incremento de la temperatura causa que los fluidos se expandan en el espacio anular, esto como consecuencia causa que las tuberías se expandan radialmente, por el efecto a su vez del incremento de la presión.

Al realizar la simulación de análisis multistring se obtuvieron los siguientes resultados de expansión del fluido anular, ver

figura 5, así como el de movimiento de cabezales, ver figura 11, sin presentar movimiento por efectos de temperatura.

Region	Volume (m³)	Pressure (psi)	Incremental AFE Pressure (psi)	Incremental AFE Volume (m³)
Region 1	9.75	2800.00	0.00	0.00
Region 2	9.75	2800.00	0.00	0.00
Region 3	9.75	2800.00	0.00	0.00

Figura 5. Expansión del fluido anular.

Case	Volume (m³)	Ductility (in)	Thermal (in)	Total (in)	Ducted Length (in)
1	9.75	1200.00	0.000	0.000	0.00
2	1200.00	3000.00	0.000	0.000	0.00

Figura 6. Movimiento de cabezales.

### 3. Ejecución de la toma de información

Durante la ejecución de la operación se siguió los pasos operativos establecidos en el programa operativo tal como se resume a continuación:

- Corrida preliminar para espaciamento de EZV, válvula de seguridad subsuperficial. Se bajaron tramos previamente pintados de color blanco y se posicionaron en frente de los preventores. Al cerrar el ariete variable y el ariete fijo, se pudo establecer con precisión la distancia real al piso de perforación. Con las medidas obtenidas se hicieron los ajustes utilizando tramos cortos para posicionar la válvula EZV dentro del preventor.
- Armado y corrida de aparejo DST. En esta etapa, se armó el ensamble de herramientas de DST y se bajó a profundidad utilizando tubería de producción. Las respectivas pruebas de presión para garantizar la hermeticidad del aparejo se realizaron contra la válvula de charnela, con 12,000 psi aplicados en superficie con la unidad de alta presión.
- Al finalizar la introducción del aparejo, se instaló la válvula de seguridad EZV y la cabeza de prueba dejando el aparejo en posición para realizar la última prueba de presión con 12,000 psi y posterior realizar procedimiento de anclaje.
- El anclaje del empacador hidráulico CERTIS fue realizado presurizando espacio anular hasta 1,600 psi. Posterior se procedió con las pruebas de verificación de anclaje y prueba de Espacio Anular, confirmando el anclaje efectivo del empacador.
- Finalizada la etapa de verificación de anclaje del empacador, se procedió a operar la válvula de fondo IRDV dejando la válvula de esfera cerrada y la válvula de circulación abierta.
- El equipo de aforo se instaló a la cabeza de prueba al igual que la unidad de alta. Todos los equipos de superficie fueron probados con 12,000 psi y posterior fueron preparados para continuar con la fase de desplazamiento de lodo.
- Con ayuda de la unidad de alta presión, se realizó el desplazamiento en directa del lodo de 2.13 gr/cc por lodo fresco de 1.85 gr/cc. Posterior se continuó desplazando el lodo de 1.85 gr/cc dentro de la tubería y fue reemplazado por un lodo de 1.0 gr/cc. El objetivo

de este paso fue dejar un colchón de lodo de menor densidad para permitir el arranque del pozo después de abrir la válvula de esfera en la IRDV.

- Después de verificar el correcto cierre de la válvula de circulación en la IRDV, se dejó una presión diferencial de 2,000 psi a favor del yacimiento. Al abrir la válvula de esfera en la IRDV, el pozo se arrancó incrementando la presión en cabeza iniciando la limpieza de pozo y posterior evaluación y medición según el programa de prueba.
- Para efectos de análisis PVT, se tomaron muestras compensadas en cabeza de pozo.
- Para generar la curva de incremento, se cerró el pozo en fondo utilizando la válvula de esfera de la IRDV.
- El control de pozo fue realizado circulando en inversa a través de la válvula de circulación de la IRDV con lodo de control de 1.85 gr/cc hasta obtener lodo homogéneo en superficie en el estrangulador del equipo de aforo. Posterior se procedió a circular en directa con lodo de 2.13 gr/cc desplazando el lodo de 1.85 gr/cc en su totalidad. para el control del pozo desde la IRDV hasta el yacimiento, se operó la válvula IRDV para dejar la válvula de circulación cerrada y se abrió la válvula de esfera y posterior se bombeo contra formación para regresar los hidrocarburos y dejar lodo de 2.13 gr/cc arriba de la zapata de 7".
- Con el pozo controlado, se realizaron las maniobras para retirar equipos de superficie y proceder al desanclaje del empacador CERTIS con tensión. Se recuperó el aparejo a superficie finalizando la prueba de pozo con éxito.

### Conclusiones

- La aplicación de la metodología de integridad mecánica y el uso de simuladores especializados resultaron fundamentales para anticipar cargas y evitar fallas en ambientes HPHT con gases corrosivos.
- El empacador Certis demostró versatilidad y confiabilidad en pozos con alta presión, temperatura y lodos pesados.
- La válvula inteligente IRDV permitió desplazar fluidos de manera eficiente, reduciendo riesgos y costos al evitar el uso inicial de tubería flexible.
- La experiencia en pozo T-1EXP demuestra que, con diseño robusto y simulaciones adecuadas, es posible ejecutar pruebas DST exitosas en yacimientos HPHT con presencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

### Nomenclaturas

HPHT:	High Pressure High Temperature
SLB:	Schlumberger
H <sub>2</sub> S:	Gas Sulfhídrico
CO <sub>2</sub> :	Gas Carbónico
DST:	Drill Stem Test
CNH:	Comisión Nacional de Hidrocarburos
NACE:	National Association of Corrosion Engineers
TRC:	Tubería Resistente a la Corrosión

EZV:	EZ Valve
ESD:	Emergency Shut Down Console
OPA:	Open Perf Adapter
IRDV:	IRIS Dual Valve
TP:	Tubería
EA:	Espacio Anular
BOP:	Blowout Preventer
JSK:	Jurásico Superior Kimmeridgiano

### Referencias

- GO-TP-DI-0005-2018 - Guía operativa única para el diseño de la terminación de pozos de desarrollo y exploratorios en PEP.
- PO-TP-OP-0017-2019 - Procedimiento operativo para inspección, introducción y anclaje de empacadores semipermanentes.
- GO-DE-TC-0039-2024 - Guía operativa única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, abandono, vida productiva y abandono de pozos en PEP.
- GO-DP-DI-0032-2019 - Guía Operativa para Diseño y Selección de Tubulares para Intervenciones a Pozos en PEP
- Norma NACE MR0175 / ISO 15156 y NACE MR0103 / ISO 17945
- InTouch Schlumberger, 2022, Pressure Operating Manual.
- InTouch Schlumberger, 2011, 15,000 psi DST Field operations Manual.
- InTouch Schlumberger, 2020, Concept Manual for CERTIS 7.
- InTouch Schlumberger, 2020, IRIS Operated Dual Valve (IRDV-KA/KB) Concept Manual.
- Elkatatny Salaheldin, 2018, Enhancing the Stability of Invert Emulsion Drilling Fluid for Drilling in High-Pressure High-Temperature Conditions

### Mtro. José Mario Calderón Córdova



Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Olmeca, con maestría en finanzas estratégicas y diplomado de "Diseño de terminación de pozos". Inicio su carrera a partir del 2015 en el Centro de monitoreo de tiempo real en el Grupo Multidisciplinario de Diseño a Pozos Exploratorios VCDSE del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre, posteriormente en el año 2016 formó parte del grupo de seguimiento estratégico de pozos exploratorios durante la etapa de perforación y terminación en el mismo activo hasta el 2019. Desde entonces se ha desempeñado como especialista de diseño de terminación de pozos HPHT en el Activo de Exploración Terrestre Sur.

## Indicadores de eficiencia de perforación. Criterio actual de eficiencia del equipo de perforación

Autor: Ing. Francisco Espitia Hernández

Medir la eficiencia de los equipos de perforación es primordial para alcanzar la excelencia operativa, la seguridad, protección al medio ambiente y la rentabilidad de estos proyectos. La eficiencia del equipo de perforación es clave y juntamente con los Indicadores Clave de Rendimiento (KPI) característicos de la perforación de pozos determinarán la condición final del proyecto y así evaluar los siguientes pasos a la mejora continua de esta actividad.

La eficiencia mecánica es la relación entre la energía útil y la energía consumida.

$$\eta = \frac{P_s}{P_e}$$

*Ecuación 1. Eficiencia Mecánica.*

$\eta$  – Eficiencia mecánica.  
 $P_s$  – Potencia de salida.  
 $P_e$  – Potencia de entrada.

$$P_e = P_p + P_s$$

$P_p$  – Potencia perdida.

*Ecuación 2. Potencia perdida.*

Los KPI comunes en las operaciones de perforación son:

- Tasa de penetración (ROP).
- Tiempo no productivo (TNP).
- Costos por metro.
- Número de incidentes de seguridad.

Los Indicadores Clave de Rendimiento (KPI) son valores medibles que señalan la efectividad con que se alcanzan los objetivos de un proceso o empresa. En referencia a las operaciones de perforación, los KPI proporcionan métricas cuantificables que ayudan a evaluar la eficiencia, la seguridad y el rendimiento general de las actividades de perforación.

**Definamos los 4 KPI principales en referencia a la perforación de pozos.**

**Ritmo de Penetración (ROP):** Mide la velocidad a la que una barrena avanza a través de la roca, generalmente expresada en metros por hora.

**Costo por metro perforado:** Calcula el costo total de la perforación dividido entre el número de metros perforados, lo que ayuda a evaluar la rentabilidad.

**Tiempo No Productivo (TNP):** Registra los periodos en que las *operaciones de perforación se detienen debido a fallas del equipo*, esperas por el clima u otros retrasos.

**Tasa de Incidentes:** Mide el número de incidentes de seguridad por número de horas trabajadas, lo que destaca el desempeño de seguridad de las operaciones de perforación.

Analicemos lo referente a los TNP, debido a que se detienen las operaciones de perforación por **fallas del equipo**.

**Métricas clásicas para medir la eficiencia mecánica de un equipo de perforación**

**Por tiempos de falla**

$$EMEP = \frac{\Sigma_{Tf}}{T_t}$$

*Ecuación 3. Eficiencia mecánica del equipo de perforación.*

$EMEP$  – Eficiencia mecánica del equipo de perforación.  
 $\Sigma_{Tf}$  - Suma total del tiempo de fallas  
 $T_t$  - Tiempo total de la operación.

Ejemplo: Un día de fallas / 10 días de operación = 90 % EMEP

**Por número de fallas**

Cero fallas durante la operación = 100 % de eficiencia mecánica del equipo de perforación.

5 fallas durante toda la perforación = 95% de eficiencia de mecánica del equipo de perforación.

Durante años la industria utilizó estos indicadores, pero con los avances tecnológicos y el incremento en la capacidad de potencia de los equipos los operadores identificaron que esos criterios no señalaban la verdadera eficiencia mecánica del equipo de perforación por las siguientes razones.

Si los tiempos operativos totales incrementan por fallas el resultado de la eficiencia siempre aumentaría.

EMEP = 1 día de falla / 10 d. = 90 % EMEP.  
 EMEP = 1 día de falla / 20 d. = 95 % EMEP.

Todo referido a la métrica de falla del equipo de perforación.

Si durante la perforación solo se da una falla del tipo que demanda cambiar totalmente el Top Drive u esta operación durará 5 días en un pozo que se planeó en 20 días, aplicando las métricas clásica,

$$\text{EMEP por \# fallas} = 99 \%$$

**Métrica moderna para medir la eficiencia mecánica de un equipo de perforación**

**La potencia de los equipos de perforación.**

La potencia mecánica es la cantidad de trabajo que se realiza en una unidad de tiempo.

$$P = \frac{W}{t}$$

Ecuación 4. Potencia mecánica.

- P - Potencia mecánica.
- w - Trabajo.
- t - Tiempo.

Realizando la ingeniería de todas la actividades propias del proceso de perforación que demande potencia del equipo es medible la eficiencia de estas durante la operación.

Entonces aplicamos las ecuaciones de potencia ya discutidas anteriormente.

$$\eta = \frac{P_s}{P_e}, P_e = P_p + P_s$$

Entonces recordemos que los equipos de perforación se clasifican por su potencia y este valor el que utilizan los diseñadores para determinar la factibilidad del proyecto.

$$P_e = P_p + P_s$$

La Potencia perdida ( $P_p$ ) es el indicar clave para evaluar la eficiencia real del equipo de perforación.

Si la  $P_p$  no existe, el equipo de perforación está en condición de proveer toda su energía al proceso.

Si se presenta una falla mecánica en el equipo al reparar la misma el equipo debe de **proveer la misma cantidad de potencia para así cumplir con los tiempos programados.**

Si tenemos un diseño que demanda 800 HP para su construcción el equipo debe asegurar esos 800 HP durante toda el periodo de perforación.

- Eficiencia real del equipo de perforación.
- Programó 800 gpm – Real 700 gpm,  $\eta$  es de 87 %
- Programó 15000 lb-ft torque máximo – Real, 12000 lb-ft.  $\eta$  es de 80 %
- Programó Velocidad de introducción 700 m/h – Real, 400 m/h.  $\eta$  es de 57 %

Con esos datos se establecen dos métodos para definir al eficiencia real.

$$\text{Promedio} = 74.6 \% \text{ de EMEP.}$$

**Por tiempo de impacto**

A, 800 gpm, 15000 lb-ft y 700 m/h la operación tardaría 2 días.  
A, 700 gpm, 12000 lb-ft y 400 m/h la operación tardaría 3 días.

**$\eta$  es de 66 %**

Las operadoras y las compañías perforadoras toman esta nueva filosofía de evaluación de eficiencia real del equipo de perforación ya que realmente fomenta que las intervenciones se realicen en tiempo y forma en referencia a este KPI.

De esta forma de trabajar nació el indicador de los Tiempos No Productivos Invisibles, el cual muestra la métrica real de la perforación en función de las actividades que demandan potencia directa del equipo de perforación.

El establecer esos indicadores es una tareas de análisis 100 de ingeniería de operaciones y de diseño basado todo en el concepto de potencia de entrada  $P_e$  del equipo de perforación.

Etapa 36 in						Etapa 13 3/8 in								
Corrida #	1		2		Real	Plan	Real	1		2		Real	Plan	Real
	Plan	Real	Plan	Real				Plan	Real	Plan	Real			
ROP (Min/metro)	5	6	5	15				5	6	5	15			
P1	90	90						200	200					
P2	200	200						604	604					
DP	110	110	0	0				404	404	0	0			
Tiempo (min)	550	660	0	0				2020	2424	0	0			
TNPI (Min)	110			0				404			0			
TNPI (Horas)	1.83			0.00				6.73			0.00			
Etapa 20 in						Etapa 9 5/8 in								
Corrida #	1		2		Real	Plan	Real	1		2		Real	Plan	Real
	Plan	Real	Plan	Real				Plan	Real	Plan	Real			
ROP (Min/metro)	5	6	5	15				5	6	5	15			
P1	200	200						200	200					
P2	604	604						604	604					
DP	404	404	0	0				404	404	0	0			
Tiempo (min)	2020	2424	0	0				2020	2424	0	0			
TNPI (Min)	404			0				404			0			
TNPI (Horas)	6.73			0.00				6.73			0.00			
Etapa 16 in						Etapa 7 5/8 in								
Corrida #	1		2		Real	Plan	Real	1		2		Real	Plan	Real
	Plan	Real	Plan	Real				Plan	Real	Plan	Real			
ROP (Min/metro)	5	6	5	15				5	6	5	15			
P1	200	200						200	200					
P2	604	604						604	604					
DP	404	404	0	0				404	404	0	0			
Tiempo (min)	2020	2424	0	0				2020	2424	0	0			
TNPI (Min)	404			0				404			0			
TNPI (Horas)	6.73			0.00				6.73			0.00			

Figura 1. Ejemplo de eficiencia real del equipo de perforación.

**RIG 26 - 600 HP Mechanical Service Rig****HIGH CAPACITY TRIPLE**

RIG 15

1700 HP

**TECHNICAL OVERVIEW**

Rating 1,700 hp.

**3000 HP ELECTRICAL AC/DC DRILLING RIG****2000 hp SCR Drilling Rig Specifications**

- [https://www.academia.edu/15615595/POTENCIA\\_Y\\_EFICIENCIA\\_MEC%C3%81NICA](https://www.academia.edu/15615595/POTENCIA_Y_EFICIENCIA_MEC%C3%81NICA)
- <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/drilling-efficiency>
- <https://onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/85DC/85DC/62357>

**Ing. Francisco Espitia Hernández**

Figura 2. Ejemplos de equipos de perforación en función de la potencia.

**Listado de figuras y ecuaciones**

- Figura 1. Ejemplo de eficiencia real del equipo de perforación.
- Ecuación 1. Eficiencia Mecánica.
- Ecuación 2. Potencia perdida.
- Ecuación 3. Eficiencia mecánica del equipo de perforación.
- Ecuación 4. Potencia mecánica.

**Referencia bibliográfica**

- [http://oacampusvirtual.uadec.mx/cursos/Taller\\_Panorama\\_E\\_Limpias\\_Convencionales\\_Mex/MODULO3/LECC1/PDF/pdfs/efi\\_disp.pdf](http://oacampusvirtual.uadec.mx/cursos/Taller_Panorama_E_Limpias_Convencionales_Mex/MODULO3/LECC1/PDF/pdfs/efi_disp.pdf).

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México. Tiene 29 años en la industria petrolera, 4 años para Compañías de Servicio y 25 años para Petróleos Mexicanos Exploración y Extracción.

Ha ejercido la profesión en distintas áreas petroleras nacionales e internacionales, siempre en referencia a las intervenciones a pozos de perforación y terminación.

Es especialista en perforación direccional, diseño de pozos, seguimiento operativo y análisis causa - raíz en relación a pozos convencionales, no convencionales, HPHT en ambientes terrestres, aguas someras así como aguas profundas o ultraprofundas, de desarrollo y exploratorios.

Actualmente adscrito a la Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Extracción (GIPE).



# Aplicación del balance de materia multitanque para la caracterización de la conectividad hidráulica en yacimientos fracturados: Caso de estudio

Autor: Ing. Giddel Hernández Martínez  
Co-autor: Ing. Humberto Iván Santiago Reyes  
Mtro. Alfredo León García

Los resultados de la caracterización del sistema confirmaron la conectividad hidráulica entre el conjunto regional de yacimientos y permitieron identificar bloques dentro del campo en estudio con distintos grados de comunicación con el acuífero. Esta información resulta fundamental para la toma de decisiones en la optimización de la explotación del campo, ya que permite redefinir estrategias de producción basadas en una mejor comprensión de la dinámica de flujo. Además, el enfoque metodológico empleado contribuye a la reducción de la incertidumbre en la estimación de reservas y en la planificación del desarrollo del campo, justificando la reevaluación de la ubicación de pozos con el objetivo de posicionarlos en áreas con mayor conectividad con el sistema interconectado, favoreciendo la recuperación de hidrocarburos a través del desarrollo de zonas de alta presión.

## Resumen

La caracterización y modelado de yacimientos naturalmente fracturados (YNF) representa un desafío significativo en la industria petrolera, especialmente cuando existen incertidumbres estructurales y dinámicas derivadas de condiciones geológicas complejas. En estos sistemas, la interconectividad entre los bloques del yacimiento y la influencia de acuíferos regionales pueden influir considerablemente la producción de hidrocarburos, lo que hace necesario el uso de metodologías avanzadas para evaluar la comunicación hidráulica y estimar con precisión el volumen original de hidrocarburos.

El presente estudio se centra en la **aplicación del modelo de balance de materia multitanque** como una herramienta avanzada para la evaluación de la conectividad hidráulica en un yacimiento naturalmente fracturado, productor de petróleo volátil, localizado en formaciones profundas del Jurásico Superior. Este enfoque permite caracterizar la interacción entre los distintos bloques del yacimiento y cuantificar la influencia del acuífero en la evolución de la presión del sistema en un conjunto de yacimientos interconectados a escala regional. La metodología propuesta proporciona un marco analítico para una comprensión más precisa de los mecanismos de empuje, la dinámica de fluidos y el impacto de la extracción de hidrocarburos sobre el comportamiento del sistema de producción a largo plazo.

El estudio se fundamenta en la integración de datos de presión, propiedades petrofísicas y análisis geoquímico mediante diagramas de Stiff, lo que permite validar la interconectividad hidráulica entre cinco yacimientos a través de un acuífero compartido. Con base en esta caracterización, se desarrolla un modelo de balance de materia multitanque que incorpora seis unidades: cinco correspondientes a los yacimientos y una que representa el acuífero regional. La calibración del modelo se lleva a cabo mediante un ajuste histórico, en el cual se evalúa la transmisibilidad entre los diferentes tanques, permitiendo así una mejor comprensión de la dinámica de fluidos y la interacción presión-volumen dentro del sistema.

## Introducción

El Balance de Materia para yacimientos petroleros es un método analítico basado en la ley de conservación de la masa que se utiliza para estimar el volumen original de hidrocarburos en sitio y analizar el comportamiento del yacimiento a lo largo del tiempo. Este método establece que los cambios en el volumen de fluidos dentro del yacimiento deben ser iguales a la suma de los volúmenes de fluidos extraídos y cualquier expansión o contracción de los fluidos y la roca (Schilthuis, 1936).

La ecuación de Balance de Materia permite cuantificar la contribución de los distintos mecanismos de producción en un yacimiento (Craft y Hawkins, 2015), entre ellos:

- Expansión del petróleo, incluyendo la liberación de gas en solución.
- Expansión del casquete de gas, que contribuye a la energía del sistema.
- Expansión de la roca y los fluidos intersticiales, que puede generar cambios en la presión del yacimiento.
- Ingreso de agua desde un acuífero, influenciando la recuperación de hidrocarburos.

El Balance de Materia es una herramienta clave en la ingeniería de yacimientos, aplicada en:

- Estimación de reservas de petróleo y gas, proporcionando una base para la planificación del desarrollo del campo.
- Evaluación de la eficiencia de los mecanismos de producción, determinando la influencia de cada mecanismo en la presión y la producción.
- Diseño y optimización de estrategias de desarrollo y recuperación, permitiendo mejorar las estrategias de desarrollo del yacimiento y maximizar la extracción de hidrocarburos.

Su principal ventaja radica en la rapidez y eficiencia en la representación del balance energético del yacimiento, lo que permite una comprensión integral de la interacción entre

el volumen de hidrocarburos, la producción y los distintos mecanismos de aporte de energía al sistema. Este enfoque facilita la identificación de patrones de comportamiento dinámico del yacimiento, requiriendo únicamente información de presión-producción y propiedades del fluido y la roca para ser efectivo.

Los modelos de balance de materia multitanque ofrecen una metodología flexible y robusta para evaluar la conectividad hidráulica entre distintos yacimientos mediante el análisis de sistemas acoplados. Esta técnica puede extenderse para caracterizar la interacción dinámica entre diferentes bloques dentro de un mismo yacimiento, proporcionando una representación más precisa de la distribución de presiones y la respuesta del sistema a la producción de hidrocarburos. Su aplicación es particularmente relevante en escenarios donde los modelos de tanque único resultan insuficientes para reproducir con fidelidad la relación presión-producción, permitiendo así una mejor calibración y predicción del comportamiento del yacimiento.

Existen numerosos yacimientos petroleros en los que el mecanismo de producción aparenta estar dominado por empuje hidráulico según los enfoques tradicionales de análisis. Sin embargo, la presencia de un sistema de yacimientos interconectados puede generar un efecto similar sin la necesidad de un acuífero de alta intensidad. En estos casos, la comunicación hidráulica entre los yacimientos induce una redistribución de presiones que puede ser interpretada erróneamente como un empuje acuífero significativo. Esta dinámica resalta la importancia de una caracterización precisa de la conectividad del sistema, permitiendo diferenciar entre la influencia de acuíferos activos y la transferencia de fluidos entre yacimientos adyacentes.

Bajo esta condición, conocida como acuífero común (Shimada y Yildiz, 2009), el factor de recuperación final de cada yacimiento no depende exclusivamente de sus propiedades dinámicas individuales, sino también de la producción en yacimientos adyacentes dentro del sistema interconectado. Esta interdependencia hidráulica debe ser cuidadosamente considerada en la planificación del desarrollo simultáneo de los yacimientos, con el objetivo de optimizar la eficiencia en la recuperación de hidrocarburos. Una planeación integrada del sistema permite una utilización más eficiente de la energía disponible, reduciendo efectos adversos como la conificación de agua y la interferencia de presión entre los diferentes bloques del yacimiento.

A continuación, se presentan tres ejemplos documentados en la literatura que ilustran esta condición.

**Rodriguez et al. (1995)** propusieron un modelo semi-analítico para la interferencia de producción de múltiples yacimientos que comparten un acuífero en común, un fenómeno que puede tener un impacto significativo en la producción de petróleo y gas en campos de yacimientos complejos. Los

parámetros del acuífero-yacimiento pueden ser estimados a través del modelo mediante el ajuste histórico de la presión promedio de los yacimientos; la entrada de agua en cada uno de los yacimientos se obtiene durante este proceso de ajuste. Una vez que se logra la caracterización del sistema, se puede utilizar este modelo para prever el rendimiento de la interferencia de producción de los yacimientos bajo diversos esquemas de explotación y el modelo fue aplicado para caracterizar un sistema de tres yacimientos naturalmente fracturados (sistema A-B-C) que comparten un acuífero común, ubicado en el Golfo de México (ver Figura 1).

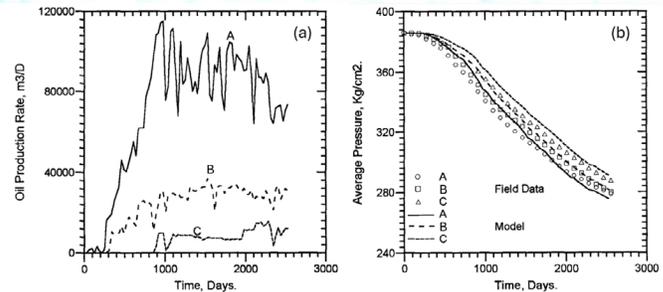


Figura 1. Sistema A-B-C: (a) Producción de petróleo vs. Tiempo y (b) Presión promedio vs. Tiempo.

**Birkle et al. (2002)** presentan un estudio sobre la evolución y el origen del agua en los yacimientos profundos de los campos petroleros del Activo N, ubicados en el Golfo de México. El origen primario de las aguas profundas en estos yacimientos, situados entre 5,000 y 6,000 metros de profundidad, está asociado con infiltraciones de agua meteórica y agua marina durante el Pleistoceno tardío y el Holoceno reciente (hace entre 10 y 40 mil años). Se establece que la migración del acuífero profundo sigue una dirección suroeste-noreste. Entre 1983 y 1998, los valores de presión de los campos X, Y y Z experimentaron una caída simultánea de 820 a 580 kg/cm<sup>2</sup>, lo que indica una comunicación hidráulica entre estos yacimientos. En contraste, el comportamiento de presión observado en los campos J y K refleja un comportamiento hidráulico local y la ausencia de comunicación con los otros yacimientos (ver Figura 2).

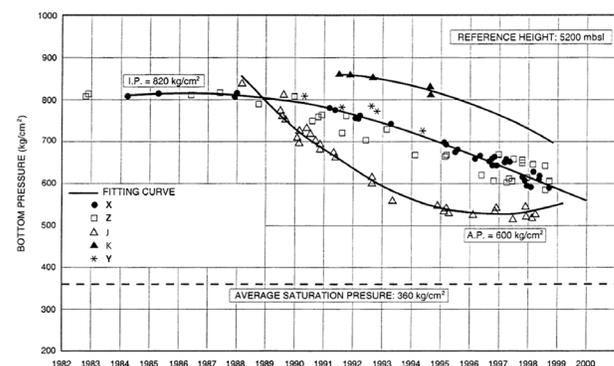


Figura 2. Curvas de comportamiento de presión de los campos petroleros del Activo N, relacionadas con la extracción de petróleo (Birklem et al., 2002).

**Arellano et al. (2024)** presentan un estudio de caracterización dinámica en el que se identifican dos yacimientos de gas y condensados, campo K JSK y campo L JSK, los cuales están hidráulicamente comunicados. Estos yacimientos fueron evaluados mediante diversas técnicas con el objetivo de determinar su volumen asociado como una unidad hidráulica conjunta, lo que resultó en un aumento del área y volumen del campo. Este análisis permitió además definir una estructura previamente no explorada, pero con un potencial comercial probable. La comunicación hidráulica entre ambos yacimientos fue confirmada a través del análisis del comportamiento de presión y producción. Al comparar los puntos de presión del campo K y L, los resultados mostraron un comportamiento similar en cuanto al comportamiento presión-producción (ver Figura 3). Se conoce que el campo L se encuentra a solo 2 km de la estructura K.

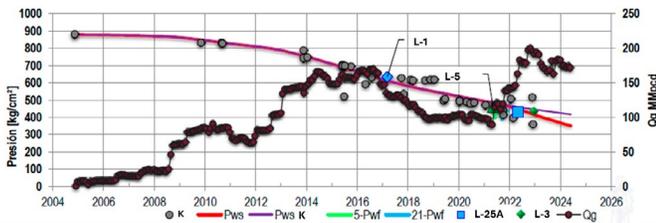


Figura 3. Comportamiento de presión-producción K-L para la formación JSK (Arellano et al., 2024).

**Generalidades del campo**

El presente estudio analiza el caso de un campo petrolero localizado a 44 km al noreste de Villahermosa, Tabasco, caracterizado por la producción de petróleo volátil en facies dolomitizadas y calizas fracturadas de la formación Jurásico Superior Tithoniano-Kimmeridiano (JST-JSK). La explotación del campo inició en 2013 y, hasta la fecha, se han perforado 11 pozos, evidenciando un comportamiento dinámico altamente complejo. Este comportamiento se manifiesta en variaciones significativas de presión a lo largo del yacimiento, así como en la aparición de irrupciones de agua y gas en los pozos productores. Las características generales del yacimiento se presentan en la Tabla 1.

Propiedades	Valores
Profundidad Prom. (m)	5,000
Roca	Dolomía
Porosidad (%)	02-08
Permeabilidad (mD)	20-120
Swi (%)	21
Tipo fluido	Aceite volátil
°API	41
Temperatura (°C)	158
<b>Presiones de yacimiento (kg/cm²)</b>	
Inicial	514
Actual	481(BN) y 244 (BS)
Saturación	326

Tabla 1. Información del yacimiento.

El modelo estructural del campo está representado por una trampa de contracción, nucleada por sal, donde las fallas actúan como estructuras secundarias formadas en respuesta al plegamiento. Esta estructura forma un anticlinal asimétrico con un alargamiento en dirección NW-SE, resultado de un esfuerzo compresivo SW-NE asociado con la Orogenia Chiapaneca durante el Mioceno Medio. La estructura está delimitada en sus flancos Este y Oeste por fallas inversas con buzamiento NW-SE, y está nucleada por un domo salino de edad Jurásica.

En la Figura 4, se muestra el mapa estructural de la cima del JSK, el cual define el sistema de fallas con orientación preferencial NW-SE. Sin embargo, hacia la parte SE el rumbo de las fallas es N-S con echado suave hacia Este.

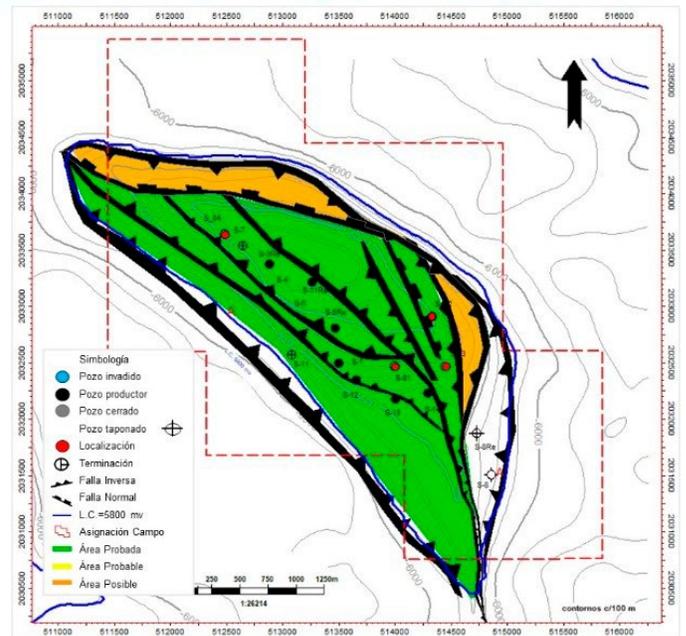


Figura 4. Configuración estructural a la cima de la formación JSK.

**Problemática**

El campo presenta una alta incertidumbre tanto en los modelos estático como dinámico. Se localiza debajo de un domo de arcillas y por encima de un cuerpo de sal, lo que impacta negativamente la calidad de los datos sísmicos. Esta particularidad geológica complica el proceso de modelado estructural del yacimiento.

La formación JST-JSK presenta un comportamiento dinámico diferenciado, dividiéndose en dos zonas con tendencias contrastantes en la presión estática del yacimiento (ver Figura 5). La primera zona exhibe un rápido agotamiento de presión, característico de un sistema predominantemente volumétrico. En contraste, la segunda zona mantiene presiones elevadas, lo que sugiere la influencia de un acuífero activo que podría estar contribuyendo al sostenimiento de la presión.

El desarrollo del yacimiento se ha realizado mediante la perforación de pozos desde el centro de la estructura anticlinal hacia el Noroeste (NW) y Sureste (SE). A lo largo del tiempo, la interpretación estructural ha sido actualizada en seis ocasiones con base en la integración de datos de registros eléctricos de pozos y reprocesamiento sísmico. A pesar de estas modificaciones, la incertidumbre principal radica en la estimación del volumen original de hidrocarburos y en la cuantificación del impacto del empuje hidráulico como mecanismo de producción dominante.

La incertidumbre asociada, particularmente en la caracterización y comprensión del yacimiento, representa un desafío significativo para la toma de decisiones estratégicas en la planificación del desarrollo del campo. Esta falta de certeza dificulta la predicción del comportamiento de presión y producción en nuevos pozos, lo que a su vez incrementa la incertidumbre en el diseño de estrategias de explotación y eleva el riesgo asociado a las inversiones necesarias para la optimización del desarrollo del yacimiento.

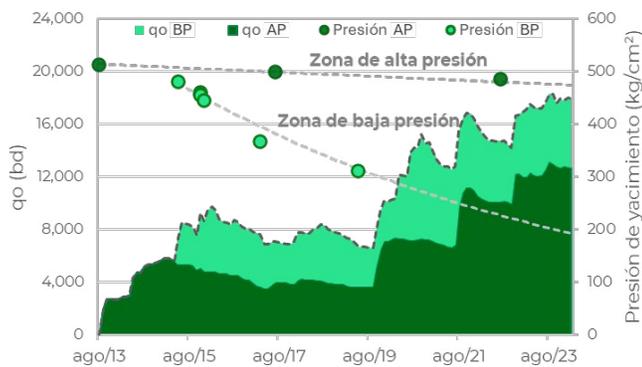


Figura 5. Comportamiento de presión de la formación JST-JSK.

### Evaluación del volumen original con balance de materia multitanque

Con el objetivo de estimar el volumen original de hidrocarburos en sitio y determinar el mecanismo de producción predominante en el yacimiento en estudio, se llevó a cabo un análisis integral de ingeniería de yacimientos. Este estudio incluyó la evaluación de cinco campos vecinos que exhiben un comportamiento de presión similar, lo que sugiere una posible comunicación hidráulica entre ellos.

Para representar adecuadamente la dinámica del sistema de yacimientos interconectados, se implementó un modelo de balance de materia multitanque. A continuación, se detalla el flujo de trabajo seguido en la construcción y calibración de dicho modelo, garantizando una representación fiel del comportamiento del sistema y permitiendo una mejor interpretación de la interacción entre los yacimientos y su entorno hidráulico.

- Recopilación de los datos de entrada

- Estimación de la presión de los campos al mismo plano de referencia
- Análisis del comportamiento de presión a un mismo plano de referencia
- Resultados de los análisis Stiff
- Construcción del modelo de balance de materia multitanque
- Modelado de la transmisibilidad
- Ajuste histórico
- Resultados de la simulación

### Recopilación de los datos de entrada

Para evaluar la conectividad hidráulica entre yacimientos, se recomienda iniciar con un análisis comparativo del comportamiento de presión en los yacimientos vecinos, identificando similitudes en las tendencias generales observadas. En este contexto, una reducción de presión en un yacimiento puede inducir un flujo de fluidos desde yacimientos adyacentes, alterando la distribución de presiones en el sistema interconectado. Este fenómeno puede impactar negativamente la productividad de los yacimientos afectados, generando un agotamiento prematuro de la energía del sistema y, en ciertos casos, acelerando la declinación de producción en los pozos.

Se recopiló la información histórica de la presión de fondo estática de los diferentes campos, junto con los parámetros asociados al tipo de fluido producido en los yacimientos (PVT), los grados API, las propiedades del yacimiento, las características petrofísicas, el mecanismo de empuje, la compresibilidad de la formación, los parámetros del acuífero, entre otros. Los detalles de estos datos se presentan en la Tabla 2. Además, en la Figura 6 se ilustra el diagrama de flujo de los datos de entrada utilizados para la elaboración de un modelo de balance de materia. El flujo de trabajo propuesto fue tomado como referencia del trabajo de Mogbolu et al. (2016).

Campo	Tanque	Formación	Tipo de fluido	*API	Rsi (m³/m³)	Presión inicial al Ndr (kg/cm²)	Presión actual al Ndr (kg/cm²)	% Empuje hidráulico
Campo 1	C1	Cretácico	Aceite volátil	43 39 (BII)	410 502 (BII)	824 (1982) 568 (BII, 2013)	483 404 (BII)	41 70 (BII)
Campo 2	C2	Cretácico	Aceite volátil	41	480	819 (BS, 1984) 631 (BN, 2005)	425 (BS) 437 (BN)	15 (BS) 53 (BN)
Campo 3	C3	JSK KM	Gas y condensado	43 41	937 (JSK) 862 (KM)	839 (JSK) 665 (KM)	474 (JSK) 518 (KM)	59 (JSK) 58 (KM)
Campo 4	C4	Cretácico	Aceite volátil	44	459	812	477	53
Campo 5	C5	KM JSK	Aceite volátil	42 (BN) 41 (BS) 41 (B-101)	514 (BN) 418 (BS) 418 (B-101)	812 (BN, 2009) 514 (BS, 2017) 463 (B-101, 2020)	205 (BN) 218 (BS) 428 (B-101)	16% (BS) 0% (BN) 0% (B-101)
Campo 6*	C6	Cretácico JST-JSK	Aceite volátil	41	410	513 (BS, 2013) 505 (BN, 2014)	486 (BS) 200 (BN)	¿?

Tabla 2. Información general de los campos.

### Estimación de la presión de los campos al mismo plano de referencia

Con el fin de comparar las presiones de los distintos yacimientos, se normalizó la presión de cada uno de ellos a un plano de referencia común, el cual, en este estudio, se

estableció en 5,225 mv. Posteriormente, se calculó la presión relativa de cada yacimiento con respecto a este plano de referencia, como se muestra en la Figura 7(b).

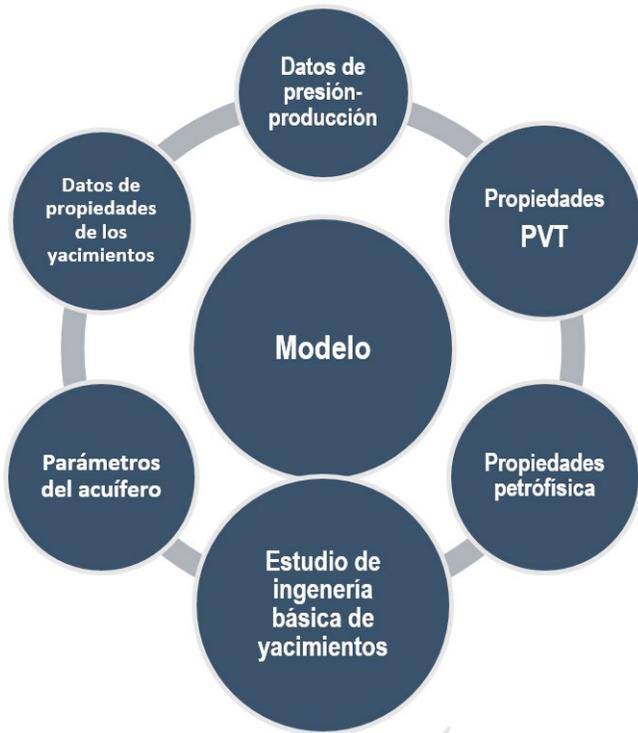


Figura 6. Diagrama de flujo del proceso de balance de materia.

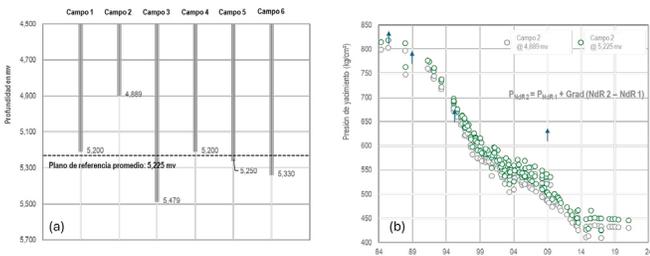


Figura 7. (a) Estimación de la profundidad del plano de referencia y (b) Ajuste de las presiones al nuevo plano de referencia.

**Análisis del comportamiento de presión a un mismo plano de referencia**

Con los datos de presión ajustados a un mismo plano de referencia (5,225 mv), como se muestra en la Figura 8, se observa que los Campos 3, 4 y 5, junto con sus respectivos bloques, presentan un ritmo de abatimiento de presión distinto al del sistema.

Lo que se puede concluir es que no presentan comunicación con todo el sistema. Por esta razón, no se incluirán en el estudio de balance de materia multitanque.

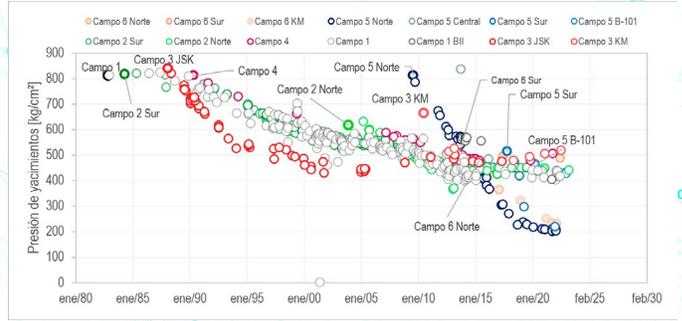


Figura 8. Comportamiento de presión llevados al plano de 5,225 mv.

En los Campos 1, 2 y 6 (objeto de este estudio), el abatimiento de la presión estática en estos tres yacimientos presenta un comportamiento característico de un solo sistema de producción, como se ilustra en la Figura 9. Un aspecto relevante de este comportamiento es que el yacimiento del Campo 6 inició su explotación 30 años más tarde con una presión inferior y en tendencia con el grupo de yacimientos analizados, lo que sugiere la posible existencia de una comunicación hidráulica entre ellos.

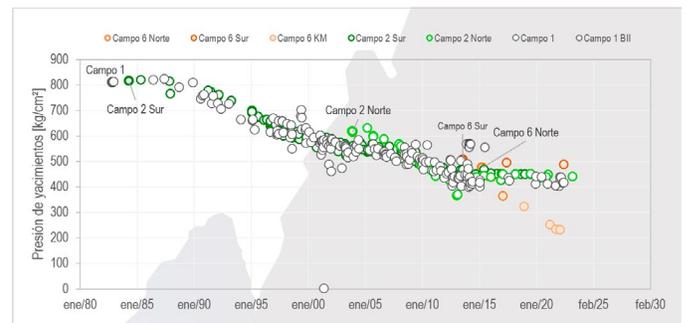


Figura 9. Comportamiento de presión en campos con el mismo ritmo de abatimiento.

El Campo 6, correspondiente al yacimiento JST-JSK, presenta dos comportamientos diferenciados de presión. En el Bloque Sur, la presión estática del yacimiento exhibe una tasa de abatimiento baja. En contraste, el Bloque Norte presenta una caída de presión elevada, similar al comportamiento de un yacimiento volumétrico. Es importante señalar que, debido a eventos geológicos y técnicos, la zona Norte del yacimiento muestra reducciones significativas en los espesores del yacimiento, mientras que en la zona Sur los espesores se incrementan de manera considerable.

La Figura 10 muestra el modelo geocelular que evidencia estos cambios de espesores en ambas zonas.

Con el objetivo de evaluar la presencia de un posible acuífero regional, se analizaron variables adicionales, incluyendo los diagramas de Stiff, para identificar el patrón del agua producida en los campos 1, 2 y 6.

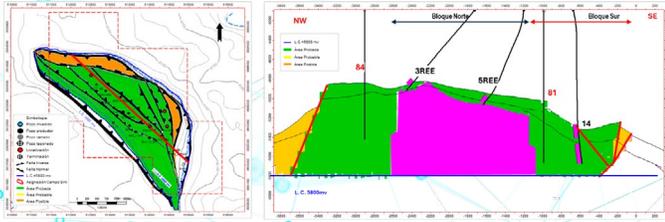


Figura 10. Reducción de espesores en la formación JST-JSK del Campo 6.

### Resultados de los análisis Stiff

El método de Stiff consiste en representar gráficamente las concentraciones de los principales iones presentes en el agua (cationes y aniones) a través de un diagrama característico, conocido posteriormente como "Diagrama de Stiff" (Stiff, 1951). Esta herramienta permite reconocer tendencias geoquímicas, evaluar la compatibilidad de aguas en aplicaciones industriales y detectar mezclas entre diferentes fuentes de agua.

Entre las aplicaciones en la industria petrolera, el método facilita la identificación de la procedencia del agua de formación, la detección de problemas de inyección de agua en yacimientos y el monitoreo de la calidad del agua en procesos de producción. La representación gráfica simplifica la interpretación de grandes volúmenes de datos, proporcionando una herramienta efectiva para la toma de decisiones en el manejo de aguas de yacimiento.

La Figura 11 se presenta el diagrama de Stiff obtenido de los pozos de los Campos 1, 2 y 6, en el cual se observa un patrón homogéneo tanto en los cationes como en los aniones. Este comportamiento sugiere que el agua de formación producida por estos yacimientos proviene de una misma fuente. La salinidad del acuífero se encuentra en un rango de 217,000 a 283,000 ppm.

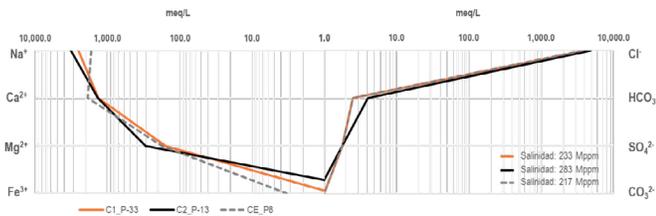


Figura 11. Patrón del agua del acuífero en los campos 1, 2 y 6 representado en un diagrama de Stiff.

Construcción del modelo de balance de materia multitanque  
Una vez recopilados los insumos necesarios para la construcción del modelo de balance de materia, incluyendo propiedades de los fluidos, historiales de producción de aceite, gas y agua, datos de comportamiento de presión por yacimiento y la compresibilidad de la formación (derivada de análisis de núcleos o correlaciones empíricas), se procedió al desarrollo del modelo multitanque en el software MBAL®.

El modelo consistió en la configuración de seis tanques de balance de materia, donde cinco representaron los yacimientos individuales y uno adicional correspondió al acuífero regional, conforme se ilustra en la Figura 12. La conectividad hidráulica entre los distintos tanques se estableció a través de nodos de transmisibilidad, permitiendo la simulación de la interacción dinámica entre los yacimientos y el acuífero, así como la evaluación del impacto de los flujos de fluidos sobre la evolución de presión en el sistema.

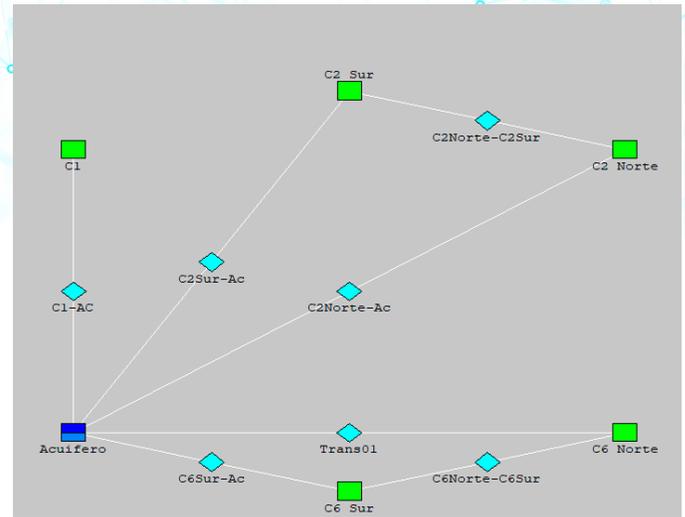


Figura 12. Construcción del modelo de balance de materia multitanque.

### Modelado de la transmisibilidad

Se entiende por transmisibilidad a la capacidad de flujo de fluidos entre diferentes compartimentos o tanques que representan distintas regiones del yacimiento. Esta propiedad cuantifica la facilidad con la que los fluidos pueden moverse de una zona a otra, considerando factores como la permeabilidad relativa, viscosidad, diferencia de presión entre tanques, como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\text{Ecuación 1.} \quad q_t = C \cdot \sum_i \frac{Kr_i}{\mu_i} \cdot \Delta P$$

Donde: C es la constante de transmisibilidad en bls @ c. y. / días cp / psi. La transmisibilidad es esencial para modelar con precisión la dinámica de fluidos en sistemas multitanque, ya que influye en la distribución de presiones y en la eficiencia de la producción de hidrocarburos. Para el caso de estudio se utilizó la trasmisibilidad para conectar los tanques.

### Ajuste histórico

Como primer paso en el proceso de ajuste histórico, se calibraron individualmente los modelos de balance de materia para cada yacimiento, asumiendo inicialmente ausencia de comunicación hidráulica entre ellos. Estos modelos base

proporcionaron insumos fundamentales para la posterior construcción del modelo de balance de materia multitanque, permitiendo establecer una referencia inicial para la evaluación de la conectividad entre los distintos yacimientos.

Es importante destacar que, en caso de ser necesario, los volúmenes originales estimados pueden ser sensibilizados dentro de un rango aceptable, asegurando coherencia con los resultados obtenidos a partir de los cálculos volumétricos estáticos.

Una vez construidos los modelos de tanque y establecida su interconexión a través de nodos caracterizados por valores de transmisibilidad, se llevó a cabo un proceso de regresión sobre las principales fuentes de incertidumbre, enfocándose en los parámetros del modelo del acuífero y los coeficientes de transmisibilidad entre tanques. Este ajuste tuvo como objetivo lograr una reproducción precisa del historial de presión-producción de cada yacimiento dentro del sistema interconectado.

Cabe destacar que, como premisa fundamental del modelo, se asumió que todos los yacimientos se encontraban en equilibrio inicial al momento del desarrollo del campo. Es decir, se consideró que todos los yacimientos compartían una presión inicial de 813 kg/cm<sup>2</sup>, registrada en el tanque C1, referenciada a un plano de 5,225 mv, previo al inicio de la extracción de petróleo en el sistema conectado. Esta condición inicial permitió establecer un punto de referencia común para evaluar la evolución de la presión y la interacción hidráulica entre los diferentes bloques del yacimiento.

Durante el proceso de ajuste del modelo de presión para el tanque C6 Bloque Norte, caracterizado por un rápido abatimiento de presión, no se logró un ajuste adecuado cuando se incluyó un nodo de transmisibilidad con el acuífero. Esto sugiere que el acuífero no aportaba energía a este tanque, por lo que se le consideró un sistema de comportamiento volumétrico. El modelo final se muestra en la Figura 13.

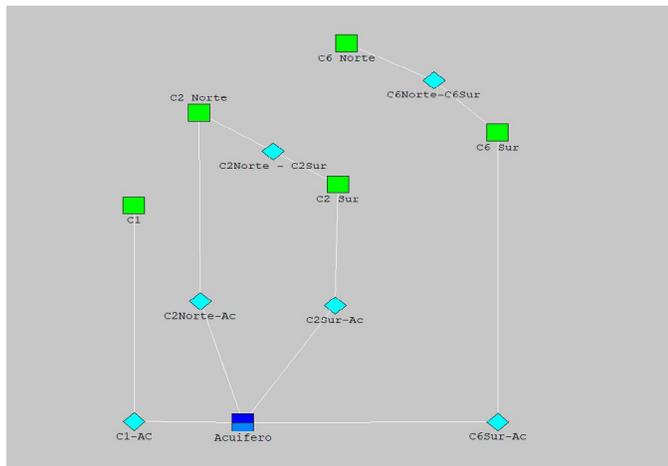


Figura 13. Modelo final de balance de materia multitanque.

El Campo 6 muestra una reducción significativa en los espesores hacia la zona Norte debido a la presencia de un cuerpo de sal. Esto explica por qué esa área del campo presenta una baja conectividad con la energía proporcionada por el acuífero.

Para lograr un adecuado ajuste histórico de presión en cada tanque, las transmisibilidades y los parámetros del acuífero fueron estimadas de manera iterativa mediante regresión.

En la Tabla 3, se muestran los rangos de trasmisibilidades y del OWIP (Oil Water Initial in Place) para lograr el ajuste de cada tanque.

Tanque	Transmisibilidad	OWIP
Nombre	bls @ c. y. / días·cp /psi	MMMb
C1	3 -10	4 -15
C2	3 -10	4 -15
C6	100 - 1,000	4 -15

Tabla 3. Rangos empleados en el ajuste del modelo de presión para cada tanque.

La Figura 14 presenta el diagrama de flujo utilizado para el ajuste de presión del modelo multitanque, considerando un acuífero común para tres campos en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).

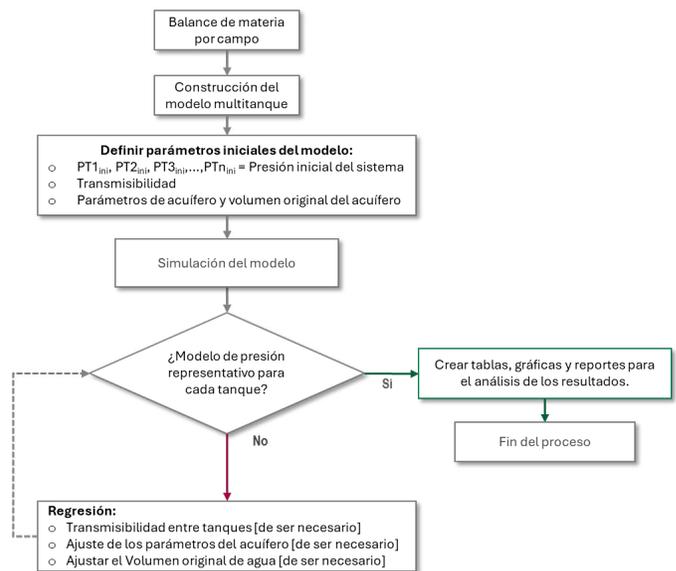


Figura 14. Diagrama de flujo para el ajuste del modelo de balance de materia en sistema multitanque.

### Resultados de la simulación

La Figura 15 presenta los resultados del modelado, evidenciando un muy buen ajuste entre las presiones simuladas y las medidas.

El modelo parte de una presión inicial de 813 kg/cm<sup>2</sup>, correspondiente a las condiciones de equilibrio termodinámico del sistema para todos los yacimientos, el modelo logra reproducir el abatimiento de presión de los yacimientos durante el periodo de explotación de los Campos 1 y 2. De la misma forma, la presión del Campo 6 se va abatiendo en menor medida por no estar en producción ningún pozo, dicho campo comenzó a producir en el año 2013. Lo que se asume que el campo fue puesto a producción cuando todo el sistema estaba a una presión de yacimiento estabilizado a 500 kg/cm<sup>2</sup> y los ritmos de extracción en los campos 1 y 2 ya eran bajos.

La conceptualización del tanque C6 Bloque Norte como un sistema volumétrico fue correctamente reproducida, al igual que la alta transmisibilidad entre el acuífero y el C6 Bloque Sur. Con el conocimiento obtenido sobre el comportamiento del campo, se comprende que, en la zona Norte, el yacimiento presenta baja presión, mientras que, en la zona Sur, la presión es alta, influenciada por la elevada transmisibilidad con el acuífero.

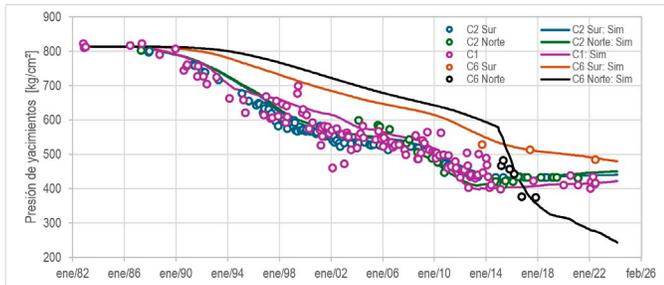


Figura 15. Comportamiento de presión modelado con un acuífero en común.

En la Figura 16 (a) se presenta una gráfica semilogarítmica que describe la variación de la presión de yacimiento en función de la producción acumulada. Se observa que, en los campos 1 y 2, específicamente en el Bloque Sur, una vez alcanzados los 10 MMb de petróleo, el abatimiento de presión se acelera significativamente, mostrando una curva con tendencia cóncava hacia abajo.

Por otro lado, en el campo 6, el bloque Norte experimenta un abatimiento de presión acelerado al alcanzar 1 MMb de petróleo, lo que confirma un comportamiento característico de un yacimiento volumétrico. En contraste, el Bloque Sur del mismo campo exhibe una tasa de abatimiento de presión considerablemente menor en comparación con los otros yacimientos, lo que sugiere una mayor influencia del empuje hidráulico en esta región.

En la Figura 16 (b) muestra la relación entre la producción acumulada de petróleo y el tiempo. A partir de esta gráfica, se puede inferir que el campo 6 corresponde a un yacimiento de menor tamaño en comparación con los campos 1 y 2. Esta conclusión se sustenta en la menor pendiente de su curva de producción acumulada, lo que indica una menor tasa de extracción en relación con los otros yacimientos.

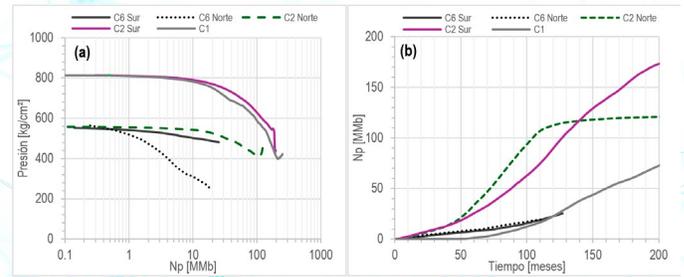


Figura 16. (a) Relación entre presión y  $N_p$ , y (b) Relación entre  $N_p$  y tiempo.

Una de las limitaciones al trabajar con un modelo de balance de materia multitanque, en el que el acuífero se modela como un tanque independiente, es la imposibilidad de visualizar gráficamente la contribución porcentual del acuífero en el mecanismo de empuje de producción. Considerando la influencia potencial del aporte energético del acuífero y el menor volumen original del Campo 6 en comparación con los yacimientos vecinos, se desarrolló un modelo de balance de materia específico para dicho campo, permitiendo un análisis más detallado de su dinámica de producción.

Dado que el volumen original y el porcentaje de contribución del acuífero en el Campo 6, Bloque Sur, no estaban definidos con precisión, se realizó un análisis de sensibilidad considerando tres escenarios.

1. Escenario sin contribución de empuje hidráulico: Se obtuvo un volumen original de 723 MMb de petróleo. Sin embargo, este valor carece de validez física, ya que no pudo ser reproducido en el modelo estático.
2. Escenario con un 50% de empuje hidráulico: Se estimó un volumen original de 370 MMb de petróleo. Al igual que en el primer caso, el modelo estático no pudo contener dicho volumen, lo que indica una sobreestimación del recurso.
3. Escenario con un 90% de empuje hidráulico: Se obtuvo un volumen original de 90 MMb de petróleo, logrando un ajuste adecuado con el modelo estático y un factor de recuperación final del 35%.

La Figura 17 presenta los tres escenarios evaluados a través de gráficos de mecanismos de empuje, destacando la importancia de la interacción entre el acuífero y la dinámica de producción del yacimiento.

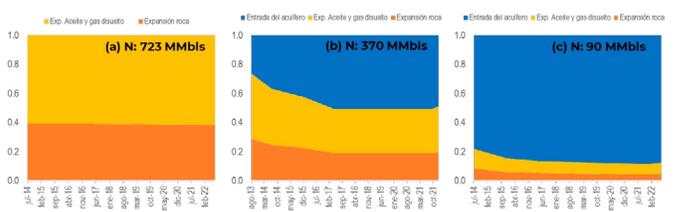


Figura 17. Análisis de sensibilidad al volumen original: (a) 0% de empuje hidráulico, (b) 50% de empuje hidráulico, y (c) 90% de empuje hidráulico.

Con el conocimiento obtenido al mejorar el entendimiento del Campo 6 en la formación JST-JSK, el desarrollo del campo debería contemplar perforar las próximas localizaciones hacia la zona de alta presión, alejándose del actual contacto agua-petróleo. En la Figura 18, se muestra el plan de desarrollo con la reevaluación de las ubicaciones de las localizaciones hacia la zona de alta presión.

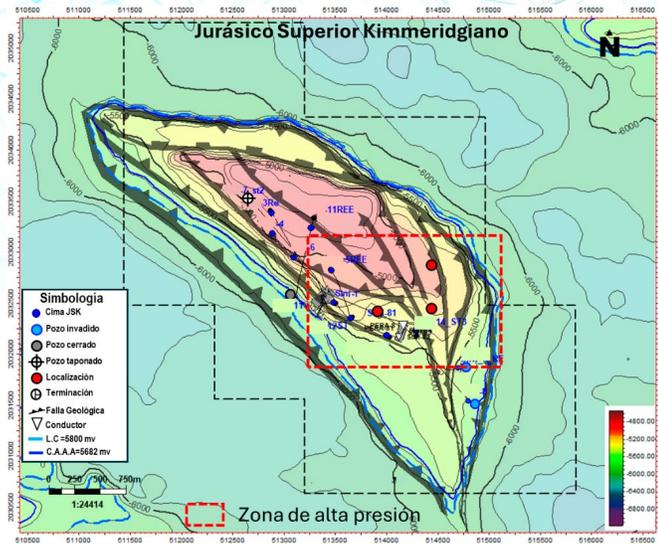


Figura 18. Mapa de la formación JSK que muestra las ubicaciones actuales de tres localizaciones a perforar hacia la zona de alta presión del yacimiento.

### Conclusiones

A partir de los resultados presentado en este trabajo, se plantean las siguientes conclusiones:

- La transmisibilidad y los parámetros del acuífero son las principales fuentes de incertidumbre en el ajuste histórico de presión-producción multitanque, lo que requirió un proceso iterativo de regresión para determinar valores adecuados. Se observó que los tanques C1 y C2 presentaron bajas transmisibilidades (3 a 10 bls @ c. y. / días-cp /psi), mientras que el tanque C6 Bloque Sur mostró valores significativamente mayores (100 a 1,000 bls @ c. y. / días-cp /psi), lo que indica una mayor conectividad o influencia del acuífero en esta área.
- El modelo multitanque asumió equilibrio termodinámico inicial entre los yacimientos, estableciendo una presión uniforme de referencia (813 kg/cm<sup>2</sup> a 5,225 mv). Los parámetros del yacimiento con alta certidumbre, como porosidad, permeabilidad y volumen original de petróleo se mantuvieron constantes durante el ajuste, lo que permitió enfocar el análisis en la influencia de la intrusión acuífera y la relación de radios acuífero-yacimiento en la respuesta del sistema.
- El modelo MBAL® demostró una adecuada capacidad predictiva al replicar con precisión la evolución de la presión en los yacimientos, lo que valida su uso para

el ajuste histórico y la caracterización de la dinámica del sistema multitanque. Se observó una correlación consistente entre las presiones simuladas y las medidas en los Campos 1, 2 y 6.

- Del análisis regional de los yacimientos vecinos de Campo 6 en la formación JST-JSK se identificó que el yacimiento se encuentra comunicado con al menos cinco yacimientos a través de un acuífero común.
- El análisis de sensibilidad del volumen original de petróleo evidenció la influencia del empuje hidráulico en la estimación del recurso. Solo el escenario con un 90% de empuje hidráulico permitió un ajuste coherente con el modelo estático, obteniendo un volumen original de 90 MMb y un factor de recuperación del 35%, lo que resalta la importancia de considerar la interacción acuífero-yacimiento en la modelación.
- Con los conocimientos obtenido mejorando el entendimiento del Campo 6 en la formación JST-JSK, el desarrollo del campo debería considerar perforar las próximas localizaciones hacia la zona de alta presión, alejándose del actual contacto agua-petróleo.

### Nomenclatura

- ΔP = Diferencia de presión entre los dos tanques, psi
- °API = Grados API
- °C = Grados centígrados
- AP = Alta Presión
- API = American Petroleum Institute
- B-101 = Bloque 101
- BII = Bloque II
- BN = Bloque Norte
- BP = Baja Presión
- BS = Bloque Sur
- C = Constante de transmisibilidad en bls @ c. y. / días-cp / psi
- c. y. = Condiciones de yacimiento
- C1 = Campo 1
- C2 = Campo 2
- C3 = Campo 3
- C4 = Campo 4
- C5 = Campo 5
- C6 = Campo 6
- cP = Centipoise
- Ec. = Ecuación
- Grad = Gradiente de presión, kg/cm<sup>2</sup>/m
- i = Fase del fluido: aceite, gas y agua.
- JSK = Jurásico Superior Kimmeridiano
- JST = Jurásico Superior Tithoniano
- KM = Cretácico Medio
- km = Kilómetros
- Kri = Permeabilidad relativa de la fase i
- m = Metros
- mD = MiliDarcy
- mv = Metros verticales
- N = Norte
- N = Volumen original in situ, MMb

NdR 1 =	Nivel de Referencia 1
NdR 2 =	Nivel de Referencia 2
NE =	Noreste
Np =	volumen acumulado de petróleo, MMb
NW =	Noroeste
OWIP =	Original Water In Place, MMstb
PNdR1 =	Presión al Nivel de Referencia 1, kg/cm <sup>2</sup>
PNdR2 =	Presión al Nivel de Referencia 2, kg/cm <sup>2</sup>
Prom =	Promedio
PVT =	Presión-Volumen-Temperatura
qt =	Gasto de flujo total de fondo, bd
S =	sur
SE =	Sureste
SW =	Suroeste
Swi =	Saturación inicial de agua, %
YNF =	Yacimientos Naturalmente Fracturados
$\mu_i$ =	Viscosidad de la fase i, cp

- Schilthuis, R. J. (1936.) Active Oil and Reservoir Energy, Trans. AIME, 118, 33.
- Shimada, M., y Yildiz, T. (2009). Predicting Water Influx From Common Shared Aquifers. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, June 2009. <https://doi.org/10.2118/120897-MS>. SPE-120897-MS
- Stiff, H.A. (1951). The Interpretation of Chemical Water Analysis by Means of Patterns. J Pet Technol 3 (10): 15. <https://doi.org/10.2118/951376-G>. SPE-951376-G

## Ing. Giddel Hernández Martínez

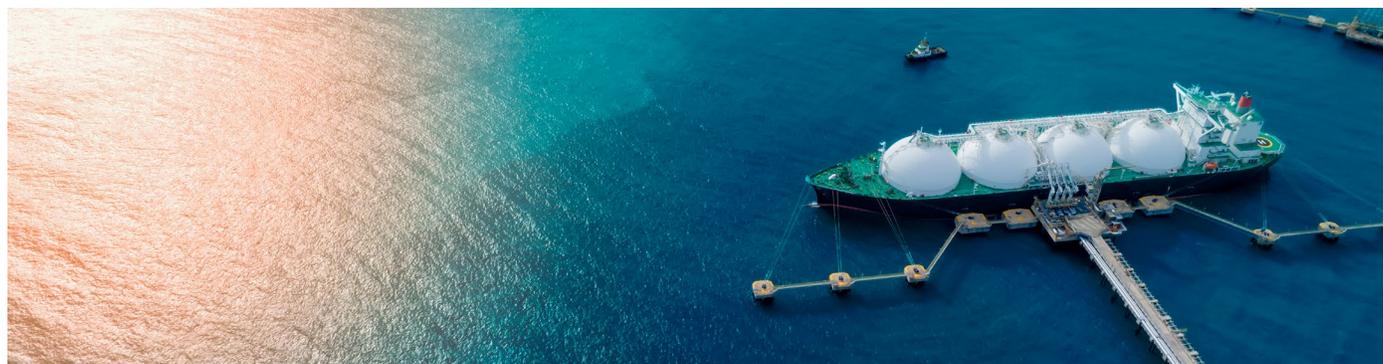


Ingeniero petrolero egresado de la Universidad del Istmo Campus Tehuantepec. Trabajó en Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V. como Ingeniero de Yacimientos-Productividad en dos periodos 2013-2015 y 2017-2019. Ingresó al Programa de Inducción para Recién Egresados en Ingeniería Petrolera y Geociencias 2015 impartido en el Instituto Mexicano del Petróleo. Trabajó en PEMEX como Ingeniero de Yacimientos de 2015-2017 en el proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna. Actualmente, trabaja en Pemex como ingeniero de Yacimientos en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción. Es Miembro de la SPE.

## Referencias

- Arellano, S.O., Garcia, A., Petriz, J. M., y Posadas R. (2024). Caracterización de dos yacimientos de gas y condensado hidráulicamente comunicados y su potencial comercial. Congres Mexicano del Petróleo, Tampico, Tamaulipas. 2024.
- Birkle, P., Rosillo, J. J., Portugal, E., y Fong, J. L. (2002). Evolution and origin of Deep reservoir water at the Activo Luna oil field, Gulf of Mexico, México. AAPG Bulletin, v. 86, no. 3 (March 2002), pp. 457-484.
- Craft, B. C., y Hawkins, M. (2015). Applied Petroleum Reservoir Engineering. 3er Ed. (Terry, R. E., y Rogers, J. B). Prentice Hall.
- Mogbolu, E., Okereke, O., Olatope, V., Onobrudu, P., Olubamise, T., y Ukauku, I. (2016). Evaluation of the Impact of Inter-Reservoir Communication on Resource Volume via Material Balance Multi Tank Model. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, August 2-4, 2016. <https://doi.org/10.2118/184349-MS>. SPE-184349-MS.
- Rodríguez, F., Samaniego, F., y Cinco-Ley, H. (1995). A Model for the Production Interference of Multiple Reservoirs Sharing a Common Aquifer. SPE Advanced Technology Series 4 (01): 38-43. <https://doi.org/10.2118/26975-PA>. SPE-26975-PA.

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.





# JORNADAS TÉCNICAS 2025



22 Y 23 DE  
OCTUBRE 2025

A partir las 8:30 hrs.



Hotel Marriot Vhsa

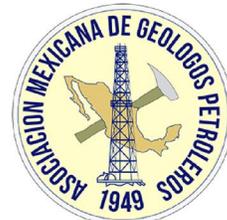
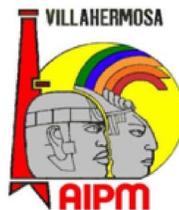
Av Paseo Tabasco 1407, Col  
Tabasco 2000.

## Características del trabajo técnico

- Datos del autor principal y de los coautores, teléfono y dirección de correo electrónico.
- Título del trabajo.
- Categoría principal y secundaria.
- Descripción del trabajo (60 palabras)
- Aplicación (60 palabras).
- Resultados (150 palabras), incluir tablas y/o figuras.
- Observaciones y conclusiones (150 palabras)
- Entrega en formato WORD.

## Categorías

- Administración y negocios
- Producción y comercialización
- Geofísica
- Geología
- Intervenciones a pozos
- Yacimientos
- Desarrollo y optimización de la extracción de hidrocarburos
- Seguridad industrial, higiene y protección Ambiental
- Transformación Digital
- Transición Energética



**Registra tu ponencia / trabajo técnico**

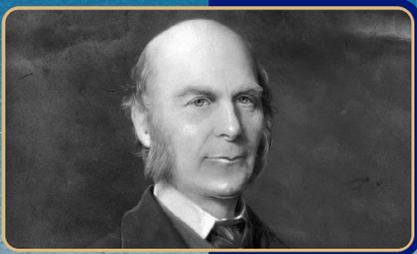
[jose.mario.lule@pemex.com](mailto:jose.mario.lule@pemex.com)

[paola.santiago@pemex.com](mailto:paola.santiago@pemex.com)

**¡Entrada libre!**



# Las 15 personas con más IQ de la historia



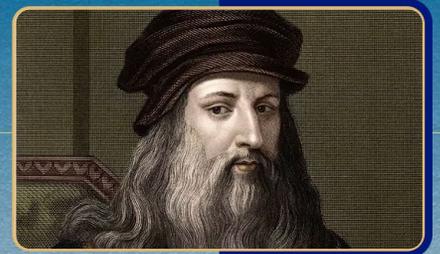
**Francis Galton IQ: 200**  
1822 - 1911

Polímata, antropólogo, geógrafo, explorador, inventor, meteorólogo, estadístico, psicólogo y eugenista británico.



**Hugo Grotius IQ: 201**  
1583 - 1645

Jurista, escritor y poeta neerlandés.



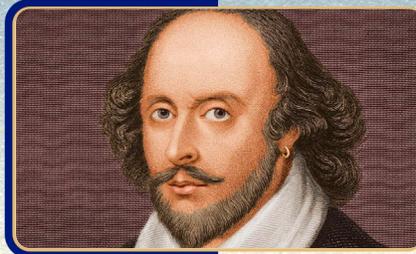
**Leonardo Da Vinci IQ: 202**  
1452 - 1519

Polímata florentino del Renacimiento italiano. Fue a la vez pintor, anatomista, arquitecto, paleontólogo, botánico, escritor, escultor, filósofo, ingeniero, inventor, músico, poeta y urbanista.



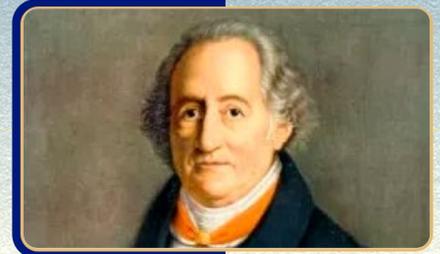
**Edith Stern IQ: 203**  
1952 - Hasta ahora

Inventora y matemática estadounidense y ex vicepresidenta de Investigación y Desarrollo de IBM.



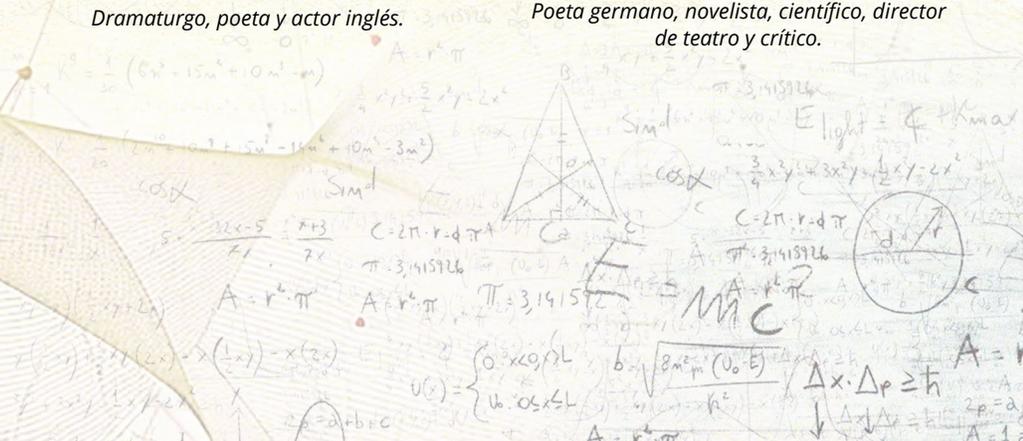
**William Shakespeare IQ: 210**  
1564 - 1616

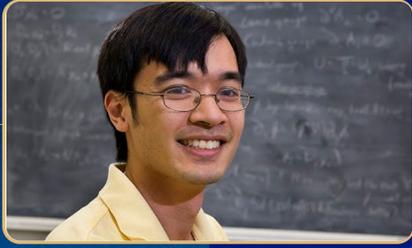
Dramaturgo, poeta y actor inglés.



**Johann Goethe IQ: 218**  
1749 - 1821

Poeta germano, novelista, científico, director de teatro y crítico.





**Terence Tao IQ: 220**

1975 - hasta ahora

Matemático australiano y profesor en la Universidad de California



**Christopher Hirata IQ: 225**

1982- hasta ahora

Cosmólogo y Astrofísico estadounidense.



**Marilyn Vos Savant IQ:228**

1946- hasta ahora

Columnista, autor, conferenciante y dramaturgo de una revista estadounidense.



**Marnen Laibow-Koser IQ: 258**

1982- Hasta ahora

Compositor, músico multi-instrumental, genio informático.



**Wlliam Sidis IQ: 250**

1989-1994

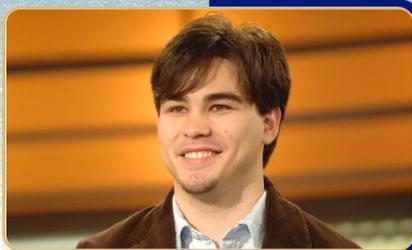
Niño prodigio con habilidades matemáticas y lingüísticas excepcionales.



**Nikola Tesla IQ: 235**

1856-1943

Inventor e ingeniero eléctrico serbio-estadounidense.



**Michael Kearney IQ: 263**

1984- Hasta ahora

Profesor universitario estadounidense.



**Ainan Cawley IQ: 263**

1999-hasta ahora

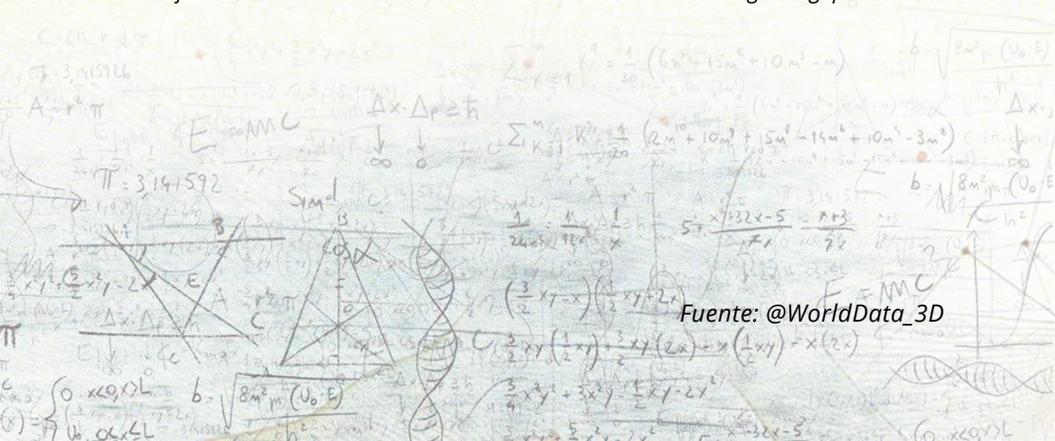
Prodigio Singapurense.



**Carl Gauss IQ: 275**

1777-1855

Matemático y físico Alemán.



Fuente: @WorldData\_3D

# LAS 15 PINTURAS MÁS CARAS DEL MUNDO



1

**Mona Lisa**  
Leonardo da Vinci (1517)  
\$2.5 billones



2

**Salvator Mundi**  
Leonardo da Vinci (1500)  
\$497.8 millones



3

**Interchange**  
Willem de Kooning (1955)  
\$343 millones



4

**Number 17A**  
Jackson Pollock (1948)  
\$229 millones



5

**Nafea Faa Ipoipo**  
Paul Gauguin (1892)  
\$240 millones



6

**The Card Players**  
Paul Cézanne (1892/93)  
\$301 millones



7

**Wasserschlangen II**  
Gustav Klimt (1904/07)  
\$213.8 millones



8

**No. 6**  
Mark Rothko (1951)  
\$213 millones



9

**Rembrandt**  
(1634)  
\$206 millones



12

**Woman III**  
Willem de Kooning (1953)  
\$184.8 millones



11

**No. 5**  
Jackson Pollock (1948)  
\$188.2 millones



10

**Les Femmes d'Alger**  
Pablo Picasso (1955)  
\$205 millones



13

**Masterpiece**  
Roy Lichtenstein (1962)  
182.4 millones



14

**Portrait of Adele Bloch-Bahuer I**  
Gustav Klimt (1907)  
\$181.5 millones



15

**Le Rêve**  
Pablo Picasso (1932)  
\$180.3 millones

Fuente: @WorldData\_3D

# Tsunamis más devastadores



## 1 El mega terremoto de Valdivia 22 de mayo de 1960

Un terremoto de magnitud estimada de 9.5. Las olas de hasta 25 metros de altura.



## 2 El tsunami del Océano Índico 26 de diciembre de 2004

Un terremoto submarino de magnitud 9,1-9,3. Las olas de hasta 30 metros de altura.



### 3 El Gran Terremoto del Este de Japón 11 de marzo de 2011

Un terremoto de magnitud estimada de 9. Las olas de hasta 10 metros de altura.



### 4 El tsunami de Lisboa 1 de noviembre de 1755

Un terremoto de magnitud estimada entre 8,5 y 9. Las olas de hasta 20 metros de altura.



### 5 El tsunami del Golfo Moro, Filipinas 16 de agosto de 1976

Un terremoto de magnitud estimada de 8. Las olas de hasta 9 metros de altura.



### 6 El terremoto de Messina y Reggio 28 de diciembre de 1908

Un terremoto de magnitud estimada de 7.1. Las olas de hasta 13 metros de altura.



# Personas más ricas

DE LA HISTORIA



**Mansa Musa**

415 billones de dólares

? - 1337

Emperador (Mansa) del Imperio de Malí en África Occidental durante el siglo XIV.



**Rey Salomón**

2.2 trillones de dólares

990 a. C. - 931 a. C.

Tercer rey de Israel. Hijo del rey David.



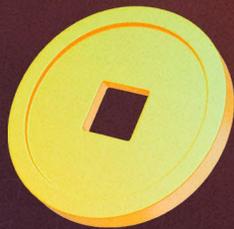
**César Augusto**

4.6 trillones de dólares

63 a. C. - 14 d. C.

Fundador del Imperio romano y primer emperador romano.





### Akbar I

21 trillones de dólares

1542 - 1605

Tercer emperador mogol de la India desde 1556 hasta 1605.



### Emperador Song Shenzong

30 trillones de dólares

1048 - 1085

Sexto emperador de la dinastía Song de China.



### Genghis Khan

100 trillones de dólares

1162 - 1227

Fundador y primer gran emperador del imperio Mongol.



Fuente: @WorldData\_3D

# 10 INVENTOS DEL SIGLO XX QUE YA NO SE USAN



- 1. Relojes despertadores de cuerda:** La mayoría de las personas usan sus teléfonos inteligentes o relojes digitales para despertarse.



- 6. Cámaras fotográficas de rollo:** Con la llegada de las cámaras digitales y los smartphones, son prácticamente inexistentes para el consumidor promedio.



- 2. Ceniceros de coche:** Con la prohibición del tabaco en muchos lugares y los cambios en los hábitos de fumar, estos objetos se han vuelto obsoletos.



- 7. Fax:** Su uso ha disminuido drásticamente con la popularización de los correos electrónicos y las aplicaciones de mensajería.



- 3. Tarjetas de crédito con banda magnética:** Aunque la banda magnética sigue existiendo, la mayoría de las transacciones ahora utilizan chips y la tecnología de contacto.



- 8. Mapas de papel plegables:** Hoy en día, las aplicaciones de mapas en los smartphones han hecho que el uso de los mapas físicos y plegables sea mucho menos común.



- 4. Televisores analógicos:** Han sido reemplazados por televisores digitales, que ofrecen mejor calidad de imagen y más opciones de programación.



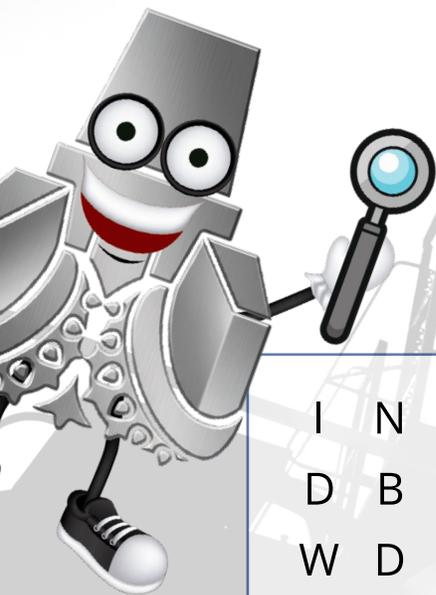
- 9. Discos de vinilo y cassetes:** Estos formatos de música han sido reemplazados por CDs (discos compactos), y luego por el streaming digital.



- 5. Telégrafo:** Aunque fundamental para la comunicación a larga distancia en su época, fue sustituido por el teléfono y las comunicaciones digitales.



- 10. Máquinas de escribir mecánicas:** Las computadoras e impresoras han hecho que las máquinas de escribir sean un recuerdo del pasado.



# SOPA DE LETRAS PETROLERA

I N D M N W O R B H X O N F V  
D B L A S I N G A M E Z X Y E  
W D Q A J K R B V R Z C V W S  
P A G M G C S L B O O S G W A  
S H X A H G N A A G G S J O M  
G C A Z E N U H W S E E B W A  
G M F G I H D X K D A I L U N  
E F Q A E R C M I T L T D Z I  
B V C F N R X O H G Y L E I E  
X C G V N Y D A C T S W I R G  
M Y U F E T K O V I C H U R O  
P V C C Z U X Q R O A T O U B  
I X C X R N C R N N L R P Q N  
Z L J T N O F E Q R R P A K R  
V I I K S W E Z S I K R O G D

Encuentra las siguientes palabras:

**BEGGS**

**BRILL**

**GARAICOCHA**

**MCCAIN**

**SAMANIEGO**

**BLASINGAME**

**BROWN**

**HAGERDORN**

**ORKISZEWSKI**

**THAKUR**

**FETKOVICH**

**DUNS**

**LASATER**

**ROS**

**VOGEL**



# TEQUISQUIAPAN

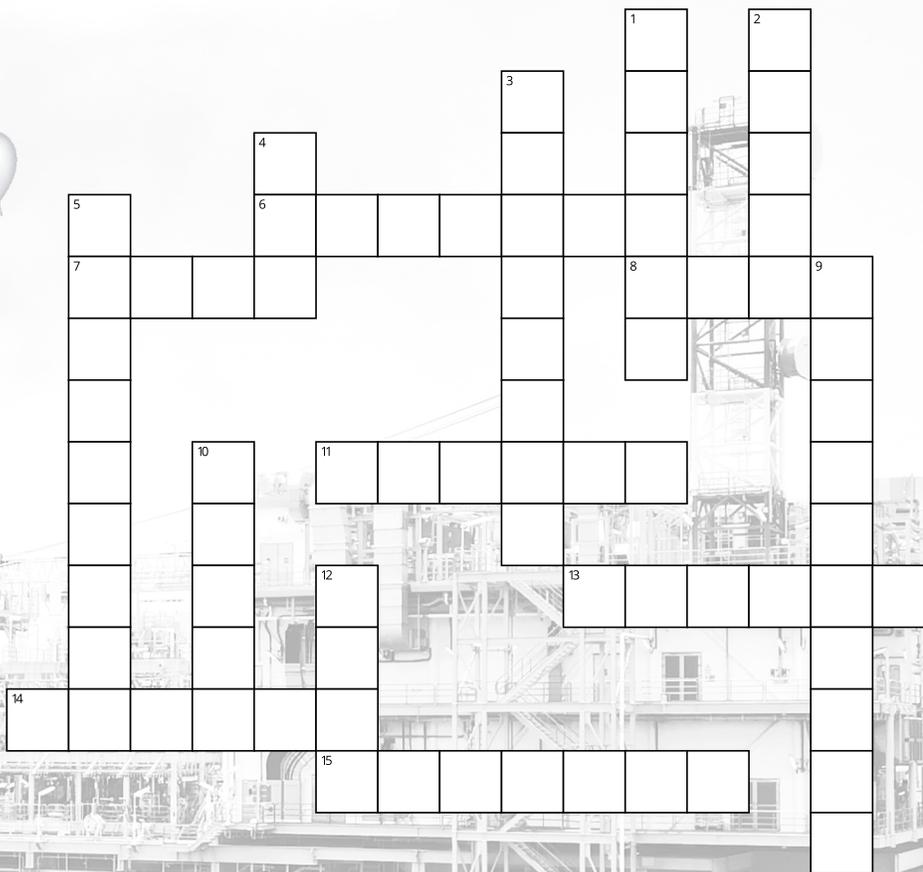
## El centro geográfico de México

Tequisquiapan, Querétaro, fue declarado centro geográfico de México en 1916 por el presidente Venustiano Carranza, quien lo reconoció como el punto medio del país y mandó a construir un monumento conmemorativo en 1916.

Sin embargo, esta designación es, más un hecho histórico y turístico que una realidad geográfica actual, ya que mediciones más modernas indican que el centro geográfico se encuentra en Zacatecas, específicamente en el municipio de Villa de Cos, según el INEGI.

Fuente: [www.inegi.org.mx](http://www.inegi.org.mx)

# CRUCIGRAMA DE CONOCIMIENTOS PETROLEROS



## Horizontal

## Vertical

- |   |  |
|---|--|
| <p><b>6</b> Productor importante de petróleo y gas en el norte de África</p> <p><b>7</b> País líder en producción petrolera</p> <p><b>8</b> Posee aproximadamente las quintas mayores reservas probadas de petróleo en el mundo, concentradas en el sur (Basora) y en el norte (Kirkuk y Kurdistán). La producción petrolera es vital para su economía, representando más del 90% de sus ingresos por exportaciones</p> <p><b>11</b> País productor de petróleo con importantes reservas en el Golfo de México, histórico miembro de la OPEP y cuya economía depende en parte de la exportación de crudo</p> <p><b>13</b> Es un importante productor de petróleo en Sudamérica, con reservas significativas tanto en tierra como en aguas profundas offshore, especialmente en la cuenca de Santos, y cuenta con una industria energética en crecimiento y creciente autonomía energética</p> <p><b>14</b> Es uno de los mayores productores de petróleo del mundo, con altas reservas en arenas bituminosas, que constituyen una fuente clave para su industria energética y su economía</p> <p><b>15</b> Mayor productor de petróleo en África, con reservas principalmente en el delta del Níger</p> | <p><b>1</b> Posee algunas de las reservas de petróleo más grandes y accesibles del mundo, ubicadas principalmente en el campo petrolero de Burgan, uno de los mayores yacimientos a nivel global</p> <p><b>2</b> Es un gran productor y consumidor de petróleo, con reservas principalmente en tierra y en el mar, aunque depende en gran medida de importaciones para satisfacer su alta demanda energética</p> <p><b>3</b> Productor importante de petróleo en Sudamérica, con reservas principalmente en la región de los Llanos y la costa en el Caribe</p> <p><b>4</b> Es un importante productor de petróleo en el Golfo Pérsico, con vastas reservas especialmente en Abu Dhabi</p> <p><b>5</b> Es uno de los países con las mayores reservas probadas de petróleo en el mundo, especialmente en la Faja del Orinoco</p> <p><b>9</b> País de Asia Central con grandes reservas petroleras como Kashagan</p> <p><b>10</b> Es uno de los mayores productores y exportadores de petróleo del mundo, con vastas reservas en Siberia y un papel clave en el mercado energético global</p> <p><b>12</b> País con las segundas mayores reservas de petróleo en el mundo, es un productor clave en el Golfo Pérsico y un miembro destacado de la OPEP</p> |
|---|--|

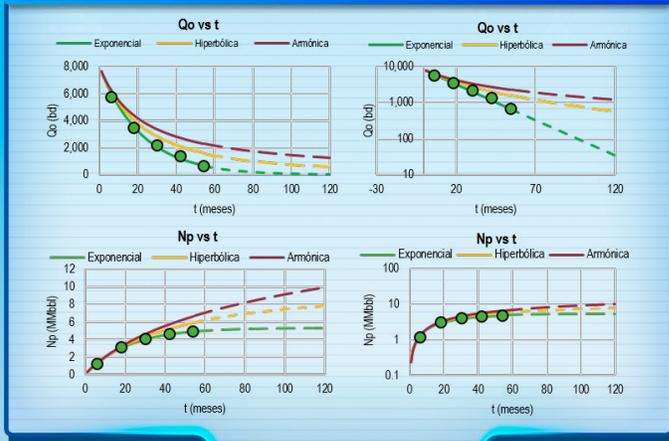
# Análisis de declinación

Por: Ing. Gabriela García González

## 1 Principales premisas y consideraciones

Consideraciones	Descripción	Problemática
Frontera	El flujo debe haber alcanzado las fronteras del yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los tiempos pueden llegar a ser largos</li> <li>Difícil en yacimientos no convencionales</li> </ul>
Rango de aplicación	Depende de lo que se quiera evaluar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pozos</li> <li>Regiones del yacimiento</li> <li>Todo el yacimiento</li> </ul>
Yacimiento	Área de drenaje, permeabilidad y daño permanecen constantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>Si estos valores cambian, la tasa de declinación también cambia.</li> </ul>
Pozo	Los pozos producen a presiones constantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>Existen variaciones en la presión</li> </ul>

## 3 Principales comportamientos



## 2 Tipos de declinación

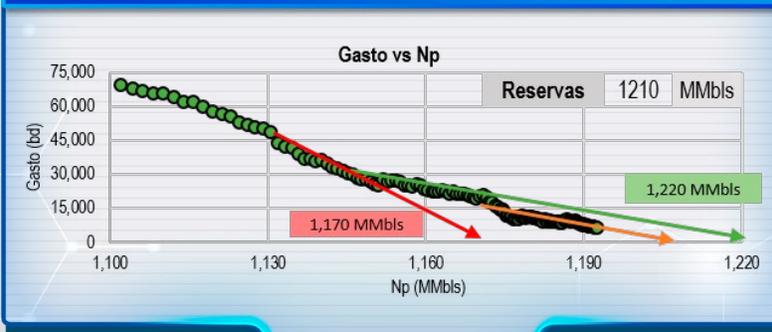
Exponencial (b=0)	Hiperbólica (0<b<1)	Armónica (b>1)
$q = q_i e^{-D_i t}$	$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$
$N_p = \frac{q_i}{D_i} (1 - e^{-D_i t})$	$N_p = \frac{q_i}{(1-b)D_i} \left[ 1 - (1 + bD_i t)^{1-\frac{1}{b}} \right]$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t)$

## 4 Tiempo y producción acumulada límite

Se establece un gasto límite a partir del cual ya no se considera rentable la producción, se calcula  $t_{lim}$  y el  $N_{plim}$  que se obtendría hasta alcanzar ese gasto.

$$t_{lim} = \frac{\ln(q_{lim}/q_i)}{-D} \quad N_{plim} = \frac{q_i}{D} (1 - e^{-Dn}(t_{lim}))$$

## 5 Obtención de reservas

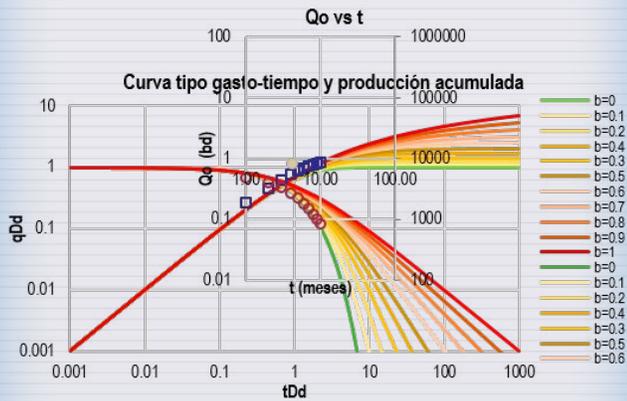


## 6 Cálculo de b y Di

### a) A partir de las fórmulas

$$D_n = -\frac{(dq/dt)}{q} = \frac{q_2 - q_1}{q_2} \quad b = -\frac{da}{dt} = \frac{d}{dt} \left[ -\frac{q}{(dq/dt)} \right]$$

### b) Uso de las curvas tipo de Fetkovich



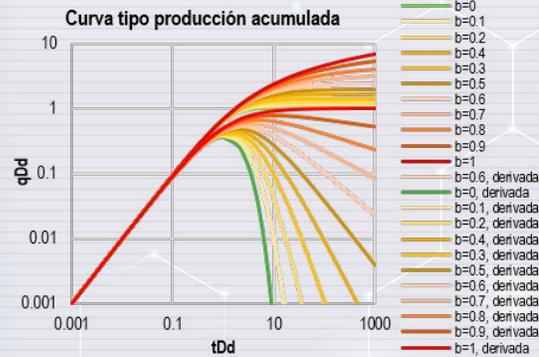
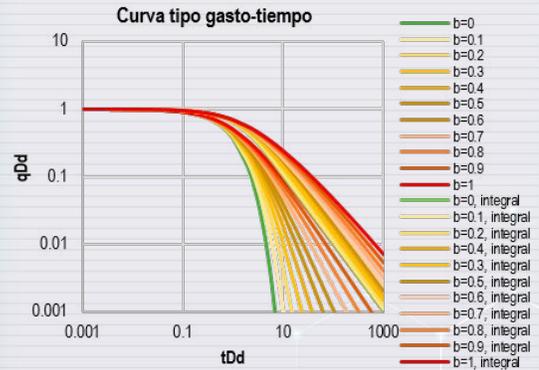
$$D_i = \frac{t_{D_d}(\text{Ajuste})}{t(\text{Ajuste})}$$

$$q_i = \frac{q(\text{Ajuste})}{q_{D_d}(\text{Ajuste})}$$

### Procedimiento de ajuste

1. Gráfica con gasto en eje principal y producción acumulada en eje secundario
2. Ajuste de los ejes en gráfica para tener mismo número de ciclos en ambas gráficas
3. Empalmar gráfica de datos reales con la curva tipo hasta lograr el ajuste de las gráficas
4. Seleccionar un punto arbitrario que se encuentre dentro del área de ambas gráficas

## 7 Construcción de curvas tipo



Gasto adimensional	Acumulado adimensional
<b>Exponencial (b=0)</b>	
$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{e^{D_i t}}$	$Q_{Dd} = 1 - e^{-t_{Dd}} = 1 - q_{Dd}$
<b>Hiperbólica (0&lt;b&lt;1)</b>	
$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$Q_{Dd} = \frac{1}{1-b} \left[ 1 - (1 + bD_d t)^{1-\frac{1}{b}} \right]$
<b>Armónica (b&gt;1)</b>	
$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + D_i t)}$	$Q_{Dd} = \ln(1 + t_{Dd}) = \ln\left(\frac{1}{q_{Dd}}\right)$
<b>Derivada = <math>qD_d * tD_d</math></b>	
<b>Integral = <math>QD_d / tD_d</math></b>	

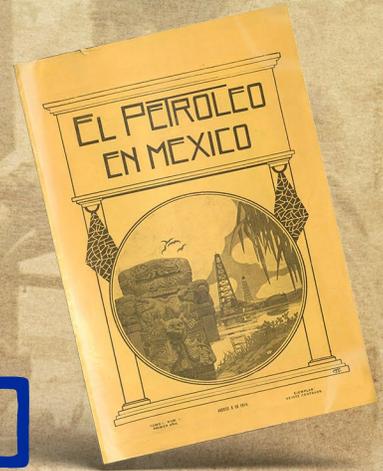


**Autor: Ing. Gabriela García González**  
Ingeniera petrolera en Petróleos Mexicanos

Ingeniera petrolera egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México con mención honorífica. Comenzó trabajando en Pemex con la administración de contrataciones de acceso a tecnología y actualmente se desempeña como ingeniera de yacimientos en la Gerencia de Planes de Explotación en la Subdirección Técnica de Planes de Explotación.



# TODA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE ÉBANO



A principios del siglo XX (febrero de 1902), el ministro de Hacienda de Porfirio Díaz, José Ives Limantour solicitó al Instituto Geológico de México una comisión de dos geólogos que estudiaran las perspectivas de la existencia de petróleo en la Huasteca y observaran las actividades de Doheny y Pearson en esa zona. En esta comisión participaron dos ingenieros mexicanos, en primer lugar el Ing. Ezequiel Ordóñez quién fue el Jefe de la comisión y el Ing. Juan de Dios Villarelo; el primero había participado en la elaboración de la Carta Geológica de la República Mexicana (1899) y ocupó el cargo de Subdirector del mismo Instituto. La comisión salió a la Huasteca, rumbo a Valles, Temopal y Ébano; en esos tiempos un viaje de ese tipo duraba semanas, ya que se tenían que atravesar selvas y ríos.

En el área de Ébano, las observaciones realizadas por Don Ezequiel Ordóñez, probaron que la región era rica en petróleo; sin embargo, sus conclusiones fueron rechazadas, dando mayor credibilidad al Ing. Juan de Dios Villarelo, que concluyó como la mayoría de sus colegas de México, que no había posibilidades de acumulaciones de hidrocarburos

en esa área el país. A partir de este suceso Don Ezequiel Ordóñez tuvo que renunciar al Instituto Geológico.

Poco tiempo después el Norteamericano Eduard Doheny se asocio con Don Ezequiel Ordóñez y se dieron continuos éxitos en la explotación del petróleo en la zona de la Huasteca; en esa época, se realizó una asamblea del congreso Internacional Geológico, por lo que Doheny, realizó una invitación a los congresistas de que visitaran los campos petroleros, para que fueran testigos del éxito alcanzado con los pozos que se habían perforado.

Tiempo antes de la visita de los congresistas a los campos de la Mexican Petroleum Company, el presidente del Instituto Geológico de la Cd. de México, Villarelo, con soberbia sobrada y mostrando en un frasco una muestra de petróleo, en forma irónica le comentó a Don Ezequiel Ordóñez: "Aquí esta toda la producción de Ébano", siendo que en esa época la compañía de E. Doheny ya producía Petróleo en dicha región. Me puedo imaginar a Don Ezequiel sonriendo tranquilo ante el disparate de su colega.



**POR ING. JUAN MANUEL RODRÍGUEZ DOMÍNGUEZ**

Coordinador del Centro de Estudios Región Sur Pemex Exploración y Extracción



**PUNTO DE SAL**

COCINA CONTEMPORÁNEA

# Promoción 10%<sup>off\*</sup>

Promoción válida de lunes a domingo | \*Sobre cuenta de consumo general



Beneficio exclusivo a los miembros del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.



Identificarse a través de:

- Credencial de colegiados
- Su ID oficial
- Vestimenta con insignia CIPM

VISÍTANOS EN:

Av. Paseo Tabasco 1203 - Local 3,  
Tabasco 2000, C.P. 86035  
Villahermosa Centro, Tabasco



COLEGIO DE INGENIEROS  
PETROLEROS DE MÉXICO



# HAMNET

La escritora irlandesa Maggie O'Farrell publicó en 2020 esta novela histórica considerada uno de los mejores libros de ese año según The New York Times. Se tradujo al español por Concha Cardeñoso y se publicó en 2021 bajo el sello de Libros del Asteroide. Es un relato sobre la pérdida, el dolor y el amor contado a través de la perspectiva de una madre, durante los últimos años del siglo XVI, que explora la conexión entre la muerte de su hijo y la creación de una de las obras universales más famosas, Hamlet.

## ¿De qué va?

Este libro va sobre la vida de Anne Hathaway, la esposa del autor de Hamlet, y de quien en realidad se sabe muy poco. La autora la rescata transmutándola en Agnes, una mujer sensible con una conexión muy particular con la naturaleza, y desarrolla su historia a través de sus sentimientos y reflexiones más profundas, narrando desde su infancia, el enamoramiento y complicado matrimonio con el dramaturgo inglés, la enfermedad de sus hijos gemelos, Judith y Hamnet, contagiados durante una epidemia de peste, hasta llegar al momento que lo define todo, la muerte del niño a los 11 años.

Maggie O'Farrell transita entre la ficción y la realidad para trazar una hipnótica recreación del suceso que inspiró una de las obras literarias más famosas de todos los tiempos. La autora, reivindica con ternura las inolvidables figuras que habitan en los márgenes de la historia y ahonda en las pequeñas grandes cuestiones de cualquier existencia: la vida familiar, el afecto, el dolor y la pérdida. El resultado es una prodigiosa novela que la confirma como una de las voces más brillantes de la literatura inglesa actual.

**Me muero  
vive tú  
reserva con dolor tu aliento  
para contar mi historia  
– Hamlet, Acto V, escena III**



## Mi humilde opinión

★★★★★ Lo recomiendo ampliamente

Es una novela bellamente escrita, que se sufre y se disfruta a partes iguales, que aborda el duelo de una madre ante la pérdida, la familia que queda en piezas, el recuento de la búsqueda y la desesperación. La vivencia del duelo y sus seductoras descripciones convierten este libro en una celebración a la vida de un hijo, una delicada ovación a la creatividad de un padre que convirtió el dolor de una tragedia en una de las mejores y más enigmáticas obras.

Maggie O'Farrell nos hace estremecer con los detalles de cada personaje, brilla en la narrativa, seduce con las descripciones. Por supuesto que tenemos que entrar en la lectura con la convicción de que es ficción, de que por más que este libro roce la realidad, la autora hace la aclaración sobre el tema. Quedé deslumbrada, solo una mujer podía concebir y narrar esta historia sobre el niño Hamnet, su gemela y su fantástica madre sin mencionar siquiera al dramaturgo inglés. El resto es historia.

## Sobre la autora

Maggie O'Farrell (1972) es una periodista y novelista irlandesa. Es autora de una decena de libros que se han traducido a más de 30 idiomas, y que han sido galardonados con múltiples premios, entre los más notables se encuentran sus dos novelas históricas, Hamnet (2020) que narra la historia familiar de Shakespeare y que fue galardonada con el Women's Prize for Fiction y el National Book Critics Circle Award, y El retrato de casada (2022) sobre Lucrezia, la tercera hija del gran duque Cosimo de' Medici y la Italia renacentista. A saber

El libro será llevado a la pantalla grande dirigido por la cineasta Chloé Zhao y coescrito junto a Maggie O'Farrell. La película será protagonizada por Paul Mescal, Jessie Buckley, Emily Watson y Joe Alwyn. Se espera que se estrene el 12 de diciembre de 2025.

**Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente**  
Ingeniera Petrolera en Petróleos Mexicanos



# REALISMO MAGICO

El realismo mágico es un fenómeno literario que sumerge a los lectores en un mundo donde lo extraordinario se entrelaza con lo cotidiano, tiene sus raíces en América Latina y a través de él se ha explorado la realidad de una manera que desafía la lógica y abraza lo inexplicable.

Recientemente se han adaptado las novelas más icónicas de este género a la televisión, las cuales se caracterizan por presentar eventos sobrenaturales como si fueran parte de la vida diaria, desdibujando las líneas entre la realidad y la fantasía. A continuación, te cuento brevemente la premisa de cada una, dónde las puedes ver y, si no lo has hecho, te animas a leerlas.

El pueblo fantasmal bautizado como Comala, Rulfo utiliza lo sobrenatural para revelar las profundidades del alma humana y la desolación del México rural, creando un ambiente lleno de misticismo, simbolismo y realismo mágico, donde los muertos tienen tanto protagonismo como los vivos.

La novela ha sido adaptada a la pantalla grande en 1967, 1977 y 1981. La nueva adaptación llegó de la mano de Netflix en 2024 y marca el debut de Rodrigo Prieto como director de cine.

**"Vine a Comala porque me dijeron que acá vivía mi padre, un tal Pedro Páramo."**



Pedro Páramo

Escrita por Juan Rulfo, el autor mexicano más emblemático, y publicada en 1955, es la creación literaria mexicana más conocida y mejor valorada en el mundo. La historia se desarrolla durante la época de la revolución en un



Cien años de soledad

Es el libro más famoso del escritor colombiano Gabriel

García Márquez. Publicado en 1967, se adentra en el realismo mágico para narrar el origen y la vida de la familia Buendía, a lo largo de siete generaciones, en el mítico pueblo de Macondo. Los personajes viven asediados por su soledad, repitiendo patrones que se vuelven cíclicos y que al final, llevan a la desaparición de la estirpe y del pueblo mismo. Llegó por primera vez a la pantalla en 2024 mediante una serie producida por Netflix, que consta de 16 episodios divididos en dos temporadas.

**“Muchos años después, frente al pelotón de fusilamiento, el coronel Aureliano Buendía había de recordar aquella tarde remota en que su padre lo llevó a conocer el hielo.”**



3.30 / 10.20

Como agua para chocolate

Como agua para chocolate

Novela de la escritora mexicana Laura Esquivel, considerada uno de los grandes referentes del realismo mágico en nuestro país. Narra, a modo de recetario, la historia de un amor prohibido, y de manera poética enaltece las raíces culinarias de la cultura mexicana. Publicada en 1989, fue tal su éxito que en 1992 Alfonso Arau la llevó a la pantalla grande, ha sido adaptada también al teatro y al ballet, y en 2024 llegó en formato de serie por Max, confirmándose dos temporadas que abarcarán también los libros de la saga: “El diario de Tita” (2016) y “Mi negro pasado” (2017).

**“Tal parecía que la ira dominaba los pensamientos y las acciones de todos en la casa. Tita literalmente estaba «como agua para chocolate».”**



3.30 / 10.20

La casa de los espíritus

La casa de los espíritus

Maravilla publicada en 1982 por la escritora chilena Isabel Allende. Consagrada como un clásico de la literatura latinoamericana, esta novela de realismo mágico narra la saga familiar de los Trueba desde principios del siglo XX hasta los años 80. Seguimos de cerca a tres mujeres increíbles, Clara, Blanca y Alba, así como al patriarca Esteban Trueba, columna vertebral de esta historia. Una novela impecable y de aguda lucidez histórica y social, en la que conoceremos un mundo plagado de espíritus y personajes coloridos y muy humanos. Se llevó a la pantalla grande por primera ocasión en 1993, y la nueva adaptación llegará próximamente en formato de serie por Prime Video.

**“Era uno de esos seres nacidos para la grandeza de un solo amor, para el odio exagerado, para la venganza apocalíptica y para el heroísmo más sublime.”**

**Por: Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente**

Ingeniera Petrolera en Petróleos Mexicanos





EDICIÓN  
**TEPORINGO**  
Octubre 2025



Gasolinera, PEMEX 1950.

## Eventos de la industria petrolera nacional e internacional 2025

### Octubre

Conferencia y exposición técnica anual de la SPE  
20-22, Houston, Texas, USA

Jornadas Técnicas 2025

22-23, Villahermosa, Tabasco, México

OTC Brazil - Offshore Technology Conference 2025

28-30, Río de Janeiro, Brasil

*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:  
info@cipm.org.mx

CIPM\_mx



cipm-ac



cipm.org.mx



cipm\_ac



cipm\_ac



cipm\_ac

