

Revista Petrolera

Ingeniería por México

MARZO 2025 Año 2 No. 2



EDICIÓN
AJOLOTE

Marzo 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”

Queridos miembros del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y lectores de nuestra revista

Es para mí un verdadero privilegio presentarles esta segunda edición de nuestra Revista Petrolera denominada “**Ajolote**”. Cada número, cada página, refleja el compromiso y la pasión que todos compartimos por nuestra profesión. En esta ocasión, quiero invitarlos a adentrarse en un contenido que no solo está lleno de datos y cifras, sino también de historias que nos unen como comunidad de ingenieros.

En esta edición, tenemos el honor de compartir con ustedes memorias técnicas que abordan desafíos complejos, pero también llenos de oportunidades para el avance de nuestra industria. Los trabajos presentados por colegas como la Ing. Anel Margarita Olmos Montoya, el Ing. Cuitlahuac Flores Muñoz, el Ing. Antonio Alejandro García Vázquez y la Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente no solo son un testimonio del talento y la dedicación de nuestra comunidad, sino también, una muestra de lo que podemos lograr cuando nos unimos en la búsqueda de soluciones innovadoras y sostenibles.

Este número también está marcado por la **Segunda Asamblea Ordinaria**, un momento clave en el que seguimos consolidando la visión de nuestro Colegio, así como noticias de la industria que reflejan los constantes cambios y retos que, juntos, seguimos enfrentando. En este camino, es esencial que sigamos aprendiendo unos de otros, compartiendo ideas y manteniendo viva la conversación que nos lleva a crecer.



Me gustaría destacar especialmente nuestra sección el **Rincón de Lectura**, donde nos adentramos en **El infinito en un junco de Irene Vallejo**, un libro que celebra la historia de los libros y el saber. Es un homenaje a la memoria, a la cultura y, sobre todo, a lo que nos une como seres humanos a través de las ideas. En estos tiempos en que el conocimiento se encuentra en constante transformación, recordar el poder de los libros es más importante que nunca.

Y, como siempre, nuestra sección de **Hitos Históricos** nos conecta con el presente, recordándonos los momentos que han marcado nuestra vida, esos que, aunque parecen pequeños en el día a día, son fundamentales para seguir construyendo la historia de la ingeniería.

Este número es más que una simple publicación técnica. Es una invitación a reflexionar, a conectarnos como comunidad, a reconocer el esfuerzo colectivo que cada uno de nosotros realiza para contribuir a un futuro mejor para nuestra industria y, por ende, para nuestro país.

Gracias a todos ustedes por ser parte de este proyecto. Sin su apoyo y colaboración, nuestra revista no sería lo que es hoy. ¡Sigamos adelante, aprendiendo y creciendo juntos!

Con afecto y gratitud,

M. en I. Eduardo Poblano Romero

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México

**Consejo Directivo Nacional
2024 - 2026**



Ingeniería por México

AJOLOTE

Una criatura súper dotada



Entre la extraordinaria fauna mexicana existe una asombrosa especie, el ajolote mexicano (*Ambystoma mexicanum*). De rara apariencia física, es poseedora de facultades extraordinarias que aun para la ciencia representan misterios: alcanza la madurez sexual sin cambiar su forma larvaria y posee la excepcional capacidad de regenerar miembros perdidos, e incluso ¡parte del cerebro!... y del ¡corazón!

El ajolote originario y endémico de los lagos del Valle de México y que sobrevive en el lago de Xochimilco, fue llamado por los antiguos mexicanos axolotl (del náhuatl, "monstruo de agua") y conserva características milenarias de las salamandras, pero es más cercano a ranas y sapos. Sin embargo, parece haber olvidado su aptitud de desplazarse por tierra, pues, aunque posee cuatro patas que le permiten caminar, además de una cola que conserva tras la metamorfosis, solo sube a la superficie del lago para respirar y en seguida se sumerge.

De color negro o marrón moteado, albino o blanco, el ajolote mexicano conserva su aleta dorsal de renacuajo que se extiende casi por todo su cuerpo que mide de 15 cm y hasta 30 cm de longitud, y sus branquias externas en forma de plumas sobresalen de la parte trasera de su ancha cabeza. Nuestra singular salamandra se alimenta de moluscos, gusanos, larvas, crustáceos y uno que otro pez, pero no ha podido librarse de las garzas que la engullen y menos aún de su principal predador, el humano, que además ha introducido al lago de Xochimilco y sus canales grandes peces que amenazan su sobrevivencia.

Desde antes de la Colonia hasta la actualidad, el *Ambystoma*

mexicanum (ajolote) ha sido alimento muy apreciado por su sabor y propiedades nutritivas, lo mismo preparado en tamales que en sopas y guisados, que, aprovechado en la medicina tradicional en fórmulas de jarabe, pomada o infusiones, contra padecimientos respiratorios.

Tantas virtudes propiciaron que esta singular criatura fuera llevada al peligro de extinción, pues la mayoría de los ciudadanos ignora que es necesaria la repoblación del ajolote mexicano, lo mismo que frenar la degradación de su hábitat lacustre.

Se le sigue capturando por tradición, e incluso los acuarios comerciales los ofrecen clandestinamente como especie "rara". Entre los esfuerzos emprendidos para rescatar al ajolote destaca el Plan de Rescate Ecológico de Xochimilco, iniciado en 1989, del que es parte el proyecto "Conservación del ajolote mediante su cultivo y siembra en el Parque Ecológico de Xochimilco", auspiciado por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), y desarrollado por el Patronato del Parque Ecológico de Xochimilco, A.C., que busca preservar y hacer una explotación racional de la especie.

Las extraordinarias virtudes del ajolote mexicano han propiciado que a este anfibio exclusivo de México se le encuentre en acuarios y laboratorios de todo el mundo, y que se hayan realizado miles de estudios en importantes campos de la ciencia: la biología celular, anatomía, genética y evolución, entre otras.

Fuente: www.gob.mx

Consejo Directivo Nacional 2024 - 2026



M. en I. Eduardo Poblano Romero
Presidente



Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso
Vicepresidente



M. en I. Rafael Guerrero Altamirano
Primer Secretario Propietario



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



Mtro. León Daniel Mena Velázquez
Tesorero



Mtra. Abigail 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. Gerardo Echávez Ross
- C5.3 Publicación técnica: Revista Petrolera
Ing. Eduardo Pérez Tosca
Ing. Aarón Retana Pérez

C6 Eventos y foros técnicos Dr. José Ramón Mayorquín Ruíz

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

OBJETIVO 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



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO



Felicidades
A todos nuestros colegiados

9 de marzo de 1973

CONTENIDO



ENTORNO PETROLERO

Segunda Asamblea Ordinaria	8
Segundo Foro de Expertos. "Producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales"	10
Taller análisis de producción.....	11
Gobierno Federal presenta Plan de Trabajo 2025-2030 de Petróleos Mexicanos	12
Eni, Fieldwood, Hokchi, Woodside y Shell suman inversiones petroleras por 10,071 mdd.....	14
75 aniversario de la AMGP.....	15



MEMORIAS PETROLERAS

Estudio y aplicación de un nuevo enfoque en el diagnóstico de avance de los acuíferos en YNF. Autor: M. en A. Anel Olmos Montoya	16
Comunicación hidráulica en unidades del Terciario implementando información de pruebas de presión. Autor: Ing. Cuitláhuac Flores Muñoz.....	26
Metodología de evaluación de productividad en pozos terminados con fracturamientos ácidos en carbonatos del Jurásico. Autor: Ing. Antonio Alejandro García Vázquez	30
Ajuste histórico de producción por pozo mediante modelos de flujo para análisis dinámicos. Autor: Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente	33



HITOS HISTÓRICOS

Refinerías de México	38
9 mujeres mexicanas que descansan en la rotonda de las personas ilustres.....	39
Antiguos faros de México	40
Automóviles con 16 cilindros	41



¿SABÍAS QUÉ?

El primer producto escaneado en una tienda.....	44
Flujo de trabajo para el cálculo de saturación de agua. Autor: Ing. Erik Granados Gómez.....	46



ANECDOTARIO

Conversando con el Ing. Rafael Pérez Herrera	48
--	----



RINCÓN DE LECTURA

El infinito en un junco: La invención de los libros en el mundo antiguo	52
---	----



Segunda Asamblea Ordinaria

Consejo Directivo Nacional Bienio 2024-2026

En la Ciudad de México, siendo las 19:00 horas del día 31 de enero de 2025, se celebró la Segunda Asamblea Nacional Ordinaria del Consejo Directivo Nacional 2024-2026 del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., presidida por el M. en I. Eduardo Poblano Romero en su carácter de Presidente Nacional e Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso como Vicepresidente, actuando como Primer Secretario el M. en I. Rafael Guerrero Altamirano y como Tesorero el Mtro. León Daniel Mena Velázquez.

El escrutador, Ing. José de Jesús Cruz Aguilar, dio cuenta de 73 asistentes registrados de manera virtual y 24 en forma presencial. La Asamblea inició con la lectura a la orden del día por el M. en I. Eduardo Poblano Romero, la cual fue aprobada por unanimidad de los asistentes, ordenándose pasar el desarrollo de cada uno de los puntos. Acto seguido, el M. en I. Rafael Guerrero Altamirano dio lectura al acta de la Asamblea Ordinaria anterior celebrada el día 26 de septiembre de 2024; posterior a su lectura, el Presidente del Consejo Directivo Nacional solicitó a la Asamblea la aprobación de esta, siendo aprobada por unanimidad de los asistentes.

Como parte de los compromisos establecidos por el Consejo Directivo Nacional, se ha llevado a cabo las siguientes actividades:

- Primer foro de expertos “Transformación del Sector Petrolero Mexicano: Desafíos y Oportunidades”, donde se contó con la participación del Director General de Petróleos Mexicanos Dr. Víctor Rodríguez Padilla, el Director General de Pemex Exploración y Producción Dr. Néstor Martínez Romero, la Directora del Instituto Mexicano del Petróleo Dra. Elizabeth Mar Juárez, CEO’s de operadoras y compañías de servicio y destacados expertos de la industria petrolera.
- Se dio continuidad del mantenimiento a las instalaciones SEDE.
- Se impartió el curso de “Ingeniería Petrolera para no Petroleros” para personal de ENI.
- Se realizaron las gestiones correspondientes para mantener el programa “Jóvenes Construyendo el Futuro” contando con 5 jóvenes pasantes.
- Se llevó a cabo exitosamente la renovación anual del programa de Servicio Social para estudiantes de Ingeniería Petrolera de la UNAM e IPN manteniendo una plantilla de 15 estudiantes de servicio social.

Posteriormente, el Mtro. León Daniel Mena Velázquez en su carácter de Tesorero, presentó el informe financiero, dando a conocer la administración y el control eficiente de los diferentes recursos económicos que integran el patrimonio del CIPM.



Acto seguido, cada representante de comisión detalló los avances de sus actividades de acuerdo con el siguiente orden:

Comité	Comisión	Representante
C1	Promoción e integración gremial	Ing. Gerardo Echávez Ross
C2	Investigación científica e innovación tecnológica	Dr. Carlos Alberto Avendaño Salazar
C3	Peritos y testigo social	Mtro. Jorge Manilla Fernández
C4	Estudiantes	M. en I. Francisco Castellanos Páez
C5	Formación, desarrollo y certificación profesional	Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso

Comité	Comisión	Representante
C6	Eventos y foros técnicos	Ing. Luis Enrique Gorian Santos
C7	Proyectos y vinculación	M. en I. Rafael Guerrero Altamirano
C8	Energía y sostenibilidad	M. en I. Ulises Neri Flores
C9	Relaciones públicas	Dr. Carlos Pérez Téllez
C10	Actualización y revisión de documentos rectores	Dr. Carlos Pérez Téllez

Finalmente, el Vicepresidente dio apertura a los asuntos generales y varios, así como, la bienvenida al Dr. Néstor Daniel Luna González quien presentó la conferencia titulada “Una Visión Objetiva y Efectiva sobre la Descarbonización y Sostenibilidad en la Industria de Hidrocarburos”.

Siendo las 21:09 horas, el M. en I. Eduardo Poblano Romero clausuró la Segunda Asamblea Nacional Ordinaria, agradeciendo a los colegiados su asistencia e invitando a los agremiados a continuar participando en los próximos eventos del Consejo Directivo Nacional 2024-2026.



Segundo Foro de Expertos

"Producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales"

El pasado 12 de marzo se llevó a cabo el Segundo Foro de Expertos: "Producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales" del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., mismo que contó con la participación de grandes personalidades del sector energético, el Director General de Petróleos Mexicanos, Dr. Víctor Rodríguez Padilla, el Director de Pemex Exploración y Producción, Dr. Nestor Martínez Romero, la Directora del Instituto Mexicano del Petróleo, Dra. Elizabeth Mar Juárez y el Presidente Nacional del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Mtro. Eduardo Poblano Romero.

El Dr. Rodríguez Padilla resaltó que la industria energética mexicana está llamada a jugar un papel fundamental en la transición hacia un modelo energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente; enfatizó que es hora de sentar las bases para el futuro energético más sostenible.

El Director de Pemex recordó que la empresa pública del estado ha sido un pilar fundamental en el desarrollo del país. "En Pemex se ha trabajado con un vasto grupo de profesionales de diversas disciplinas que, con su dedicación y experiencia, han llevado a la industria petrolera mexicana a ser un referente a nivel mundial. Los resultados que en este

foro se generen deben servir para una toma de decisiones informada y para el diseño de políticas y estrategias que conduzcan a Pemex y a la industria energética mexicana hacia un futuro más seguro, sustentable, con menores riesgos y mayor beneficio para el pueblo de México", abundó.

Asimismo, Rodríguez Padilla indicó que hoy más que nunca, la colaboración y el esfuerzo conjunto de todos los actores involucrados en el sector es crucial para asegurar el desarrollo sustentable de nuestros recursos en hidrocarburos, la eficiencia de nuestros procesos de extracción y el fortalecimiento de nuestra soberanía energética.

Por su parte, el Mtro. Eduardo Poblano Romero, Presidente Nacional del CIPM, expuso que se tiene conciencia del momento que se está viviendo y es por eso que resulta apasionante este tipo de foros. Expresó que se tienen retos de los cuales se tiene mucho que aprender. "Pero es justo el proceso de la curva de aprendizaje lo que puede resultar favorable. Con todas las lecciones buenas y malas que se esto implique y que puedan capitalizarse".

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx

Taller

Análisis de producción



Impartido por

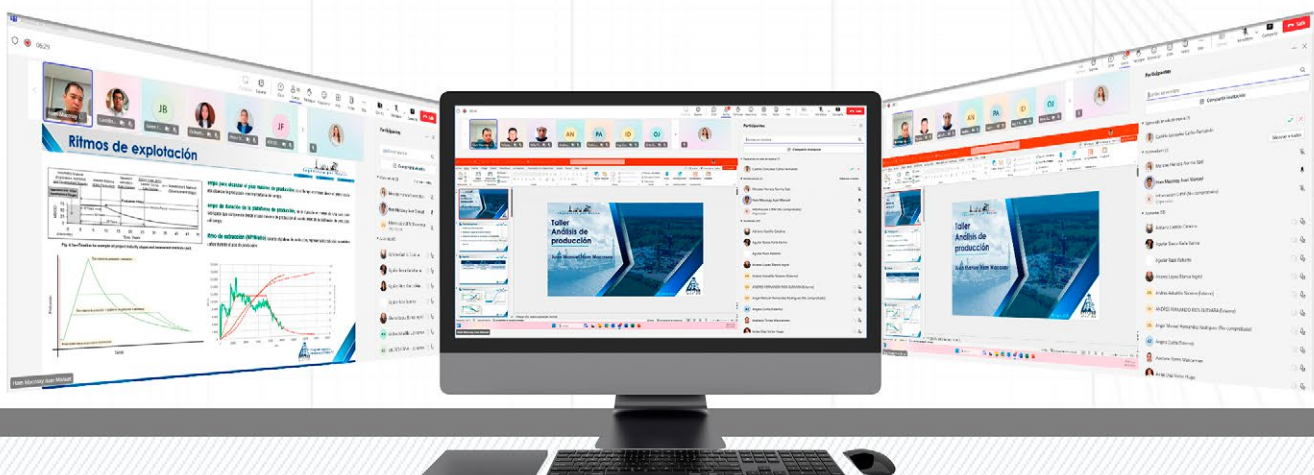
Mtro. Juan Manuel Ham Macosay

Como parte de las actividades del Consejo Directivo Nacional, Bienio 2024-2026, se llevó a cabo el primer taller técnico titulado “Análisis de producción”, impartido del 4 al 6 de marzo de 2025, por el Mtro. Juan Manuel Ham Macosay.

El taller, impartido de manera virtual, contó con la asistencia de cerca de 70 participantes, entre profesionistas y estudiantes del gremio petrolero. Durante su desarrollo, se tocaron temas relacionados con el análisis de curvas de

declinación, ajuste de curvas tipo Fetkovich, modelos de declinación en yacimientos no convencionales y análisis de producción transitoria (RTA) de yacimientos de aceite y gas.

Este evento, a cargo del Comité de “Formación, desarrollo y certificación profesional”, forma parte de una serie de cursos programados a realizarse, con la finalidad de contribuir al fortalecimiento de las competencias técnicas de los colegiados.



Gobierno Federal presenta Plan de Trabajo 2025-2030 de Petróleos Mexicanos

En la conferencia matutina “Las mañaneras del pueblo”, encabezada por la Dra. Claudia Sheinbaum Pardo, Presidenta de México y en compañía de la Mtra. Luz Elena González Escobar, titular de la Secretaría de Energía; el Dr. Víctor Rodríguez Padilla, Director General de Petróleos Mexicanos, detalló el Plan de Trabajo 2025-2030 que permitirá fortalecer la soberanía energética en beneficio del pueblo.

Rodríguez Padilla informó que, gracias a la Reforma Constitucional, Pemex trabajará bajo seis funciones clave: **producción eficiente de recursos, garantía de seguridad energética, apoyo al bienestar social, fortalecimiento de la economía nacional, responsabilidad ambiental e impulso a la energía limpia.**

En el marco de este plan estratégico, se implementarán acciones para incrementar las reservas de hidrocarburos con el objetivo de garantizar al menos diez años de consumo. Se llevará a cabo la perforación de 269 pozos exploratorios distribuidos en seis proyectos clave. Desde la misma manera, se realizarán estudios sísmicos en una extensión de 38 mil kilómetros cuadrados y se destinarán 220 mil millones de pesos a la inversión en actividades de exploración. La meta de este esfuerzo es localizar un total de 2 mil millones de barriles de petróleo en el subsuelo.

Mencionó que, a lo largo del sexenio, se prevé que la producción de hidrocarburos líquidos alcance un promedio de 1.8 millones de barriles diarios. Para lograrlo, se realizarán 2,036 perforaciones y se llevarán a cabo 1,300 reparaciones mayores.

La inversión total destinada a estas actividades ascenderá a 1.6 billones de pesos. En este proceso, 12 proyectos estratégicos serán clave, contribuyendo con el 61 por ciento de la producción total. Se estima que los ingresos derivados de la producción alcanzarán los 5 billones de pesos.

Señaló que se incrementará la producción de gas natural a 5 mil millones de pies cúbicos diarios para fortalecer el abasto energético del país, con una inversión pública de 238 mil millones de pesos en 1,058 perforaciones y 970 reparaciones mayores. Se estima que los ingresos alcanzarán los 1.9 billones de pesos. Cuatro proyectos estratégicos aportarán el 54 por ciento de la producción total de gas, y se trabajará en reducir la quema de gas y las emisiones fugitivas de metano.

En línea con el objetivo de alcanzar la autosuficiencia energética, Pemex fortalecerá su capacidad de refinación en tres objetivos clave: **asegurar la producción de gasolina, diésel y turbosina; no habrá gasolinazos y el mercado estará abastecido; y el precio de la gasolina no será mayor a 24 pesos por litro.**

Se rehabilitarán seis refinerías con una inversión de 105 mil millones de pesos, para mejorar la eficiencia y reducir costos. De igual forma se trabaja en el aprovechamiento de residuales en las refinerías de Tula y Salina Cruz con una inversión de 52 mil millones de pesos, las cuales entrarán en operaciones en este 2025 y 2026, respectivamente.



- **Con la Reforma Constitucional, la empresa pública reafirma su compromiso de servir al pueblo de México**
- **A lo largo del sexenio, se prevé que la producción de hidrocarburos líquidos alcance un promedio de 1 millón 800 mil barriles diarios**
- **Se avanza en la recuperación del sector energético con inversiones clave en refinación, petroquímica y gas natural**



Además, se maximizará la capacidad de las refinerías Olmeca (Dos Bocas) y Deer Park, fortaleciendo la infraestructura de refinación del país.

Recalcó que se incrementará la producción de fertilizantes para satisfacer la demanda nacional y reducir la dependencia de importaciones, con una inversión superior a los 8 mil millones de pesos. Esto incluirá la rehabilitación de la planta de Lázaro Cárdenas en Michoacán y la construcción de un nuevo complejo en Veracruz. Se prevé una producción anual de 1.5 millones de toneladas de fertilizantes fosfatados y 1.6 millones de toneladas de urea.

La empresa pública impulsará la recuperación del sector petroquímico destinando 20 mil millones de pesos para reactivar el complejo Cangrejera bajo el modelo de refinería petroquímica. Además, se buscará aumentar la producción en los complejos Morelos y Cangrejera para derivados del etano, y se modernizará el Complejo Petroquímico Escolín para alcanzar una producción anual de 750 mil toneladas de urea.

Otros objetivos incluyen la producción de 30 mil barriles diarios de componentes para gasolinas, 330 mil toneladas anuales de aromáticos, una producción anual de 250 mil toneladas de óxido de etileno y 690 mil toneladas de polietileno.

Asimismo, se reforzará la seguridad en el almacenamiento, transporte y distribución de combustibles. Se ampliará la capacidad de almacenamiento para satisfacer las demandas de hidrocarburos y combustibles, al tiempo que se evitarán costos adicionales debido a limitaciones en la infraestructura. Además, se redoblarán los esfuerzos en la lucha contra el robo y el mercado ilícito de combustibles, en estrecha coordinación con el gabinete de seguridad.

En el ámbito ambiental, Pemex integrará de forma gradual y responsable proyectos de energías limpias. Se implementan prácticas de economía circular, donde la reutilización, el reciclaje y la reducción de residuos permiten disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, está en marcha Pemex Energía, con proyectos orientados a la transición energética.

El titular de Pemex puntualizó que, en colaboración con las Secretarías de Energía y Hacienda, desarrolla una estrategia financiera alineada con las necesidades nacionales. La financiación proviene principalmente del presupuesto de inversión de Pemex, complementado por recursos privados mediante proyectos mixtos.

Destacó que los pagos a proveedores iniciaron a finales de diciembre de 2024 y seguirán operando durante el primer trimestre de 2025. Además, el Gobierno Federal aportará 136 mil millones de pesos para la amortización de deuda, mientras que Pemex cubrirá el Derecho Petrolero para el Bienestar, con tasas del 30 por ciento para hidrocarburos y del 11 por ciento para el gas natural no asociado.

Lo anterior, sin afectar la recaudación del Gobierno Federal optimizando así la contribución de Pemex a las finanzas públicas.

Fuente: www.pemex.com



Eni, Fieldwood, Hokchi, Woodside y Shell

suman inversiones petroleras por 10,071 mdd

De acuerdo con un reporte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Eni, Fieldwood Energy, Hokchi Energy, Woodside Energy y Shell encabezan las inversiones petroleras de empresas privadas en México.

Los desembolsos de esas cinco compañías privadas **suman 10,071 millones de dólares** hasta diciembre de 2024. Esa cifra es 1.25% superior a las inversiones de 9,946 millones de dólares registradas hasta noviembre. El monto representa el 55% de las inversiones petroleras, totales de los privados, que acumulan 18,329 millones de dólares hasta diciembre.

Sin considerar las inversiones por migraciones realizadas por Pemex, **Eni México** ha sido la compañía que más capital ha destinado en los últimos siete años. La petrolera ha desembolsado 4,036 millones de dólares hasta diciembre de 2024, como parte de los trabajos de exploración y extracción en el Área 1.

Le siguen **Fieldwood Energy E&P México** con 1,995 millones de dólares y **Hokchi Energy** con 1,733 millones de dólares. El primero ha enfocado sus desembolsos para los campos Ichalkil y Pokoch. Mientras, el segundo lo ha hecho en su mayoría en el campo Hokchi.

En cuarto lugar se ubica **Woodside Energy**, con 1,329 millones de dólares, destinado al proyecto Trion en aguas profundas. Mientras, que **Shell** ha desembolsado 978 millones de dólares en la exploración de 9 áreas contractuales.

En general, las inversiones ejercidas por contratos petroleros aumentaron a 18,329 millones de dólares hasta el mes de diciembre de 2024. La cifra representa un aumento mensual de 1.25% frente a las inversiones de 18,102 millones de dólares registradas hasta noviembre.

En 2024, las inversiones ejercidas por contratos petroleros sumaron un récord de 3,181 millones de dólares. Esa fue es 3.5% superior a los desembolsos ejercidos en 2023, cuando sumaron 3,074 millones de dólares, en ese momento, también una cifra sin precedentes.

Los desembolsos forman parte del desarrollo de **proyectos de exploración y producción de petróleo y gas** generados a partir de la reforma energética de 2015.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx

75 aniversario de la AMGP



Víctor Rodríguez Padilla, Director General de Petróleos Mexicanos, acompañado del presidente de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros A.C. (AMGP), Leonardo E. Aguilera Gómez, encabezaron el evento “Retos y Oportunidades de la Exploración Petrolera en México”. En el evento, se entregaron reconocimientos a geólogos destacados en el marco del 75 aniversario de la Asociación.

El Director General de Pemex señaló que la exploración petrolera es un proceso fundamental y que ha sido la columna vertebral de la industria energética global: Sin exploración no hay descubrimientos, sin descubrimientos, no hay producción y sin producción no hay energía para alimentar a las naciones, para hacer crecer las economías, ni para impulsar el progreso tecnológico y social. Mencionó que la exploración es una ciencia que combina tecnologías y conocimientos, pero que es sobre todo un arte encontrar yacimientos. Además, precisó que en el corazón de la exploración petrolera está el compromiso con el país, la sostenibilidad y la innovación.

“Hoy más que nunca, los estudios geológicos, los análisis geofísicos, las tecnologías de perforación y los modelos de simulación han revolucionado nuestra capacidad para hacer más efectivo y eficiente sus procesos”, describió.

Señaló que la exploración es también un acto de responsabilidad, ya que la industria petrolera debe gestionar esos recursos de manera sabia y cuidadosa, guiada por principios de sostenibilidad y justicia social.

“Es, por tanto, nuestra responsabilidad como actores de esta industria asegurar que los beneficios de nuestros hallazgos

lleguen a las comunidades y pueblos. Sobre todo, los que más los necesitan”, indicó.

Recalcó que Pemex es un productor muy importante de fertilizantes, mismos que son el resultado del trabajo exploratorio de los geólogos y que forman parte del compromiso social de la empresa pública en beneficio de las y los mexicanos. El titular de Pemex hizo hincapié en que las reservas petroleras juegan un papel clave, porque representan la certidumbre de la disponibilidad futura de energía. Ya que ofrecen un respaldo para atraer inversiones, planificar estrategias de producción, responder a las fluctuaciones del mercado y adaptarse a la transformación de la industria petrolera. Igualmente representan su fortaleza financiera, ya que una empresa con reservas sólidas puede resistir los embates de los cambios del precio del petróleo. Al igual que, mantener una producción constante e invertir en exploración, investigación y desarrollo.

En su participación, Leonardo E. Aguilera Gómez destacó que, desde sus inicios, la AMGP ha desempeñado un papel clave en la profesionalización de los geólogos del país, impulsando avances técnicos que consolidaron la soberanía energética en una época en que México dependía del conocimiento extranjero.

Finalmente, el titular de Pemex puntualizó que la exploración petrolera es un esfuerzo colectivo que requiere del trabajo de hombres y mujeres comprometidos con el avance y el bienestar de la humanidad.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx



Estudio y aplicación de un nuevo enfoque en el diagnóstico de avance de los acuíferos en YNF

Autor: M. en A. Anel Olmos Montoya
Co-autores: Ing. Jesús Cruz Gutiérrez
Ing. Ángel Carbajal Loreda
Dr. Fernando Samaniego Verduzco

Resumen

El estudio se refiere a la aplicación y un enfoque de una **metodología nueva propuesta para el diagnóstico y entendimiento, del comportamiento de entrada de agua en yacimientos naturalmente fracturados (YNF)**, integrando el análisis dinámico y el análisis estático de una muestra representativa de 44 pozos de un campo maduro altamente complejo.

Históricamente los diagnósticos de avance de agua con cortes de estables se han documentado como **“avances normales del acuífero”**; sin embargo; se ha observado que este tipo de diagnóstico en YNF está mayormente relacionado con algún **“tipo de canalización”**. El diagnóstico adecuado contribuirá en la definición de **zonas del yacimiento en ventanas de aceite o zonas de flujo preferente al agua**.

En los diagnósticos establecidos por (Chan, K.S. 1995), se analizaron pozos de Texas, California, la costa del Golfo y Alaska, aunque en su trabajo no se aclara si el estudio se realizó en yacimientos de una porosidad, uno de los diagnósticos establecidos en su trabajo como canalización multicapa abre la posibilidad de que en su trabajo se estudiaron este tipo de yacimientos. Los gráficos de (Chan, K.S. 1995), son ampliamente utilizados en el diagnóstico de entrada de agua, no obstante; el diagnóstico en YNF requiere que los especialistas consideren la metodología complementaria propuesta, para establecer diagnósticos de avance de agua más certeros.

Palabras clave: canalización, canalización estable, conificación, yacimientos naturalmente fracturados, acuíferos, diagnóstico, avance de agua.

Introducción

El caso de estudio es un campo del sureste mexicano

denominado Jade-Topacio, el cuál para facilitar su estudio se divide en dos zonas, zona norte y zona sur, el cuál produce aceite ligero en etapa de saturación, cuenta con más de 40 años de explotación, una extensión de 74 km² y 169 pozos perforados.

Está comprendido por un anticlinal cortado por sistemas de fallas normales e inversas, que delimitan la zona en bloques hidráulicamente conectados, Figura 1.

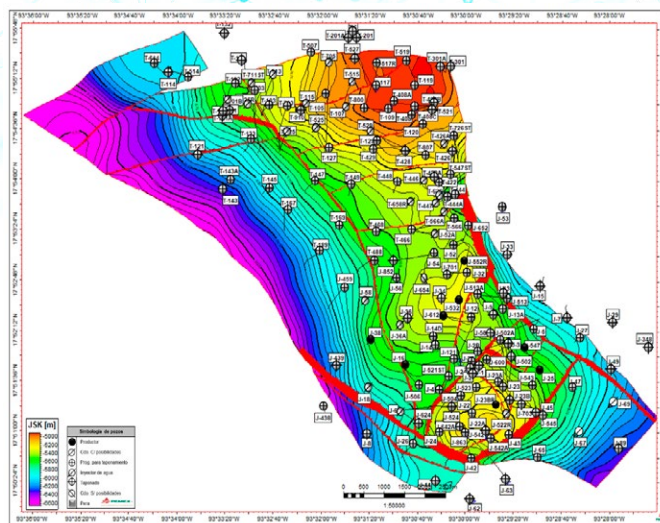


Figura 1. Configuración estructural a nivel de JSK del campo Jade-Topacio.

El campo Jade-Topacio se ha clasificado como YNF tipo II de acuerdo con la clasificación (R.A. Nelson, 2001), donde la matriz provee esencialmente la porosidad y las fracturas la permeabilidad, los pozos perforados han sido productores principalmente en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano y cuenta con espesores que van desde 700-1,000 (m).

En la Figura 2, es posible apreciar el atributo ant-tracking aplicado a la configuración estructural a nivel de Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), observándose que las anomalías inferidas por medio de este atributo están relacionadas a fallas, o corredores de fracturas que no son perceptibles en los volúmenes de amplitud.

Las anomalías de ant-tracking que se muestran, son extracciones sobre la superficie con ventana de 150 m a nivel de JSK. Es posible apreciar que los corredores o fallas tienden a alinearse a lo largo de un azimuth preferencial (NE-SW), las cuales incrementan su densidad en presencia de fallamientos y/o plegamientos. La permeabilidad está controlada principalmente por el grado de fracturamiento, debido los esfuerzos durante los procesos de fallamiento, sepultamiento y erosión. El campo Jade-Topacio muestra una estructura con buena comunicación, principalmente en la zona central debido a la presencia de alta densidad de fracturamiento.

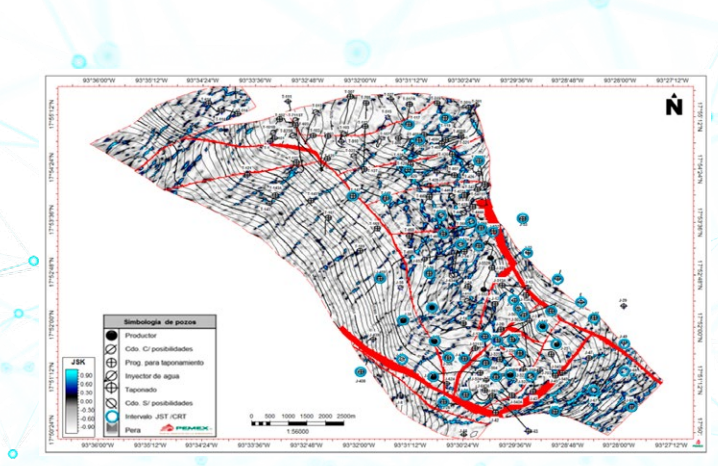


Figura 2. Atributo ant-tracking sobre la superficie con ventana a 150 m (JSK).

Antecedentes

El campo Jade-Topacio ha acumulado en total 1,198 MMb de aceite y 65 MMb de agua, de los 169 pozos perforados 120 presentan evidencia documental de manifestación de agua.

De acuerdo con los gráficos de producción acumulada de agua en la zona norte del campo, 54 pozos incorporaron producción de agua; en la Figura 3 se observa que sólo 14 de los 54 pozos acumularon un volumen de agua mayor a 0.6 MMb.

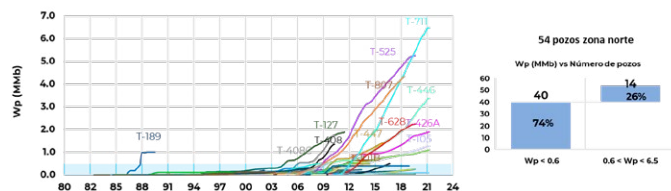


Figura 3. Wp pozos ubicados en la zona norte del campo.

Por otro lado, los pozos ubicados al sur de la estructura manifiestan una problemática similar, Figura 4, de los 66 pozos que manifestaron irrupción de agua 56 pozos alcanzaron valores de $W_p < 0.6$ MMb.

El que un gran número de pozos hayan obtenido tan poca acumulada de agua es indicativo de la incapacidad de los pozos de continuar incorporando producción al quedar cerrados por alguna problemática relacionada con la irrupción prematura de agua. Es importante mencionar que en la mayoría de estos pozos ya se realizaron cambios de intervalo.

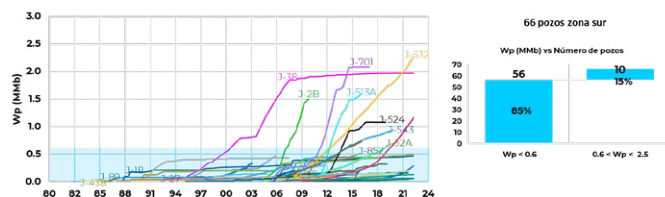


Figura 4. Wp para los pozos ubicados en zona sur del campo.

En 2005 inició el proyecto de implementación de SAP coincidiendo con una mayor manifestación del incremento en el corte de agua. De acuerdo con lo anterior, una de las problemáticas principales del campo en estudio, está relacionada con la presencia irregular de agua en los pozos perforados, que hasta hoy continúa siendo un reto de gran envergadura para los especialistas, que buscan mejorar la productividad de los pozos y continuar con la extracción de reservas. Comprender de una manera mejor lo que ocurre con el comportamiento de los fluidos en el yacimiento conducirá a discretizar zonas con potencial de reactivación, con ello se busca que los recursos económicos puedan enfocarse en actividades sustanciales.

Base teórica

Clasificación de los mecanismos de producción de agua:

De acuerdo con Ahmed (2009), existen tres fuerzas esenciales que pueden afectar la distribución de fluidos alrededor de los pozos:

- Fuerzas capilares
- Fuerzas gravitacionales
- Fuerzas viscosas

En un sistema fracturado las fuerzas capilares generalmente tienen un efecto insignificante y se consideran despreciables, aunque en la matriz se considera que están presentes. Las fuerzas de gravedad se dirigen en la dirección vertical y surgen de las diferencias de densidad de los fluidos. El término fuerzas viscosas se refiere a la resistencia al flujo de un fluido a fluir; es decir, los fluidos de mayor viscosidad presentarán mayor resistencia al flujo.

La velocidad con la que un fluido se moverá ha sido descrita por (Darcy 1856), e indica que la velocidad del fluido en el medio poroso para flujo horizontal es proporcional al gradiente de la presión e inversamente proporcional a la viscosidad; para un sistema lineal, la relación es la siguiente:

$$Q = - \frac{KA}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

Q: gasto (cm^3/seg)

A: área sección transversal (cm²)

μ : viscosidad (cp)

k : permeabilidad de la roca (Darcy)

 $\frac{dp}{dl}$: gradiente de presión (atm/cm)

Considerando los fundamentos de la Ley de Darcy, en cualquier momento dado, hay un equilibrio entre las fuerzas gravitacionales y viscosas, en puntos dentro y fuera del intervalo productor del pozo.

Cuando las fuerzas dinámicas (viscosas) en el pozo exceden

las fuerzas gravitacionales, el agua irrumpe en el pozo y puede manifestarse de las formas siguientes:

Conificación, (Ahmed, 2009). Define a la conificación como el resultado principal del movimiento de los fluidos del yacimiento en la dirección de la menor resistencia, equilibrado por una tendencia de los fluidos a mantener el equilibrio de la gravedad. Producir pozos genera gradientes de presión que mantienen al gas arriba de la zona de aceite debido a su menor densidad, mientras que el agua permanece por debajo de la zona de aceite por su mayor densidad. Si el pozo se produce a un gasto constante y los gradientes de presión en el sistema de drenaje se vuelven constantes, se alcanza una condición de estado estable, si las fuerzas viscosas son menores a las gravitacionales entonces el cono que se forma no se presentará en el pozo. Podría tratarse entonces de una conificación estable, por otro lado; si la caída de presión en el sistema es inestable producirá que se manifieste la irrupción del cono. Es importante notar que en un sentido realista la conificación estable puede ser pseudoestable, debido a que la distribución de presión en el área de drenaje generalmente cambia.

Canalización, (Anel, 2023). Son irrupciones prematuras de agua y/o gas, como resultado del movimiento de fluidos del yacimiento hacia las zonas de menor presión, las cuales se deben a las caídas de presión ocasionadas por los pozos al momento de entrar a producción. **De acuerdo con la experiencia en el estudio de YNF,** estas canalizaciones pueden presentarse de manera acelerada, moderada o estable; la presencia de esta última es de suma relevancia a la hora de establecer un diagnóstico, ya que suelen diagnosticarse como conificaciones o avances normales del acuífero.

Canalización estable, (Ahmed, 2009). Se dice que, si un pozo produce con una caída de presión constante, su flujo es estacionario. Por lo que se alcanza un equilibrio en el sistema; cuando las caídas de presión en el sistema de drenaje se mantienen estables se puede presentar la irrupción controlada del influjo de agua, permitiendo al pozo continuar con su operación.

El fenómeno de canalización estable en YNF suele correlacionarse con fenómenos de conificación, debido a que los pozos pueden ser sensibles a variaciones del diámetro del estrangulador, presentando periodos largos de estabilidad del corte de agua muestreado. No obstante; en el estudio presente se podrá identificar de qué forma se presenta este fenómeno en YNF.

Metodología

1. Identificar el tipo de YNF de acuerdo con la clasificación de (R.A. Nelson, 2001).
2. Extraer del Proyecto OFM o base de datos las variables, Q_o medido (bd) vs F_w laboratorio (%).

3. Con los gráficos de Q_o vs F_w calcular las pendientes matemáticas (" m " tiempo/% F_w) de cada una de las tendencias de irrupción de agua, (matemáticamente, la pendiente se calcula como el desplazamiento vertical entre el desplazamiento horizontal). Previamente se descartan altos cortes de agua por eventos como tratamientos, que no corresponden con muestras representativas del acuífero; se recomienda validar cada una de las tendencias con el comportamiento de la salinidad, al método a aplicar lo denominaremos como "**Método de la pendiente**".
4. Una vez aplicado el método, se deben agrupar los pozos por patrones de comportamiento y clasificar las gráficas por fecha de irrupción.
5. Documentar el valor de cada una de las pendientes de los pozos en estudio, se establece un rango de valores de " m " mínimos y máximos de acuerdo con los patrones identificados.
6. Generación de la "**Gráfica especializada de corte de agua inicial y patrones de comportamiento**" que correlaciona patrones de comportamiento, fecha inicial de incremento en F_w (%) >5% de la tendencia inicial de irrupción de agua vs las profundidades del intervalo de fondo en (mvbnm).
7. Realizar la gráfica de la distribución de frecuencia de patrones de comportamiento identificados.
8. Generar un mapa de atributo ant-tracking con la identificación de patrones de comportamiento.

Aplicación

Clasificación (R.A. Nelson, 2001): Se considera que los pozos en un yacimiento homogéneo contribuyen de igual manera a la producción acumulada; gráficamente este planteamiento se representa como una línea de 45°; mientras más se aleje hacia la derecha, Figura 5, se irá pareciendo a los yacimientos tipo I, es decir, que la influencia de las fracturas será cada vez mayor. En YNF, 50% de las reservas provienen de un pequeño % de pozos perforados y varía con el tipo de yacimiento. Indicador "FIC" Fracture Impact Coefficient: 0-1 (Homog-Heterog).

- Tipo I: 5%-15% de pozos dan el 50% de reservas.
- Tipo II: 15%-25% de pozos.
- Tipo III y IV: 25%-40% de pozos.

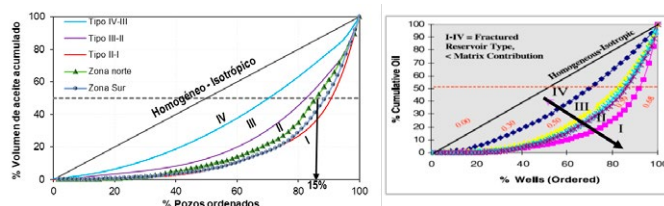


Figura 5. Gráfico % acumulado de aceite vs % pozos perforados.

El campo Jade-Topacio, observado globalmente muestra un comportamiento más aproximado al tipo II, donde la

matriz provee esencialmente la porosidad y las fracturas la permeabilidad. De acuerdo con la Figura 6, la zona sur cuenta con mayor número de pozos con producciones acumulativas de aceite altas en comparación con la zona norte, el coeficiente de heterogeneidad FIC para la zona sur es de 0.612, mientras que para la zona norte el coeficiente FIC es de 0.548 demostrando que la calidad de roca es mejor en la zona sur debido a una mayor influencia de las fracturas, las oportunidades de ejecutar cambios de intervalo hacia la zona norte son limitadas por presentar baja calidad de roca en Tithoniano y Cretácico ya que son formaciones que históricamente no han manifestado producción de hidrocarburos.

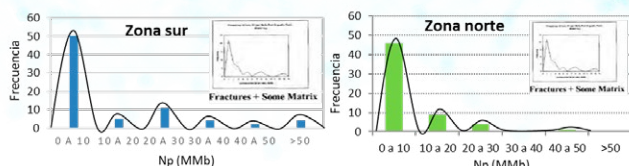


Figura 6. Gráficos de frecuencia vs Np (MMb).

Se aplicó la metodología propuesta en una muestra representativa de 44 historias de pozos, que manifestaron producción de agua significativa en el campo. A continuación, se presentan los grupos de comportamiento identificados:

Grupo 1. Canalización acelerada del acuífero

De acuerdo con el análisis de la muestra de 44 historias se identificaron 26 pozos con pendientes características que oscilan en el rango de valores de "m" (Fw%/días) mínimo de 0.03 y un máximo de 1.73 que muestran una tendencia a invadirse en un tiempo menor a 3 años. En la Tabla 1, se muestran los pozos identificados dentro de este grupo.

Canalización acelerada del acuífero			
# Muestra	Pozo	Fecha inicial de Incremento de Fw (%)	Base del intervalo más profundo (mvbnm)
1	T-468	16/06/1992	5795
2	J-27	23/02/1994	6082
3	J-47	03/10/1995	5974
4	T-466	30/03/1996	5987
5	J-25	02/12/2001	5823
6	J-9	05/12/2001	5778
7	T-428	22/06/2002	5212
8	J-3	11/11/2002	5668
9	J-13A	10/05/2003	5626
10	J-54	23/06/2003	5884
11	J-52	26/07/2005	6077
12	T-408	16/09/2005	5562
13	T-408C	01/01/2006	5514
14	J-23A	13/06/2006	5485
15	T-517R	30/09/2006	5261
16	T-422A	23/02/2007	5793
17	J-12	08/01/2009	5412
18	J-44	01/02/2009	5474
19	J-42	01/02/2009	5729
20	J-863	30/07/2009	5343
21	T-447	30/11/2009	6109
22	J-513A	01/02/2010	5988
23	J-32	21/06/2010	5438
24	J-701	10/08/2010	5577
25	J-34	01/01/2012	5557
26	T-547	31/12/2013	5593

Tabla 1. Pozos del Grupo 1.

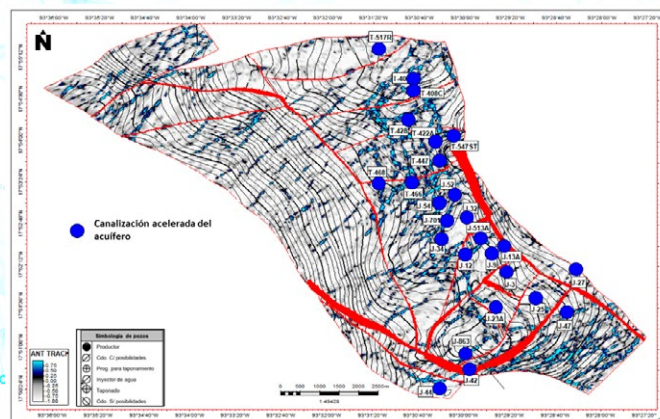


Figura 7. Mapa ant-tracking con pozos del Grupo 1.

De acuerdo con lo anterior, si tomamos un pozo de este grupo, por ejemplo, J-3, aplicamos el método de la pendiente, y a su vez aplicamos el gráfico de diagnóstico de (Chan, K.S. 1995), apreciaremos que ambos diagnósticos mantienen una correspondencia en la definición de la problemática, ver Figuras 8 y 9.

Pozo	Tiempo de tendencia de invasión	Valor de "m"
J-3	1 año	0.14

Tabla 2. Características J-3.

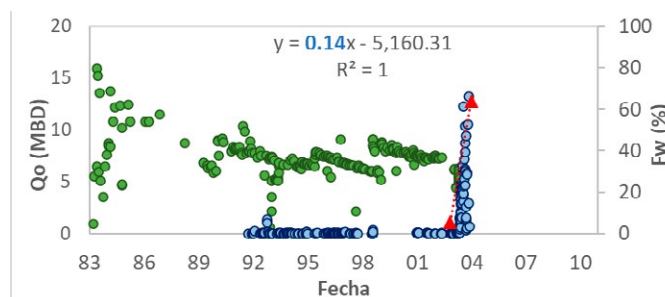


Figura 8. Método de la pendiente J-3, "Canalización acelerada".

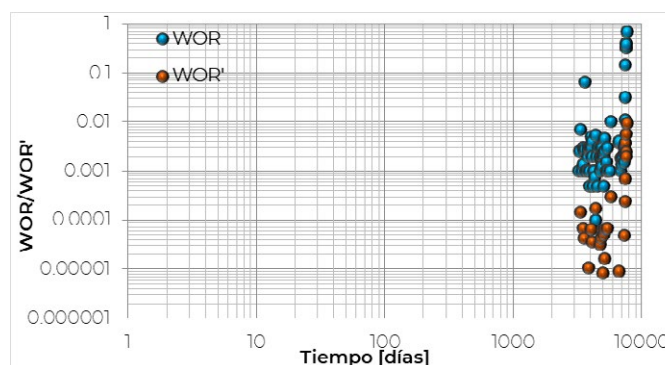


Figura 9. Diagnóstico de (Chan, K.S. 1995), J-3, "Canalización rápida".

Grupo 2. Canalización moderada del acuífero

De acuerdo con el análisis de las 44 historias se identificaron 4 pozos con pendientes características que oscilan en el

rango de valores de “m” (Fw%/días) mínimo de 0.003 y un máximo de 0.27 que muestran una tendencia a invadirse en un tiempo mayor a 3 años. En la Tabla 3, se muestran los pozos identificados dentro de este grupo:

Canalización moderada del acuífero			
# Muestra	Pozo	Fecha inicial de incremento de Fw (%)	Base del intervalo más profundo (mvsbm)
1	J-38	26/03/1994	5792
2	T-448	16/10/1995	5525
3	T-446	10/01/2003	5871
4	J-23BR	21/06/2019	5289

Tabla 3. Pozos del Grupo 2.

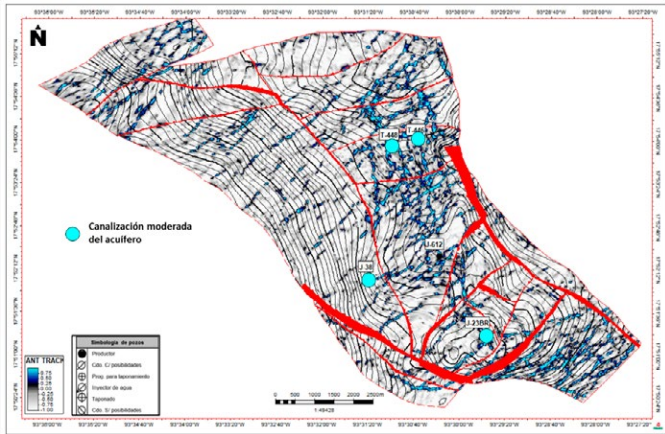


Figura 10. Mapa ant-tracking con pozos del Grupo 2.

Si por ejemplo al pozo J-23BR, le aplicamos el método de la pendiente, y a su vez aplicamos el gráfico de diagnóstico de (Chan, K.S. 1995), apreciaremos que ambos diagnósticos mantienen una correspondencia en la definición de la problemática de tipo canalización, es decir; con el **método de la pendiente** se define la problemática como “**canalización moderada del acuífero**”, mientras que utilizando el diagnóstico por (Chan, K.S. 1995), se define como “canalización multicapa”, debido a que este pozo opera únicamente en la formación JSK se considera que el diagnóstico adecuado para definir la problemática es como se indicó utilizando el método de la pendiente.

Pozo	Tiempo de tendencia de invasión	Valor de “m”
J-23BR	4 años	0.027

Tabla 4. Características J-23BR.

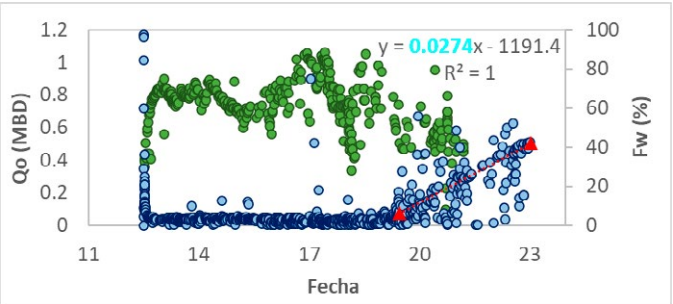


Figura 11. Método de la pendiente J-23BR, “Canalización moderada del acuífero”.

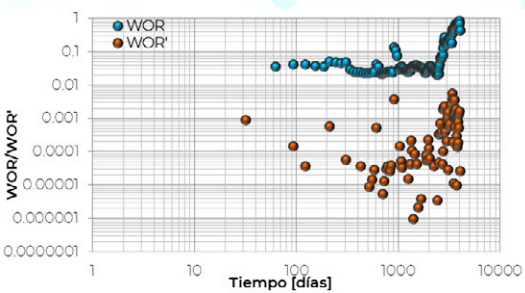


Figura 12. Diagnóstico de (Chan, K.S. 1995), J-23BR, “Canalización multicapa”.

Grupo 3. Canalización estable

De acuerdo con el análisis de las 44 historias se identificaron 12 pozos, que contienen dos tendencias de incremento de corte de agua; generalmente suelen iniciar con una tendencia de canalización acelerada o moderada del acuífero; posteriormente el comportamiento del corte de agua cambia y toma una **tendencia estabilizada, con un incremento gradual**.

- Valor de “m” (Fw%/días) de la tendencia estabilizada se encuentra entre un valor mínimo de 0.0018 y un máximo de 0.02.
- Tiempo de producción de los pozos mayor a 5 años posterior al cambio de pendiente, en la Tabla 5, se muestran los pozos identificados dentro de este grupo:

Canalización estable			
# Muestra	Pozo	Fecha inicial de incremento de Fw (%)	Base del intervalo más profundo (mvsbm)
1	T-127	01/07/1995	5692
2	T-519	08/03/2007	5228
3	J-532	04/02/2008	5667
4	T-525	01/02/2009	5372
5	T-101B	01/03/2010	5860
6	T-105	01/03/2010	5444
7	T-807	05/11/2010	5664
8	T-426A	01/01/2011	5390
9	T-711	20/08/2011	5735
10	T-628	24/05/2012	5461
11	J-52A	27/01/2014	5461
12	J-522R	22/01/2019	5265

Tabla 5. Pozos del Grupo 3.

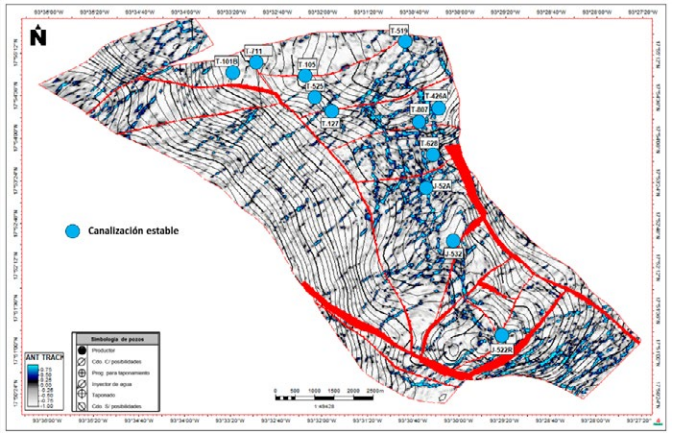


Figura 13. Mapa ant-tracking con pozos del Grupo 3.

Si tomamos de ejemplo al pozo T-105, aplicamos el método de la pendiente, y a su vez aplicamos el gráfico de diagnóstico de (Chan, K.S. 1995), Figuras 14 y 15, encontraremos que la problemática presente de acuerdo con el **método de la pendiente** es de tipo “**Canalización estable**”, por otro lado; en este caso comienza la complejidad al utilizar los gráficos de (Chan, K.S. 1995), y encontrar el diagnóstico más aproximado a los datos graficados ya que no es muy clara la interpretación.

Por (Chan, K.S. 1995); es posible definirlo como “Avance normal del acuífero con alta relación agua-aceite”, no obstante; este pozo opera únicamente en la formación JSK cuya base del intervalo más profundo se encuentra a una profundidad de 5,444 mvbnm, esto es una diferencia en profundidad relevante con otros pozos del grupo 3 que se encuentran operando en zonas del yacimiento más profundas, por lo que llama la atención que pueda ser diagnosticado como avance normal del acuífero.

Pozo	Tiempo de tendencia de invasión posterior al cambio de pendiente	Valor de “m” (Fw%/días)
T-105	6 años	0.002

Tabla 6. Características T-105.

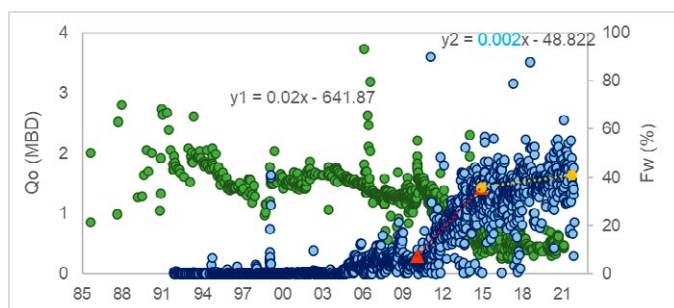


Figura 14. Método de la pendiente T-105, “Canalización estable”.

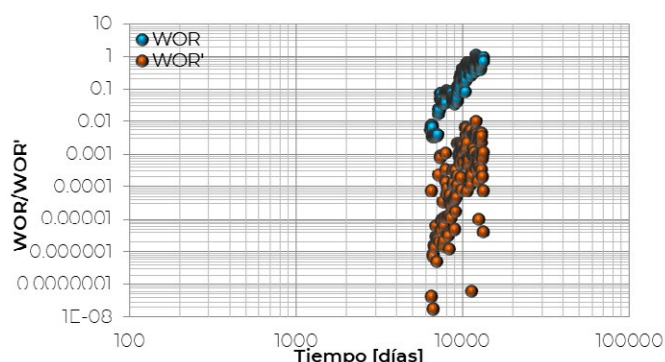


Figura 15. Diagnóstico de (Chan, K.S. 1995), T-105, “Avance normal del acuífero con alta relación agua-aceite.”

Grupo 4. Avance estabilizado del acuífero

De acuerdo con el análisis de las 44 historias se identificaron 2 pozos con pendientes características que oscilan en el

rango de valores de “m” (Fw%/días) mínimo de 0.0011 y un máximo de 0.0046 que muestran una tendencia a invadirse en un tiempo mayor a 7 años, en la Tabla 7, se muestran los pozos identificados dentro de este grupo:

Avance estabilizado del acuífero			
# Muestra	Pozo	Fecha inicial de incremento de Fw (%)	Base del intervalo más profundo (mvbnm)
1	J-543	07/09/2007	5634
2	J-852	31/03/2008	5683

Tabla 7. Pozos del Grupo 4.

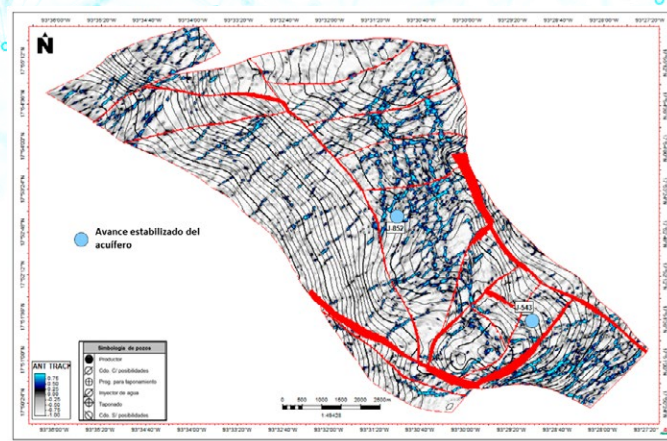


Figura 16. Mapa ant-tracking con pozos del Grupo 4.

Si tomamos un pozo de este grupo, por ejemplo, J-543, aplicamos el método de la pendiente, y a su vez aplicamos el gráfico de diagnóstico de (Chan, K.S. 1995), Figuras 17 y 18, encontraremos que la problemática presente de acuerdo con el **método de la pendiente** es definido como “**Avance estabilizado del acuífero**”, por otro lado; al utilizar los gráficos de (Chan, K.S. 1995), al encontrar el diagnóstico más aproximado a los datos graficados; es posible definirlo como “Avance normal del acuífero con alta relación agua-aceite”, no obstante el pozo mantiene una baja relación agua aceite ya que sus cortes de agua son menores al 30%, por lo que llama la atención dicho diagnóstico.

Pozo	Tiempo de producción posterior al incremento de corte de agua	Valor de “m”
J-543	12 años	0.0011

Tabla 8. Características J-543.

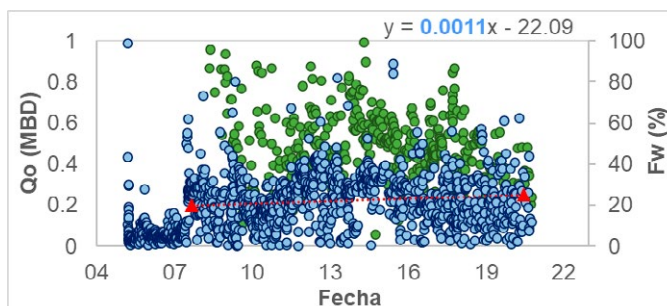


Figura 17. Método de la pendiente J-543, “Avance estabilizado del acuífero”.

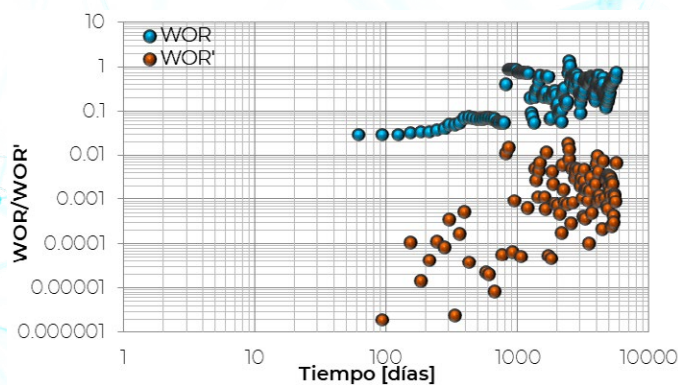


Figura 18. Diagnóstico de (Chan, K.S. 1995), J-543 “Avance normal del acuífero con alta relación agua-aceite.”

A continuación, en la Tabla 9 se muestran las pendientes características encontradas de acuerdo con los grupos identificados; para realizar un diagnóstico certero es necesario considerar las observaciones particulares de cada grupo, para establecer el diagnóstico final, ya que en algunos casos los valores “m” podrían estar dentro de dos grupos distintos.

Grupo	m (Fw%/días)		Tiempo de invasión	Observaciones
	Mínimo	Máximo		
Canalización acelerada del acuífero	0.03	1.73	Menor a 3 años	Irrupción acelerada del agua
Canalización moderada del acuífero	0.003	0.027	Mayor de 3 años	Los pozos pueden continuar operando en un t-3 años desde que se presentó la irrupción
Canalización de agua estable	0.0018	0.02	Mayor a 5 años posterior al cambio de tendencia	Presencia de dos tendencias de irrupción de agua, la primera puede ser acelerada o gradual y la segunda tendencia es estabilizada, los valores de “m” están referidos a la tendencia estabilizada
Avance estabilizado del acuífero	0.0011	0.0046	Corte de agua estable por más de 7 años	Bajo corte de agua histórico

Tabla 9. Tabla de diagnóstico de patrones de comportamiento en YNF.

Aplicación de la “Gráfica especializada de corte de agua inicial y patrones de comportamiento”

De un análisis previo Figura 19, partir del modelo analítico generado y utilizando las curvas de volumen poroso del campo se estimó un contacto agua-aceite a la profundidad de 5,688 mvbnm.

Debido a la heterogeneidad, extensión y ritmos de producción del campo, se sabe que definir un contacto de fluidos homogéneo no sería lo más adecuado; por lo que se recomienda tomar bajo reserva el contacto estimado.

De acuerdo con esta estimación debajo de esta profundidad se define la zona invadida de agua con un ritmo de invasión de ±21 metros por año.

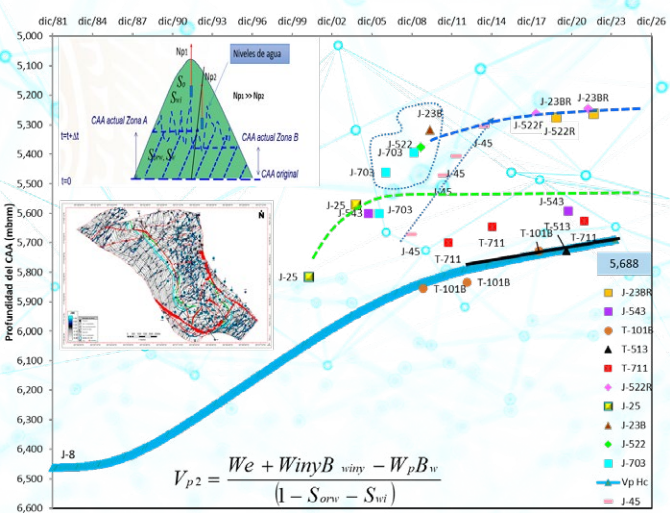


Figura 19. Avance del contacto agua-aceite utilizando un modelo analítico en el campo Jade-Topacio.

Por otro lado, en la Figura 20, al graficar la profundidad del intervalo más profundo de los 44 pozos en estudio versus la fecha inicial del incremento en el Fw (%) (agua procedente del acuífero, previamente validada, es decir; no considera incrementos de cortes de agua por limpiezas, estimulaciones, inducciones, etc, previamente se verifica que las tendencias a analizar presenten la salinidad del acuífero), se obtiene la “Gráfica especializada de corte de agua inicial” que permite observar la presencia irregular del acuífero. En dicha gráfica podemos observar que el grupo definido como “Canalización estable” se encuentra distribuido desde las profundidades más profundas 5,860 mvbnm hasta las más someras 5,265 mvbnm. La irregularidad de la presencia de este patrón tanto en tiempo como en profundidad es indicativo de que el nombre que se atribuye a este patrón se refiere a un tipo de canalización y no así a un avance normal del contacto agua-aceite; la razón fundamental de realizar este gráfico en las condiciones descritas es para ubicar el movimiento del agua desde su fecha inicial, descartando problemáticas de canalización atribuidas a condiciones mecánicas, sino más bien este diagnóstico se enfoca en el análisis del influjo de agua debido al sistema fracturado a condiciones iniciales de cada pozo dentro del yacimiento.

De acuerdo con el gráfico es posible establecer que en la década de los 90 se manifestó la presencia del acuífero en pozos profundos, presentándose en diferentes tipos de irrupción de agua, prevaleciendo el de tipo “Canalización acelerada del acuífero” en rangos de profundidad entre (5,795-6,082 mvbnm), una mayor manifestación del acuífero inició a partir de 2000, donde se aprecia una mayor presencia de irrupciones de agua, el patrón de mayor frecuencia sigue siendo el de canalización acelerada del acuífero que avista el movimiento del agua a lo largo de la estructura. Esto es indicativo de la alta comunicación vertical del medio fracturado. La zona de transición se ubica

por encima de esta profundidad donde converge el mayor número de datos agrupados; en este estudio la zona de transición se ubicó en una ventana de 351 mvbnm. Si se pudiera establecer un **contacto agua-aceite promedio del grafico especializado** es posible estimarlo en el recuadro verde central en la zona de transición con una profundidad estimada de **5,516 mvbnm**; esta profundidad se puede correlacionar con la presencia de un **gradiente de agua verificado por registro de resistividad** en el pozo J-543, a la profundidad **5,591 mvbnm** (no incluido en este trabajo por cuestión de espacio). En este estudio se revisaron los registros geofísicos de los últimos pozos perforados, identificándose solamente el gradiente de agua en el pozo J-543, ya que es uno de los pozos ubicados en la zona baja de la estructura, aunque se perforaron pozos a profundidades menores no se observaron gradientes de agua y aun así manifestaron agua; se infiere que la manifestación de agua en las zonas altas proviene de problemas de canalización debido al fracturamiento alto.

De acuerdo con lo anterior, el utilizar las técnicas propuestas permite a los especialistas comprender de una forma más aproximada las problemáticas de irrupción de agua presente en los pozos, identificándose la profundidad de la zona de transición donde se puede ubicar la ventana de aceite; adicionalmente se pueden correlacionar otras técnicas de estimación para el contacto agua-aceite y con ello establecer una caracterización de la problemática presente.

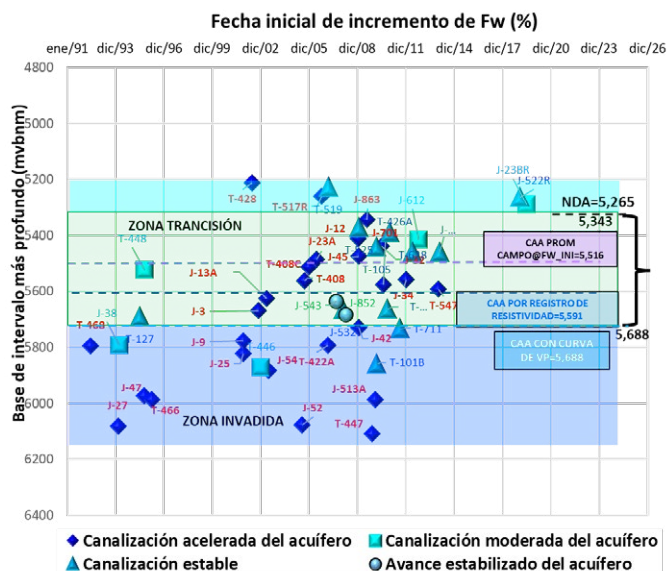


Figura 20. Gráfica especializada de corte de agua inicial y patrones de comportamiento.

Es importante resaltar que existen dos pozos que se incorporaron a producción recientemente, J-238R y J-522R, si utilizamos como ejemplo al J-522R, Figura 21, este pozo comenzó con la manifestación de agua a partir de 2018, cuya entrada de agua se ha estimado a una profundidad de $\pm 5,265$ mvbnm, evidenciando un Nivel de Agua Actual (NDA) a dicha profundidad. De acuerdo con la Figura 16, es posible observar

que el pozo J-522R manifiesta la presencia de un corte de agua bajo y estable, dicho pozo está localizado a una distancia de 953 m del pozo J-543 en relación a la cima del JSK, J-543 **se diagnosticó como avance estabilizado del acuífero** y tiene un CAA estimado por registro de resistividad a 5,591 mvbnm, no obstante; el pozo J-522R está ubicado 326 mvbnm más alto que el CAA estimado por registro y el pozo manifiesta agua, debido a una mayor presencia del fracturamiento cercano al pozo y la presencia de fallas cercanas. Considerando lo antes mencionado, el avance de agua en el pozo J-522R, **considerando el “método de la pendiente” se diagnostica como canalización estable**, resultado que demuestra que los nombres atribuidos a cada patrón de comportamiento en este estudio están soportados técnicamente.

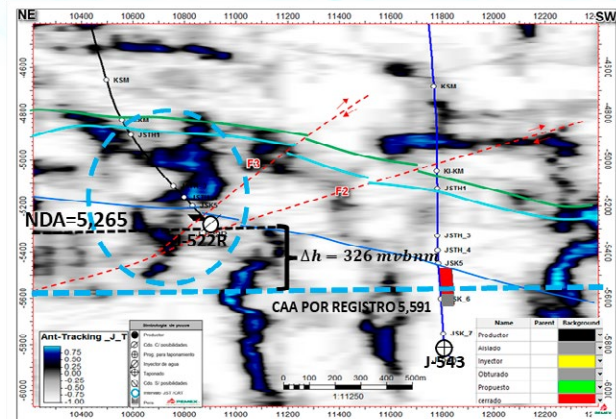


Figura 21. Comparación J-522R vs J-543.

Análisis de los resultados

- Los pozos que manifestaron avance estabilizado del acuífero se encuentran a una profundidad $\pm 5,600$ mvbnm, y representan únicamente el 5% de las muestras analizadas.
- 26 pozos presentaron canalización acelerada del acuífero, lo que representando una frecuencia de irrupción de acuerdo con este patrón del 59%.
- 12 pozos presentaron canalización estable, lo que representa el 27%.
- Por último, la canalización moderada se ha observado en cinco pozos, lo que representa el 9%.

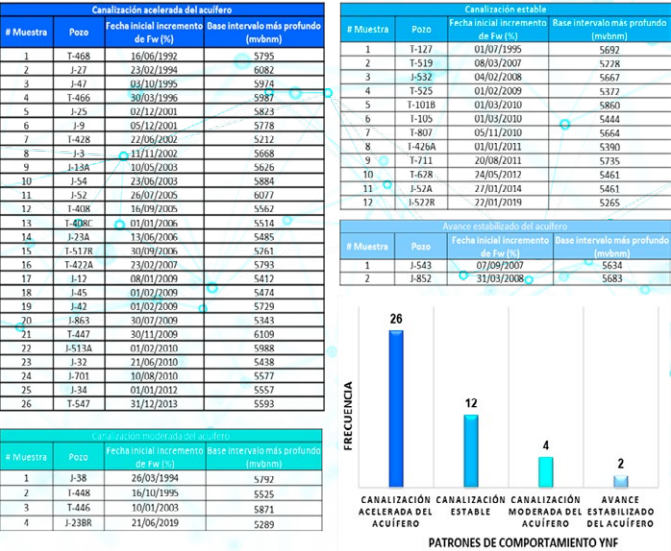


Figura 22. Análisis de frecuencia de irrupción.

En la Figura 23, es posible identificar la **distribución de los cuatro grupos de avance de agua identificados en este YNF**, donde es posible apreciar que la zona con mayor intensidad de fracturamiento refleja la mayor cantidad de pozos con presencia de canalización acelerada del acuífero; debido a la incidencia de este grupo que cubre el 59% del total de las muestras analizadas, esto explica por qué hay una mayor presencia de columnas estáticas de agua en la mayoría de los pozos cerrados, donde se ha podido tomar información, principalmente hacia la zona sur del campo, a su vez indica que cualquier intervención mayor a ejecutar presentará una mayor incidencia de irrupción acelerada del acuífero.

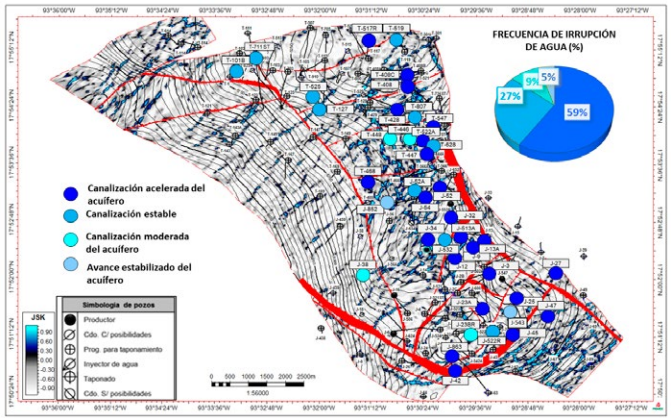


Figura 23. Ant-tracking con patrones de comportamiento en YNF.

Conclusiones

- Al incorporar la **metodología de este estudio propuesta**, es posible determinar el origen de los problemas de invasión de agua, causados por la conductividad de las fracturas en determinadas zonas del yacimiento.
- En este trabajo **no se descartan los efectos de**

conificación; se considera que es un fenómeno presente, sin embargo, se visualiza que en YNF este fenómeno antecede a las problemáticas finales diagnosticadas.

- Se establecieron criterios y se estimaron rangos de valores de ("m" Fw%/dias)** que permiten a los especialistas correlacionar a otros campos con características similares, de tal manera que puedan contribuir en un diagnóstico más certero del influjo de agua a nivel de pozo.
- Se ha demostrado que **en un YNF el avance normal del acuífero está mayormente relacionado con avances de tipo canalización** debido a los canales preferentes al flujo, y se presenta de forma distinta a lo observado en arenas.
- En este estudio se establece que existe una mayor frecuencia en manifestación de irrupción de agua de tipo canalización acelerada del acuífero, debido a que en el estudio hubo una frecuencia del 59% respecto a otros tipos de avances de agua.
- En el gráfico especializado de patrones de comportamiento, se aprecia que existe comunicación vertical alta en este campo, lo cual indica que pozos estructuralmente más altos podrían manifestar altos cortes de agua, aunque estén alejados de los contactos-agua-aceite estimados, si se encontraran terminados cerca de una zona con alto grado de fracturamiento.
- Se define como parte de la estrategia de explotación del campo priorizar actividades sin equipo, y realizar actividad física con equipo en campos que ofrezcan mayor rentabilidad y menor riesgo estático-dinámico.
- El uso del **gráfico especializado de patrones de comportamiento identificados vs profundidad del intervalo más profundo (m(bnm)) versus Fwi (%)**, considerando la tendencia inicial de incremento del corte de agua, **presenta resultados confiables** respecto a la correlación del ascenso del acuífero en el yacimiento, **verificado con análisis complementarios**.
- Se ha demostrado que es posible realizar un diagnóstico integral de la problemática de irrupción de agua en YNF altamente complejos, mediante el planteamiento de **estrategias prácticas nuevas que coadyuvan en el enriquecimiento de la caracterización dinámica de este tipo de yacimientos**.

Recomendaciones

- En este trabajo no se incluyeron registros de producción con los que cuentan algunos pozos, así como análisis de facies; secciones de atributos Ant-tracking, correlaciones petrofísicas y estructurales; no obstante, esta información se consideró para sustentar las observaciones principales de este estudio.
- El diagnóstico de irrupciones de agua debe verificarse por medio de un análisis multidisciplinario con una integración de la caracterización estática relevante.
- Existen eventos geológicos que afectan el fracturamiento natural de la formación productora, encontrándose

en ocasiones que la dimensión de algunos rasgos que afectan la conductividad es menor a la resolución sísmica, por lo que es importante contar con innovaciones tecnológicas que permitan a los especialistas visualizar con mayor detalle a los yacimientos.

Nomenclatura

NDA : Nivel de Agua
 CAA: Contacto Agua Aceite
 YNF: Yacimientos naturalmente fracturados
 JSK: Jurásico Superior Kimmeridgiano
 PT: Profundidad total
 Qo: Gasto de aceite
 Fw: Flujo fraccional de agua
 bd: Barriles por día
 mvbnm: metros verticales bajo nivel del mar
 Wp: Producción acumulada de agua
 MMb: Millones de barriles de agua

Referencias

1. Tarek A., 2006. "Reservoir Engineering Handbook". Gulf Professional Publishing. EUA.
2. (Chan, K.S. 1995), , K.S. 1995. Water Control Diagnostic Plots. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, Octubre 22-25. SPE-30775-MS. <https://doi.org/10.2118/30775-MS>.
3. R.A.Nelson, Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, GPP, 2001.
4. Yortsos Y.C., Youngmin Choi, and Zhengming Yang.1995 "Analysis and interpretation of Water/Oil Ratio in Waterfloods". SPE 30775 Dallas.
5. Luca C. 2001. Integrated Reservoir Studies. Institut Francais Du Pétrole Publications, Editions Technip, Paris.
6. Ahmed, P. D. y McKinney,2005. Advanced Reservoir Engineering. Elsevier Inc
7. Pemex, 2017 "Estudio Integral Campo de Estudio del Bloque Sur".
8. Pemex 2018 "Cuarto de Datos del Campo de Estudio del Bloque Sur".
9. Pemex 2021 "Caracterización estática y dinámica del Campo de Estudio del Bloque Sur".
10. Pemex 2018 "Revisión de la Interpretación de Pruebas de Presión del Campo en Estudio del Bloque Sur" histórico
11. Nava, Cu. 2022. "Principio de canalización estable en yacimientos naturalmente fracturados. Aplicación de pozos cercanos a fallas, o zonas con alta/media densidad de fracturas". Ingeniería Petrolera, Vol.62
12. Olmos, Anel. 2020 "Identificación de oportunidades mediante el análisis de entrada de agua en YNF altamente complejos", Revista Petrolera, edición Teotihuacana.
13. Olmos, Anel. 2023 "Estudio y aplicación de un nuevo enfoque en el diagnóstico de los acuíferos en YNF. Revista Ingeniería Petrolera Vol. 63 No. 6, Noviembre-Diciembre 2023.

M. en A. Anel Olmos Montoya



Ingeniera Petrolera egresada de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 2013 en el Activo de Producción Bellota Jujo, se ha desempeñado como Ingeniera de Yacimientos, participando como par técnico de la especialidad, con experiencia en caracterización dinámica, definición de estrategias de explotación, construcción de Proyectos en OFM, estimación de reservas, avances de contactos de fluidos de alta complejidad y análisis de pozos con Procesos de Recuperación Adicional.

Autora y coautora de múltiples publicaciones técnicas relacionadas al área de Ingeniería de Yacimientos, presentados en distintos foros. A lo largo de su trayectoria ha contribuido con la integración de estrategias de diagnóstico aplicables a los YNF.

Cuenta con Diplomado en Dirección de Negocios y Maestría en Administración de Negocios con Orientación en Finanzas por la Universidad del Valle de México. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.



Comunicación hidráulica en unidades del Terciario implementando información de pruebas de presión

Autor: Ing. Cuítláhuac Flores Muñoz
Co-autores: Ing. Alfredo E. Cárdenas Abarca
Ing. José Luis Avendaño Rodríguez

Resumen

Este trabajo tiene como objetivo resaltar la importancia de comprender la dinámica de los yacimientos, un aspecto crucial para su desarrollo a nivel global en cualquier campo.

La recopilación y análisis de información durante la etapa de terminación y a lo largo de la vida productiva de los pozos es esenciales para entender los fenómenos físicos que determinan el comportamiento de los campos.

El análisis dinámico llevado a cabo en las unidades MO, M y CH permitió determinar la existencia de continuidad hidráulica en tres zonas específicas del campo C. Este hallazgo fue posible gracias a una estrategia integral que incluyó la planificación, programación y ejecución de pruebas como Mini Fall y pruebas de presión, realizadas durante la etapa de terminación de los pozos.

Estas pruebas no solo proporcionaron datos fundamentales, sino que también fueron determinantes para caracterizar con precisión las propiedades dinámicas y los comportamientos hidráulicos de estas unidades, mejorando así el entendimiento del campo y apoyando su desarrollo efectivo.

Introducción

El Campo C, se encuentra ubicado en la parte Sur de la Sierra Madre Oriental; porción Este-Centro de México, Figura 1. Cuenta con 29 campos y el cual fue descubierto en el año 1935, comenzó su producción en el año 1952. Tiene en una longitud de ~ 123 km y un ancho de ~ 25 km (Busch, 1992). Por lo que se estima un área, de 4,243 km².

El modelo sedimentario de la formación del campo C ha sido definido en ambientes de depósito de sistemas turbidíticos (abanicos submarinos) implicando una distribución espacial de litofacies que comprenden a los subambientes de lóbulo interno, medio y externo, en donde los flujos de densidades fueron transportados dentro de sistemas canalizados impactando en la complejidad de los yacimientos de areniscas que pueden presentar diferentes características tanto vertical como horizontal y su contenido de areniscas.

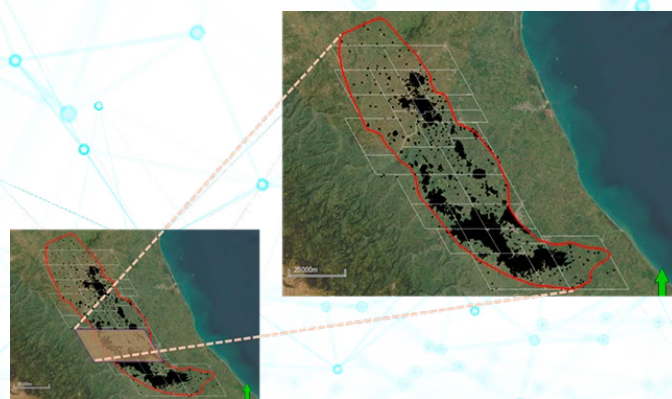


Figura 1. Mapa del Campo C con sus campos productores.

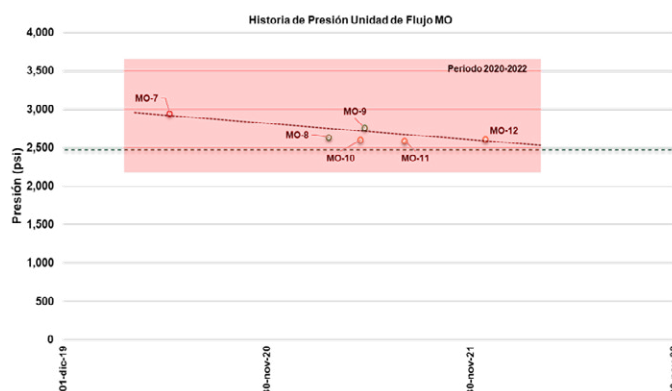
Análisis dinámico: Unidad de Flujo MO

Durante los trabajos de terminación en los pozos perforados en el periodo 2020-2022 en la unidad de Flujo MO, se tomaron pruebas Mini Fall Off con el objetivo de conocer la presión actual de yacimiento, debido a que se tenía ya varios pozos productores explotando en esta unidad.

Es difícil tener un dato actual de presión, cuando no se tiene alguna herramienta como es un modelo de simulación o un dato reciente por la densidad de pozos que se tienen. Cuando tienes varios pozos explotando en la misma unidad; fue así como se planeó programar este tipo de pruebas con el objetivo de conocer la presión actual.

Del análisis obtenido de la interpretación de las pruebas Mini Fall Off, se determinó que el valor de la presión actual en esta unidad ya estaba por debajo de la presión inicial 3,400 psia.

De los valores de presiones que se obtuvieron de la interpretación de las pruebas Mini Fall Off, la presión de yacimiento ya estaba por debajo de la presión inicial (3,400 psia). En la gráfica 1 se muestra los valores de presión del periodo del 2020-2022 de pozos terminados en esta unidad de flujo.



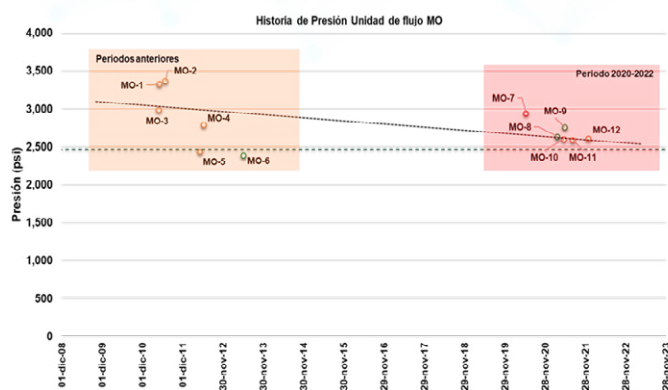
Gráfica 1. Comportamiento de presión periodo 2020-2022.

Posterior a ello, se dio a la tarea de realizar un gráfico de presión para conocer el comportamiento de esta unidad de flujo MO y con ello corroborar si se tuviese alguna tendencia en la presión en esta unidad.

Se recopiló un compendio de datos de presión de periodos anteriores, provenientes de pruebas de presión, RPFC y Mini Fall-Off realizadas en los pozos productores de esta unidad.

Cada registro fue validado y corroborado para asegurar que su origen correspondiera a la unidad MO. A partir del censo de presiones recopiladas, se elaboró el gráfico 2, el cual muestra el comportamiento histórico de la presión en esta unidad.

Todos los valores de presión fueron se llevaron al nivel de referencia de 1,634 mvbnm correspondiente a esta unidad.



Gráfica 2. Comportamiento de presión unidad MO.

El Gráfico 2 evidencia que la presión en la unidad MO sigue una tendencia definida, lo que confirma la existencia de comunicación hidráulica entre los pozos de esta unidad. Cabe destacar que, en los pozos perforados durante el periodo 2020-2022, no se registraron valores de presión equivalentes a la presión inicial definida para esta unidad. En todos los casos, las presiones medidas se encontraron por debajo del valor original, lo que podría estar relacionado con factores como el agotamiento del yacimiento o la dinámica de producción en la zona.

Análisis dinámico: Unidad de Flujo M

Para la Unidad de Flujo M, se realizó un exhaustivo censo de los datos de presión disponibles, obtenidos de diversas pruebas realizadas en esta unidad. Estos datos incluyen de pruebas de presión en producción, pruebas de inyección, RPFC y pruebas Mini Fall-Off.

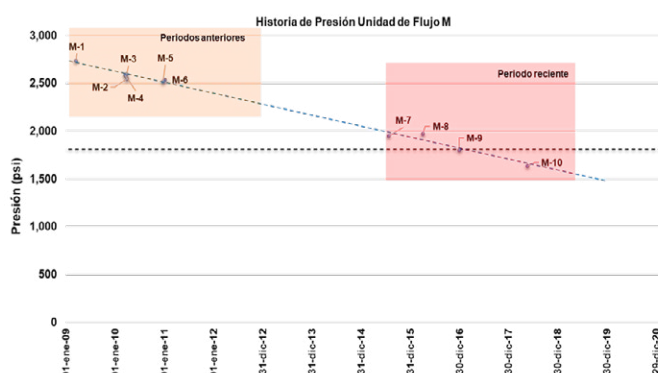
El objetivo fue obtener una visión completa del comportamiento de la presión en la unidad. Siguiendo el enfoque adoptado en la unidad de flujo MO, se procedió a elaborar un gráfico de presión para analizar el comportamiento histórico de la presión y, de este modo, determinar si existe comunicación hidráulica lateral entre los pozos de la unidad.

Todos los datos de presión fueron sometidos a un proceso de validación y corroboración riguroso, para garantizar la calidad y fiabilidad de la información. Para la construcción del gráfico, se normalizaron los datos de presión al nivel de referencia de esta unidad correspondiente a 1,454 mvbnm permitiendo una comparación uniforme de los resultados.

Como se observa en el Gráfico 3, los niveles de presión siguen una tendencia definida, lo que sugiere un comportamiento típico de un yacimiento con comunicación hidráulica. Es importante destacar que los niveles de presión en varios pozos han disminuido y, en algunos casos, se encuentran por debajo o muy cerca de la presión de saturación, como se ilustra claramente en la gráfica.

Este comportamiento es un indicativo de la declinación en la presión en la unidad. Para esta unidad M el nivel presión de la inicial es de 2,730 psi y con una presión de saturación de 1,810 psi.

Al analizar el comportamiento histórico de la presión, como se muestra en el Gráfico 3, ninguno de los datos registrados alcanzó ni se aproximó a la presión inicial de esta unidad. En su lugar, todos los valores de presión se encuentran por debajo de dicha referencia y siguen una tendencia que indica la presencia de comunicación hidráulica en la unidad de flujo M.

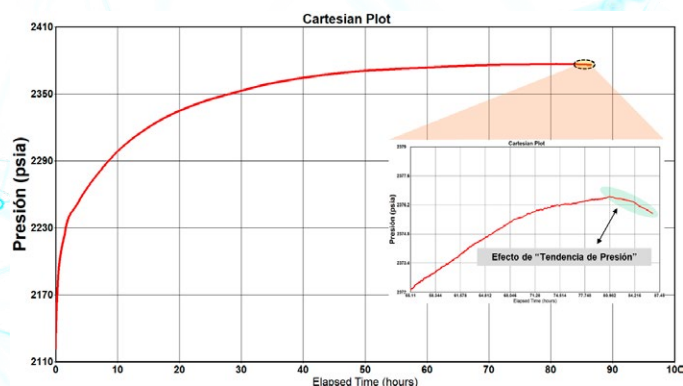


Gráfica 3. Comportamiento de presión unidad M.

Análisis dinámico: Unidad de Flujo CH

En la unidad de flujo CH, en el pozo M10 se programó una prueba de presión-producción con el objetivo de obtener la presión yacimiento, permeabilidad, Kh y la longitud del ala de la estimulación hidráulica. La prueba se diseñó con un decremento de presión durante 24 horas, seguido de un incremento de 90 horas.

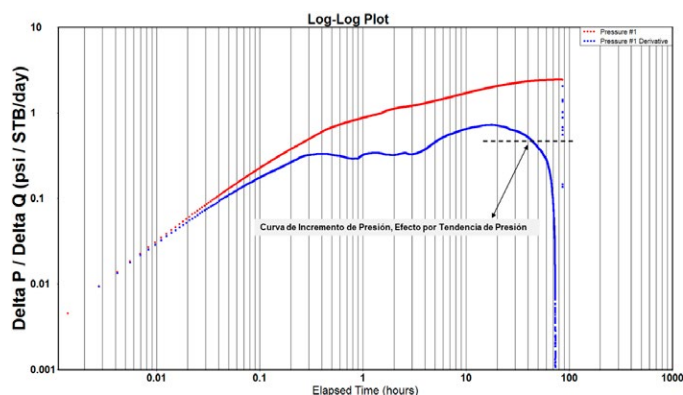
Al analizar la gráfica cartesiana de la prueba de incremento, se observó una pequeña inflexión en la presión hacia abajo alrededor de las ± 80 horas, como se muestra en la gráfica 4. Esta inflexión es representativa del efecto de la tendencia de presión por efecto del vaciamiento que se ha tenido de los pozos vecinos.



Gráfica 4. Cartesiana, prueba de incremento.

La unidad de **flujo CH**, ha experimentado un desarrollo considerable con varios pozos perforados aunado a las buenas producciones acumuladas de los pozos vecinos.

En la gráfica 5 (Log-Log) se puede observar este fenómeno de “tendencia de presión”, lo que confirma la existencia de la comunicación lateral en esta unidad.



Gráfica 5. Log-Log, efecto de tendencia de presión.

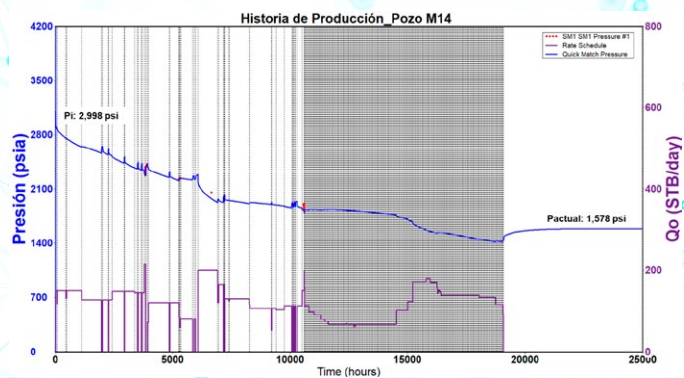
Análisis dinámico: Otras unidades

Al analizar otras unidades productoras en el campo C, se ha observado que algunas de ellas han mantenido condiciones de producción favorables a lo largo de su historia productiva, como se detallará a continuación.

En el caso del pozo M14 que es productor en una de las unidades de uno de los campos pertenecientes al campo en estudio (C), durante un período de 27.3 meses, acumuló una producción superior a los 94 Mb, se estimó un área de drenaje de 0.19 km².

La producción promedio fue de 170 bpd, como se observa en la gráfica 6 (comportamiento presión vs. gasto).

Esto sugiere que la contribución de los fluidos del yacimiento al pozo supera el área afectada por la estimulación hidráulica. Se estimó un radio de drenaje de 100 m.



Gráfica 6. Historia de producción Pozo M14.

El área de drenaje que se determinó, es una relación de 5 veces más largo que ancho como se visualiza en la figura 2, lo que se demuestra que en algunas zonas del campo C, algunas unidades productoras sí **presentan comunicación lateral**.

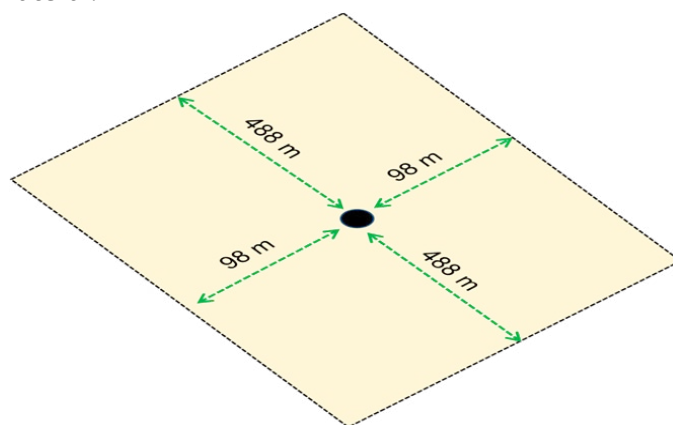


Figura 2. Modelo de frontera Pozo M14.

Conclusiones

Históricamente, el campo C ha sido reconocido como un yacimiento de baja permeabilidad, compuesto por arenas lenticulares de extensión lateral limitada. Debido a sus características litológicas, ha sido clasificado como un yacimiento no convencional.

De los últimos pozos que se perforaron en el periodo del 2020 al 2022 y con base en la información obtenida durante la terminación de las pruebas de presión y Mini fall, se pudo corroborar que las unidades de flujo MO, CH, M presentaban una presión baja asociada al efecto del vaciamiento de los pozos vecinos.

Es importante no dejar de lado la transcendencia que juega la toma de información (alma de este análisis) durante la vida productiva de cualquier yacimiento a nivel mundial, ya que permitirá la toma de decisiones oportunas en el desarrollo de cualquier yacimiento y así como entender el papel que juega la presión en el medio poroso, lo que conlleva a mejores

decisiones para estrategias en la explotación y desarrollo de nuestros yacimientos. Estas areniscas son fuertes candidatos a un estudio para un proceso de recuperación secundaria, que permita la viabilidad de continuar con su explotación con este proceso de recuperación. Esto permite concluir que **en el campo C, algunos yacimientos que presentan comunicación lateral.**

Referencias

- Cinco Ley, H., Pemex/UNAM, Kuchuk, F., Schlumberger, Ayoub, J., Flopetrol, Samaniego, F., Pemex/UNAM. 1986: Analysis of Pressure Tests Through the Use of Instantaneous Source Response Concepts. SPE-15476.
- Ahmed, T. 2019. Reservoir Engineering Handbook, 5th Ed., Gulf Professional Publishing.
- Cinco Ley, H.: Caracterización Dinámica de Yacimientos, artículo presentado en 1998 en la 1era Exposición de Tecnología Petrolera, Cd. de México, noviembre 15-18.
- Cinco Ley H.: Apuntes de las Clases Impartidas sobre Análisis de Pruebas de Presión y Caracterización de Yacimientos, DEPFI, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
- Avendaño, Rodríguez, J. 2013. Descripción dinámica Pre y Post Fractura de las Arenas de Chicontepec, Mejor Práctica.

Ing. Cuitláhuac Flores Muñoz



Es Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional, cuenta con una Maestría en Administración Energética por la UDLAP. Durante su carrera en la Industria petrolera inició su actividad profesional en el Grupo de Productividad de Pozos del Activo Poza Rica - Altamira como analista de productividad de pozos de la compañía PEISA.

En PEMEX se ha desempeñado como Ingeniero de Yacimientos en el área de caracterización dinámica de las Coordinaciones de Diseño de Explotación de los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica - Altamira.

En 2020 a la fecha forma parte del Centro de Estudios Región Norte de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción en la Ciudad de Tampico como Ingeniero de Yacimientos.



Metodología de evaluación de productividad en pozos terminados con fracturamientos ácidos en carbonatos del Jurásico

Autor: Ing. Antonio Alejandro García Vázquez
Co-autores: Ing. Manuel Soto Meneses
Ing. Víctor Hugo Avilés Díaz

Introducción

Los yacimientos de carbonatos son de suma importancia para la industria petrolera por las reservas de aceite y gas que almacenan, así como por su producción asociada. Por consiguiente, cuando estos yacimientos presentan una permeabilidad baja o moderada, los pozos deben ser estimulados como parte de su terminación con el objetivo de mejorar su productividad, incrementar la producción inicial y a su vez lograr obtener una mayor producción acumulada de aceite y gas.

Los métodos de estimulación empleados en estos escenarios corresponden al fracturamiento ácido y a la estimulación matricial. En este sentido, un fracturamiento ácido tiene como objetivo crear una fractura conductiva con una longitud suficiente para lograr contactar una mayor área dentro del yacimiento. Por consiguiente, en el presente trabajo se describe una metodología para evaluar la productividad en los pozos terminados con fracturamientos ácidos en carbonatos del Jurásico.

El campo en estudio está ubicado en la Cuenca Tampico-Misantla, ver Figura 1. Inició su explotación en 1956, cuenta con 883 pozos perforados, de los cuales 285 se encuentran operando con sistemas artificiales de producción (Bombeo Hidráulico, bombeo mecánico y bombeo neumático). Los mecanismos de producción corresponden a la expansión roca-fluido y gas en solución. Adicionalmente, el campo cuenta con un periodo de inyección de agua como método de recuperación secundaria.

La presión de yacimiento inicial determinada fue de 215 kg/cm², la presión de saturación es de 174 kg/cm², mientras que la presión de yacimiento actual se encuentra entre los 130 a 160 kg/cm², finalmente la temperatura promedio del yacimiento es de 90 °C. Por otra parte, las propiedades roca-fluido son las siguientes: Porosidad de 14%, permeabilidad de 1 a 5 mD con una saturación de agua promedio del 18%. El fluido producido es un aceite negro de 16 °API con una relación gas-aceite de 65 m³/m³, viscosidad del aceite de 7.5 cp y un factor de volumen de aceite de 1.198 m³/m³.

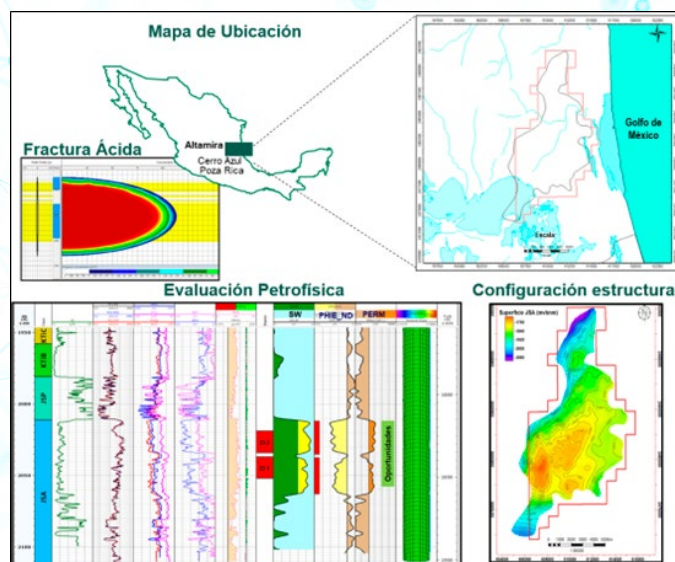


Figura 1. Ubicación del campo y aspectos generales.

Objetivo

El propósito de este análisis consiste en describir una metodología de evaluación de productividad en pozos terminados con fracturamientos ácidos en carbonatos del Jurásico.

Dicha metodología considera los siguientes aspectos: La información obtenida de los archivos post-fractura, una base de datos con la información de los fracturamientos ácidos, un análisis estadístico de cada variable involucrada en la geometría de las fracturas, un análisis de sensibilidad que permite identificar las variables de mayor y menor impacto en la conductividad de fractura adimensional, la determinación de un daño equivalente de fractura para cada escenario y la generación de modelos de análisis nodal que permiten realizar estimaciones de los potenciales y gastos iniciales en los pozos.

Descripción de la metodología

El proceso inicia con la generación de una base de datos que contiene la información de los fracturamientos ácidos, posteriormente se procede a generar un análisis estadístico de las variables que integran a la Conductividad de Fractura Adimensional (FCD), como son: permeabilidad de la fractura, ancho de la fractura, permeabilidad de yacimiento y longitud de la fractura, ver Figura 2.

Con los resultados obtenidos es posible generar un caso base considerando el percentil 50 (P50) de cada variable, por lo tanto, se tiene la certeza de que la magnitud de cada variable en su P50 ha sido generada con los fracturamientos ácidos en el yacimiento objetivo, estos valores se proponen considerar en futuros fracturamientos ácidos.

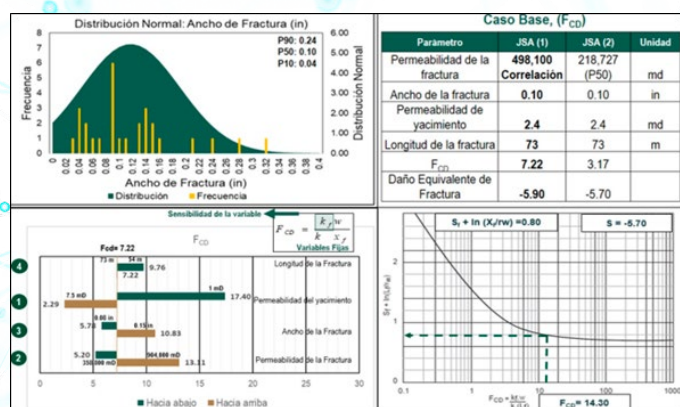


Figura 2. Análisis estadístico, análisis de sensibilidad y determinación del FCD.

Posteriormente, se procede a realizar un análisis de sensibilidad con el objetivo de determinar las variables que generan un mayor y un menor impacto en el FCD. La importancia de analizar este factor, radica en que es una expresión matemática que representa la relación incremental de la conductividad de fractura (capacidad de flujo) respecto a la conductividad de la formación para alimentar a la fractura.

Al obtener un valor resultante de FCD, se procede a determinar el daño equivalente de fractura definido por (Cinco-Ley y Samaniego-V, 1981), este valor es llevado posteriormente, al modelo de análisis nodal con el que es posible dimensionar en términos de producción los beneficios generados por el fracturamiento ácido (potencial y gastos iniciales). La metodología puede ser conceptualizada como se muestra en la Figura 3.

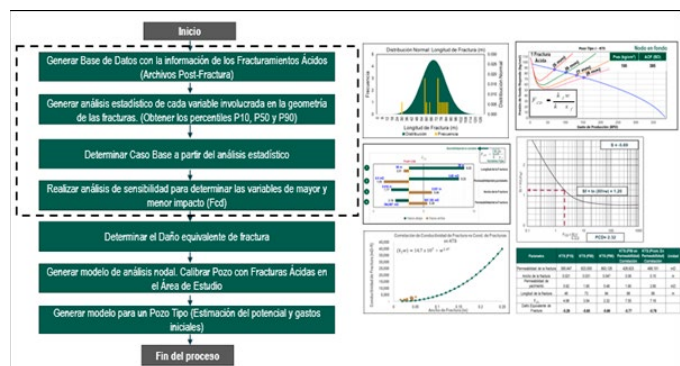


Figura 3. Diagrama de flujo de la metodología.

Caso de estudio

Los fracturamientos ácidos en el Jurásico, se implementaron en los periodos 2011-2013 y 2018-2020. El número total de pozos perforados (Tipos de pozo), tipos de estimulación y divergencia se presentan en la Figura 4. El desarrollo de la metodología se encuentra enfocado en los fracturamientos ácidos realizados en el periodo 2018-2020.

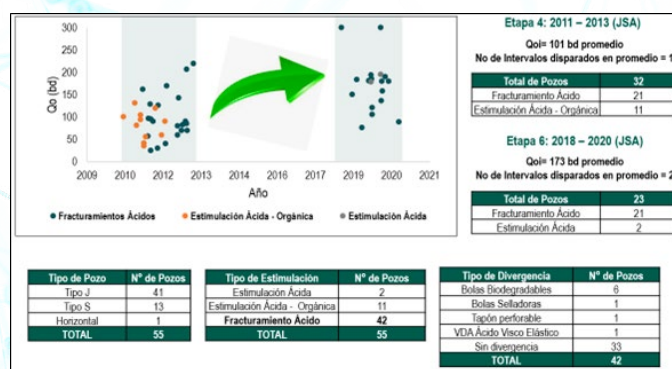


Figura 4. Tipos de pozo, divergencia y gastos iniciales en el JSA.

Como ejemplo de aplicación, se presenta en la Figura 5, el análisis nodal del Pozo 1. La sensibilidad en el diámetro del estrangulador, obedece a los estranguladores empleados durante la medición post-fractura.

El pozo se terminó con una producción de 190 bpd de aceite y 0.21 MMpcd de gas, operando con bombeo hidráulico (BH).

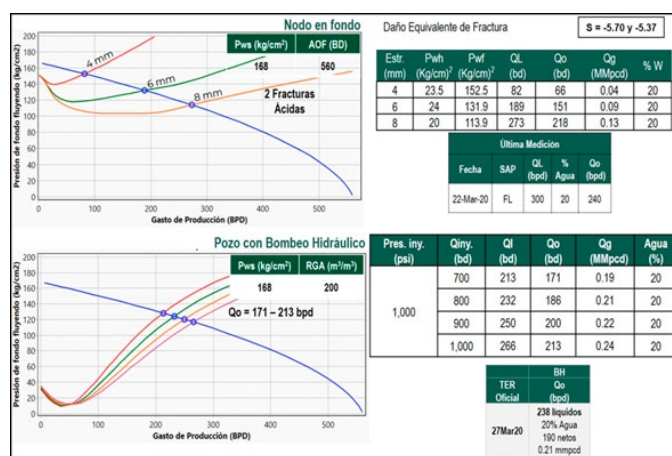


Figura 5. Análisis nodal del Pozo 1, como fluyente y posterior con BH.

Evaluación de resultados

Con la aplicación de esta metodología, se obtuvo un soporte técnico y un marco de referencia, que permite realizar la evaluación de la productividad en pozos terminados con fracturamientos ácidos en yacimientos de carbonatos.

La calibración de los análisis implementados se realizó con los pozos terminados en el periodo 2018-2020, los cuales presentan mayores gastos iniciales y un mejor desempeño de la producción acumulada de aceite (Np) con respecto a los pozos terminados en el primer periodo. (La curva de Np del Pozo 1 se encuentra dentro del área enmarcada de la Figura 6).

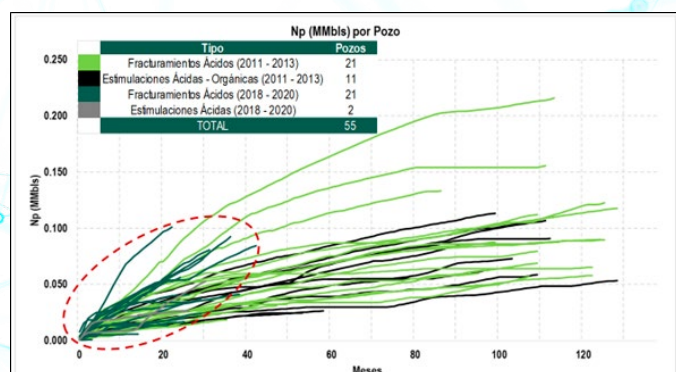


Figura 6. Normalización de la producción acumulada de los pozos en el JSA.

Conclusiones

- El análisis de sensibilidad permitió identificar las variables que generan un mayor y un menor impacto en los resultados del FCD. Por lo tanto, la variable que genera un mayor impacto en el FCD es la permeabilidad del yacimiento y es congruente con la premisa de que es una variable que dependen directamente del yacimiento. La segunda variable que genera un mayor impacto es la permeabilidad de la fractura, seguida del ancho de fractura y finalmente la variable que presenta un menor impacto es la longitud de fractura, este análisis se fundamenta en la distribución de los datos de las fracturas ácidas.
- Derivado del análisis estadístico y del análisis de sensibilidad, se describen las siguientes recomendaciones para futuros fracturamientos ácidos: Se sugieren emplear los valores de permeabilidad de fractura obtenidos de la correlación para estimar la conductividad de una fractura ácida a partir del ancho de fractura. (Nierode & Kruk, 1973). Se sugiere emplear un ancho de fractura desde los 0.08 a los 0.15 in. (Entre los P30 y P80), una longitud de fractura desde los 54 a los 73 m. (Entre los P25 y P50). La permeabilidad de yacimiento en su P50 es de 2.4 mD, sin embargo, es una variable dependiente del yacimiento.
- Para yacimientos de baja permeabilidad es conveniente generar una longitud de fractura de mayor magnitud con respecto a los yacimientos de permeabilidad moderada. Por otra parte, para yacimientos de permeabilidad moderada, es conveniente generar una mayor conductividad ($xf * w$) con respecto a yacimientos de baja permeabilidad.

- Los resultados obtenidos en el daño equivalente de fractura propuesto por (Cinco-Ley y Samaniego-V, 1981), permiten retroalimentar a los modelos de productividad para obtener una estimación de los potenciales y gastos iniciales en diferentes escenarios de evaluación y ejecución.

Bibliografía

- Ballinas Navarro, J. 2020. Solución analítica para cálculo de incremento productivo en yacimientos laminados fracturados hidráulicamente. Ingeniería Petrolera LX (2): 5-16.
- Economides M. 2000. Reservoir Stimulation, Third Edition, Chichester: John Wiley & Sons, LTD.
- Palharini Schwalbert M. 2019. Comprehensive Analysis of Acid Stimulation in Carbonates. PhD dissertation, University of Texas A&M, USA.
- Pipesim Steady-State Multiphase Flow Simulator. 2020.1 ©.

Ing. Antonio Alejandro García Vázquez



Originario de San Rafael, Veracruz. Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Veracruzana. Ingresó a Petróleos Mexicanos en el año 2013 en la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, en donde se desempeñó en el área de Ingeniería de Yacimientos en los Campos Maduros de la Faja de Oro Terrestre y ha participado en diferentes proyectos de productividad tanto en el área Poza Rica como en el área de Tampico-Altamira.

Desde el 2020 se ha desempeñado en el área de Aseguramiento de Flujo (Productividad de Pozos) y posteriormente en el área de Ingeniería de Yacimientos en el Centro de Estudios Región Norte (CERN) de la Gerencia de Planes de Explotación. Participó como autor y coautor de trabajos técnicos en el CMP Villahermosa 2022 y en las Jornadas Técnicas, Poza Rica 2023. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Sección Tampico.



Ajuste histórico de producción por pozo mediante modelos de flujo para análisis dinámicos

Autor: Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente
Co-autor: Ing. Rogelio Maldonado Alonso

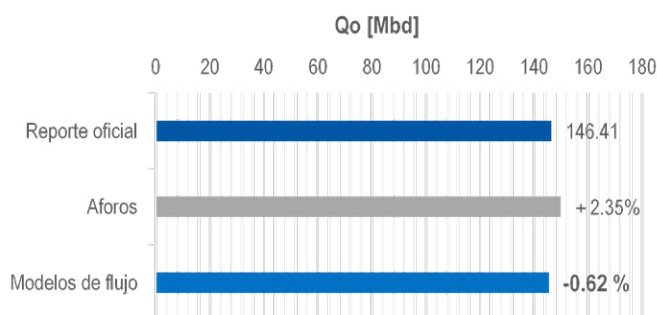
Resumen

Con la finalidad de validar y dar certidumbre a la producción asignada en campos de aguas someras se realizó la comparación cuantitativa entre la producción reportada y los valores medidos de 18 asignaciones, esto mediante el ajuste por modelos de flujo a las condiciones de explotación de los pozos. A la fecha del análisis fue posible identificar desviaciones significativas (hasta del 75%) y realizar las recomendaciones necesarias para minimizar la diferencia entre el dato reportado, el medido y el calculado. Sin embargo, este análisis estaba acotado a una fecha específica (análisis estacionario), por lo que el ajuste con los modelos de flujo se extendió a reproducir por pozo, el histórico de gastos de producción (q_o , q_g , q_w) y presiones de fondo fluyente (P_{wf}), (análisis transitorio) para cada paso de tiempo ($t=n$). Con base en los resultados, y en casos identificados con diferencias, se realizó la corrección a la producción histórica de los pozos con la finalidad de incrementar la certidumbre en los análisis de ingeniería de yacimientos y de productividad de pozos; los cuáles impactan en las proyecciones del comportamiento de producción a nivel de pozo y yacimiento.

Introducción

En 2022 se realizó la comparación cuantitativa, mediante análisis nodal, entre la producción reportada y los datos medidos en pozos de 18 asignaciones. Se ajustaron los modelos de flujo con respecto a los aforos y las condiciones de explotación al 31 de enero de 2022. Del balance total de producción de aceite, entre el reporte oficial, lo medido por aforos y lo modelado, se estimaron diferencias dentro de un rango aceptable (menor al 3%), Figura 1.

Figura 1. Balance total de producción, 2022.



Sin embargo, a nivel campo se identificaron diferencias significativas, principalmente en el campo "C" donde la producción asignada estaba por debajo de la registrada en los aforos, y en el campo "N" en el cual estaba sobreestimada, Figura 2, las líneas representan la producción oficial reportada de aceite, agua y gas, mientras que los puntos son las mediciones por aforos.

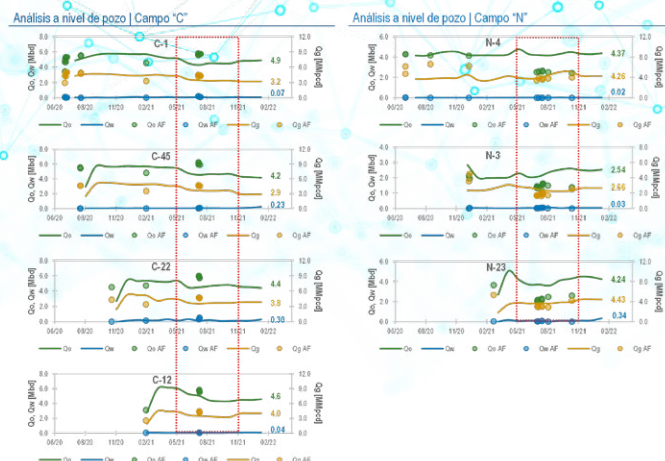


Figura 2. Comportamiento de producción campos "C" y "N", enero de 2022.

Por análisis nodal se estimaron diferencias de -10% para el campo "C" y de 47% para el campo "N", Tabla 1.

Diferencia	Campo "C"	Campo "N"
Reporte-aforos (bd)	-3,278	4,823
Reporte-aforos (%)	-15.4	75.4
Reporte-modelo (bd)	-1,879	5,240
Reporte-modelo (%)	-10.4	46.7

Tabla 1. Diferencias de producción, enero de 2022.

De acuerdo con el balance total de producción de estos campos, en abril de 2022 se ajustó la producción oficial por pozo para honrar lo estimado por modelo de flujo (Figura 3).

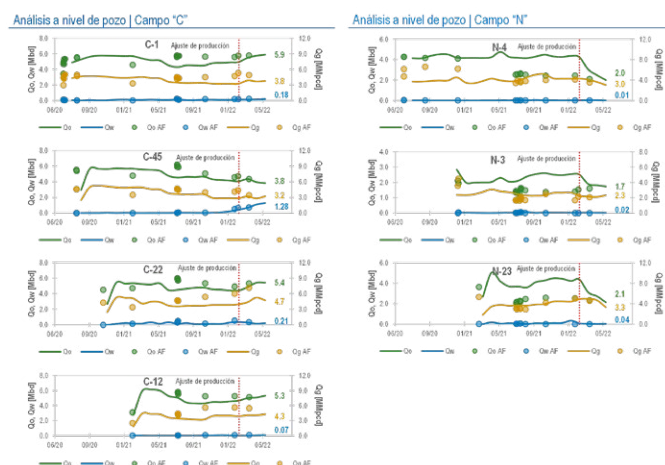


Figura 3. Comportamiento de producción campos "C" y "N", abril de 2022.

En el campo "C" se ajustó la producción reportada con tendencia al alza, mientras que la producción del campo "N" se ajustó con tendencia a la baja, Tabla 2.

Diferencia	Campo "C"	Campo "N"
Reporte-aforos (bd)	-981	516
Reporte-aforos (%)	-4.6	8.5
Reporte-modelo (bd)	259	211
Reporte-modelo (%)	1.3	3.2

Tabla 2. Diferencias de producción, abril de 2022

A partir de estos resultados surgió la necesidad de masificar el análisis, pero al estar acotado a una fecha específica (análisis estacionario) sigue teniendo un alto grado de incertidumbre, por lo que se implementó una metodología que permite reproducir el histórico de gastos de producción y presiones de fondo fluyente (P_{wf}) por pozo (análisis transitorio), con un tiempo de cálculo mínimo, con la finalidad de incrementar la certidumbre en las estimaciones de la producción y su posterior aplicación en análisis dinámicos. A continuación, se muestran los alcances, beneficios y la metodología empleada.

Alcances

- Calibrar los modelos de flujo de los pozos a través de una macro de Excel con respecto a los aforos, las condiciones de explotación y la producción reportada, para realizar el cálculo de la producción histórica mediante un acople con el software técnico.
- Comparar los resultados del ajuste respecto a la producción reportada para identificar diferencias.

Beneficios

- Identificar desviaciones de producción a nivel pozo y campo para emitir recomendaciones que permitan minimizar la diferencia.
- Incrementar la certidumbre en la estimación del comportamiento histórico de producción, para su aplicación en los análisis dinámicos de ingeniería de yacimientos y de productividad de pozos.

Metodología

- Revisar la información del pozo: aforos, condiciones de explotación, producción reportada y tendencia de presión del yacimiento.
- Ajustar el modelo de flujo del pozo con respecto a una medición representativa.
- Realizar el cálculo de la producción histórica mediante un acople entre el software técnico y una macro de Excel, con los siguientes datos de entrada:

- Tendencia de presión estática (P_{ws})

- Presión en la cabeza del pozo (P_{tp})
- Flujo fraccional de agua (fw)
- Relación Gas-Aceite (RGA)

- A través de este cálculo se obtiene la producción histórica de aceite (q_o), gas (q_g) y agua (q_w) del pozo, así como la presión de fondo fluyente (P_{wf}), para cada paso de tiempo del periodo evaluado ($t = n$).
- Comparar los resultados con respecto a la producción reportada y el histórico de los aforos para validar el ajuste.

Si el pozo cuenta con sensor de fondo (P-T), comparar la tendencia de presión registrada con la P_{wf} estimada por modelo de flujo, con la finalidad de tener mayor certidumbre en el ajuste de producción e incluso poder identificar posible daño en los pozos.

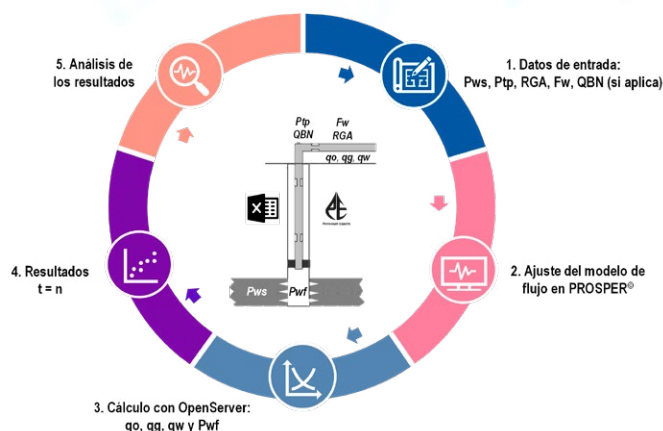


Figura 4. Metodología para el ajuste histórico de producción por pozo mediante modelos de flujo.

Casos de aplicación

Campo "C"

El campo "C" inició su explotación en el 2020 y actualmente cuenta con cuatro pozos productores de aceite negro.

A enero de 2022 en los cuatro pozos se observa una diferencia significativa: la producción asignada es menor a la medida por aforos (-3,278 bd). Mediante esta metodología se logró reproducir el histórico de producción a través del ajuste de los modelos de flujo, con lo que a esa fecha se estimó una diferencia de 1,879 bd entre lo reportado y lo modelado.

Debido a esto, a partir de marzo de 2022 se ajustó la producción asignada para honrar lo estimado por modelo de flujo.

Como los pozos cuentan con sensor de fondo se realizó el análisis de la tendencia de presión registrada y la P_{wf} estimada por modelo de flujo, lo que dio mayor certidumbre a los resultados del ajuste (Figura 5).

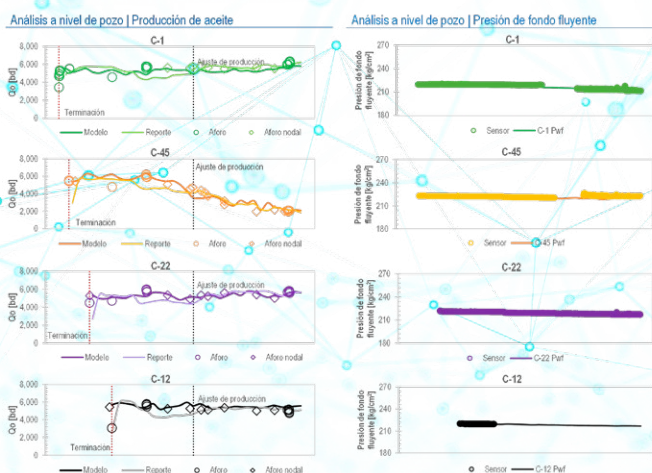


Figura 5. Ajuste histórico de producción por pozo, campo "C".

La estrategia de explotación del campo "C" consideraba únicamente los cuatro pozos actualmente productores; sin embargo, y dadas las características del yacimiento y que solo un pozo presenta flujo fraccional de agua se evaluó la factibilidad técnica de incluir pozos adicionales. En un modelo de simulación numérica de yacimientos (SNY), la producción corregida y las tendencias de presión de fondo fluyentes fueron empleadas como insumo para el ajuste del modelo de permeabilidad y del comportamiento histórico de presión-producción a nivel pozo y yacimiento. Durante el proceso de ajuste se identificaron dos aspectos que impactan en el flujo de fluidos en el yacimiento y de las cuáles se tiene bastante incertidumbre por la falta de información: (1) el comportamiento de la presión media del yacimiento y (2) el modelo de permeabilidad. Con base en el ajuste histórico de la producción por modelo de flujo fue posible mitigar estas incertidumbres al definir el vaciamiento neto real en el yacimiento, así como reproducir la magnitud de las caídas de presión en los pozos y las tendencias de presión de fondo fluyentes que son un reflejo del comportamiento de la presión media del yacimiento.

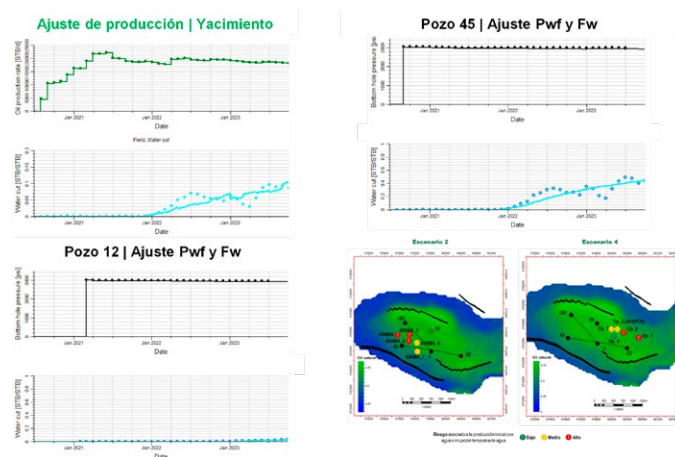


Figura 6. Simulación Numérica de Yacimientos (SNY), campo "C".

La corrección de la producción significó un vaciamiento adicional de 4 MMrb en la zona de los pozos 45 y 12, que a su vez permitió reproducir la irrupción de agua en el pozo 45. Con el modelo de SNY ajustado se evaluaron diferentes alternativas de explotación y se definió la perforación y terminación de un pozo adicional.

Campo "N"

El campo "N" inició su explotación en el 2020 y cuenta con tres pozos productores de aceite negro.

A enero de 2022 se observa una diferencia significativa en los tres pozos: la producción asignada es mayor a la medida por aforos (+4,823 bd).

Mediante esta metodología se reprodujo el histórico de producción a través del ajuste de los modelos de flujo, con lo que a esa fecha se estimó una diferencia de 5,240 bd entre lo reportado y lo modelado.

Debido a esto, a partir de marzo de 2022 se ajustó la producción asignada para honrar lo estimado por modelo de flujo.

Adicionalmente, se analizó la tendencia de presión registrada en los sensores y la P_{wf} estimada por modelo de flujo, lo que permitió validar su comportamiento real y dar mayor certidumbre a los resultados del ajuste (Figura 7).

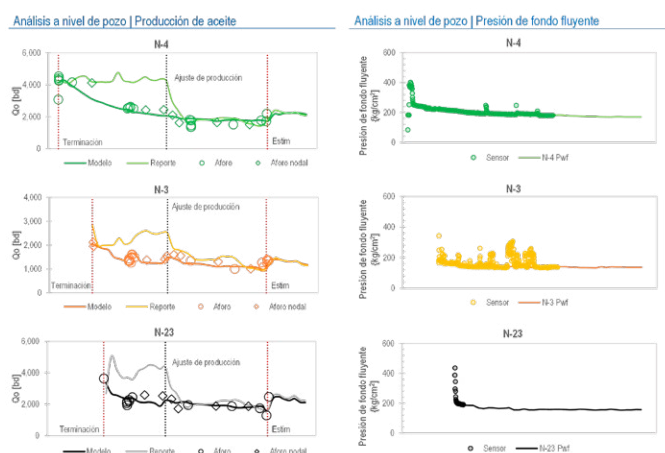


Figura 7. Ajuste histórico de producción por pozo, campo "N"

Debido a una actualización en el modelo geocelular del campo "N", el cálculo volumétrico del fluido original en el yacimiento presentó un incremento del 25%.

Con la finalidad de validar y dar certidumbre al nuevo cálculo volumétrico, se revisó el ajuste del comportamiento histórico de presión-producción mediante un modelo de balance de materia (BdM); sin embargo, se tienen pocos datos confiables de la presión estática del yacimiento.

A través del balance de materia se buscó validar la actualización del cálculo volumétrico del volumen original en el yacimiento. Dadas las diferencias significativas observadas en la producción, el vaciamiento neto real se estimó con la producción corregida. Por otra parte, y debido a la limitada información de presión estática, las tendencias de presión de fondo fluyentes en el periodo de flujo pseudoestacionario se usaron como datos a reproducir. Con base en un análisis probabilístico de BdM para el volumen original se estableció que el cálculo volumétrico está sobreestimado. La Figura 8 muestra las diferencias en los cálculos del vaciamiento con base en la producción reportada y corregida; adicionalmente, el ajuste y comparación cualitativa de la tendencia de presión del yacimiento con las P_{wf} de los pozos y los resultados del análisis probabilístico de BdM.

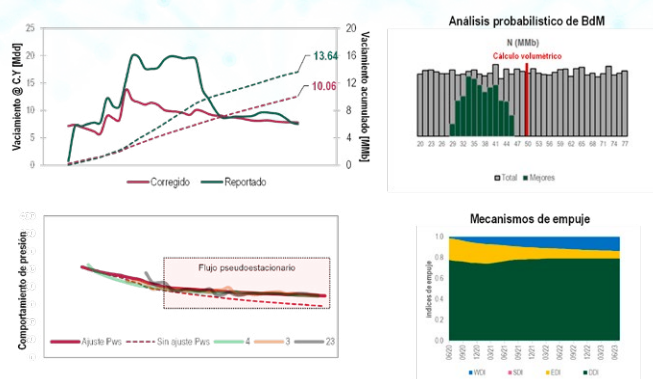


Figura 8. Balance de Materia (BdM), campo "N".

De los mejores ajustes, se estima que el volumen original del yacimiento está entre 32 y 44 MMb, el nuevo cálculo volumétrico de 52 MMb está fuera del rango definido de manera dinámica, por lo que se retroalimentó al equipo de caracterización estática para revisar las distribuciones de propiedades en el nuevo modelo geocelular.

Resultados y conclusiones

De acuerdo con el balance total de producción de los campos, en enero de 2022, se ajustó la producción de los campos "C" y "N" para honrar lo estimado por modelo de flujo. Sin embargo, este análisis estaba acotado a una fecha específica (análisis estacionario).

Se implementó una metodología con la que, a partir de un macro en Excel, los modelos de flujo, las condiciones históricas de explotación y la tendencia de presión del yacimiento, fue posible definir un comportamiento histórico de la producción y las presiones de fondo fluyente estimadas por modelo de pozo (análisis transitorio).

Con la finalidad de dar certidumbre a la producción reportada se compararon los resultados de los modelos de flujo con respecto a la producción asignada, con lo que se identificaron desviaciones de producción a nivel pozo/campo. En los pozos y campos donde se ha aplicado esta metodología se

han mejorado los análisis de ingeniería de yacimientos, la estimación de los factores de declinación y de las reservas remanentes en los pozos al mitigar la incertidumbre en los gastos de producción.

Nomenclatura

BdM – Balance de Materia
 BKS – Brecha Cretácico Superior
 Mbd – miles de barriles diarios
 MMpcd – millones de pies cúbicos diarios
 JSK – Jurásico Superior Kimmeridgiano
 P-T – Presión-Temperatura
 Ptp – Pressure Top Node (presión en la cabeza del pozo)
 P_{wf} – Well Flowing Pressure (presión de fondo fluyendo)
 P_{ws} – Well Shut Pressure (presión de fondo estática)
 QBN – Gasto de inyección de gas de bombeo neumático
 Qg – Gasto de gas
 Qo – Gasto de aceite
 Qw – Gasto de agua
 RGA – Relación Gas-Aceite
 SNY – Simulación numérica de yacimientos.

Agradecimientos

A Pemex Exploración y Producción (PEP), a la Subdirección Técnica de Exploración y Producción (STEP) y a la Gerencia de Planes de Explotación (GPET) por las facilidades para presentar este trabajo.

Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente

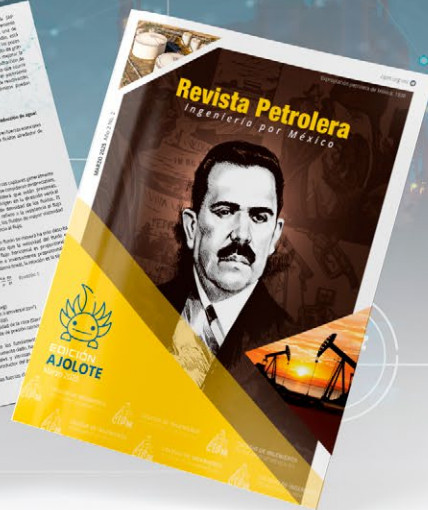
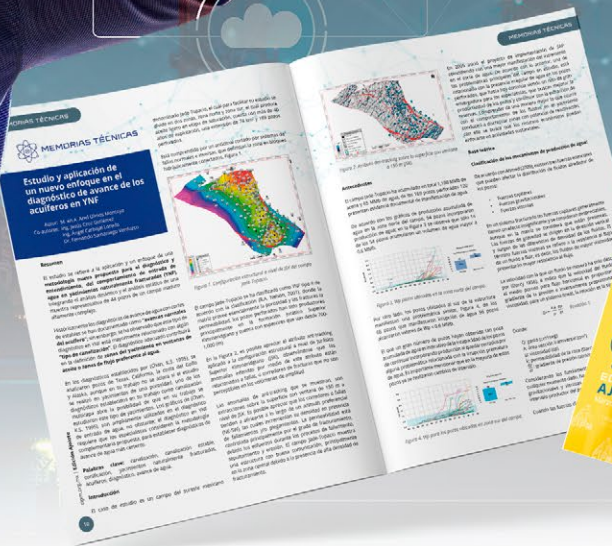


Ingeniera en Petróleo y Gas Natural egresada de la Universidad Olmea. Ingresó a Petróleos Mexicanos en el año 2014 donde se ha desempeñado como ingeniera de Productividad de Pozos, Sistemas Artificiales de Producción y Estimulaciones de Pozos en los Activos de Producción Litoral de Tabasco y Ku Maloob Zaap. Desde el 2019 desempeña sus funciones en la Gerencia de Planes de Explotación (GPET). Ha presentado trabajos técnicos en el Congreso Mexicano del Petróleo y en las jornadas técnicas de la AIPM. Es miembro activo del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM) y de la Society of Petroleum Engineers (SPE).

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.



COLEGIO DE INGENIEROS
CIPM PETROLEROS DE MÉXICO



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

Escríbenos y te decimos cómo:

Ing. Eduardo Pérez Tosca

eduardo.perez.tosca@outlook.com

Ing. Aarón Retana Pérez

aaron_retana@yahoo.com





Refinerías de *México*

1906



Refinería Lázaro Cárdenas del Río,
Minatitlán, Veracruz

1914



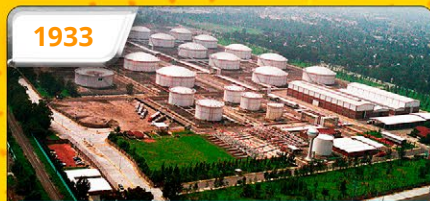
Refinería Francisco I. Madero,
Ciudad Madero, Tampico

1929



Refinería Deer Park,
Houston, Texas

1933



Refinería 18 de Marzo,
Ciudad de México

1950



Refinería Ing. Antonio M. Amor,
Salamanca, Guanajuato

1974



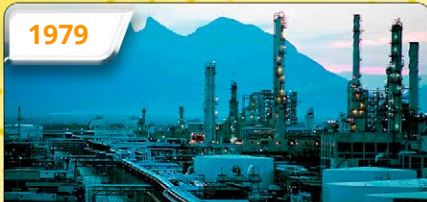
Refinería Antonio Dovalí Jaime,
Salina Cruz, Oaxaca

1976



Refinería Miguel Hidalgo,
Tula, Hidalgo

1979



Refinería Hector R. Lara Sosa,
Cadereyta, Nuevo León

2022



Refinería Olmeca,
Paraíso, Tabasco

www.gob.mx



Mujeres mexicanas

Que descansan en la
rotonda de las personas ilustres



Sor Juana Inés de la Cruz
1648 - 1695

Religiosa novohispana, exponente del Siglo de Oro de la literatura hispánica y considerada la "Décima Musa".



Ángela Peralta
1845 - 1883

Cantante de ópera conocida en su época como el "ruiseñor mexicano".



Virginia Fábregas
1871 - 1950

Destacada pionera y representante de las artes escénicas en México.



Amalia González Caballero
1898 - 1986

Destacada política y diplomática precursora del derecho de la mujer a votar y ser votada en México.



María Izquierdo
1902 - 1955

Reconocida pintora mexicana y destacada exponente del surrealismo.



Dolores del Río
1904 - 1983

La primera actriz latinoamericana en triunfar en Hollywood con una importante labor social.



Maria Lavalle Urbina
1908 - 1996

Primera mujer senadora y magistrada del Tribunal Superior de Justicia.



Emma Godoy
1918 - 1989

Precursora de la defensa de la dignificación de la vejez.



Rosario Castellanos
1925 - 1974

Intelectual y diplomática mexicana. De las escritoras mexicanas más importantes del siglo XX.

Fuente: www.fomentocivico.segob.gob.mx

Antiguos faros de México



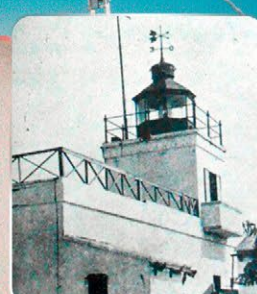
Faro de San José
Veracruz, 1791



Faro de Progreso
Yucatán, 1871



Faro de la Barra
Tampico, 1883



Faro de Mazatlán
Sinaloa, 1879



Faro de Salina Cruz
Oaxaca, 1896



Faro de Cabo Corrientes
Jalisco, 1901



Faro Venustiano Carranza
Veracruz, 1902



Faro de Tecolutla
Veracruz, 1930



Faro de Isla Lobos
Veracruz, 1939



Faro de Isla de Pérez
Yucatán, 1967



Faro Cazonos
Veracruz, 1970



Faro la Barra Tuxpan
Veracruz, 1974

Fuente: www.elmirador.sct.gob.mx



Automóviles con 16 cilindros



Maserati V4
(1929)



Cadillac Series 452 V-16
(1930)



Marmon Sixt
(1931)



Auto union C-Type
(1936)



BRM H16
(1966)



BRM V16
(1947)



Alfa Romeo tipo 316
(1938)



Cadillac V16 Series 90
(1937)



Porsche 917 PA Spider
(1969)



Cizeta Moroder V16T
(1988)



Jiménez Novia
(1995)



Cadillac Sixteen
(2003)



Devel Sixteen
(2017)



Bugatti Chiron
(2017)



Rolls Royce 101EX
(2012)



Bugatti Veyron
(2005)



1ER. FORO JÓVENES INGENIEROS del FUTURO

Consejo Directivo Nacional 2024 - 2026



LATINA
Desarrollos energéticos
Plata

- Futuro de la industria petrolera nacional
- Nuevas tecnologías
- Desarrollo de aguas profundas

04
Abril
2025

PREVENTA
hasta el
21.MAR.25

Las primeras 50 inscripciones podrán participar en la rifa de 1 de los 10 accesos para el "Curso Energía, Transición Energética y Sostenibilidad" del 03.ABR.2025 (Costo \$5,000 MXN)

Cuota de recuperación
 **\$400.00**
Incluye: acceso, kit de bienvenida y alimentos



1ER. FORO JÓVENES INGENIEROS del FUTURO

Consejo Directivo Nacional 2024 - 2026

04
Abril
2025

PREVENTA
hasta el
21.MAR.25

- 08:00 - 08:45 hrs. Registro e inscripción
- 08:45 - 09:00 hrs. Palabras de bienvenida e inauguración
- 09:00 - 10:00 hrs. **Sesión 1: Conferencia plenaria:** "Futuro de la industria petrolera nacional"
- 10:00 - 11:00 hrs. **Sesión 2: Panel:** "Retos tecnológicos y su evolución: hacia nuevos horizontes de la industria petrolera"

Receso

- 11:15 - 12:30 hrs. **Sesión 3: Panel:** "Desarrollo de aguas profundas en México"
- 12:30 - 14:00 hrs. **Sesión 4: Mesa redonda:** "El camino hacia la cima del liderazgo: experiencias de los líderes de la industria petrolera"

Comida

- 15:30 - 16:30 hrs. **Sesión 5: Conferencia motivacional:** "Desarrolla tu talento y potencial"
- 16:30 - 16:45 hrs. Palabras de clausura
- 16:45 - 19:00 hrs. Convivencia técnica

Programa actualizado al 20 de febrero
*SUJETO A CAMBIOS SIN PREVIO AVISO



📍 Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. - Pte. 134 411, Nueva Vallejo. Gustavo A. Madero. C.P. 07750, CDMX.

Atn: Dr. Carlos Pérez Téllez

📞 Tel: 56.5312.5668

✉ correo: info@cipm.org.mx



El primer producto escaneado en una tienda

El 3 de abril de 1973, la aceptación del UPC (Código Universal de Producto) cambió por completo la percepción de los códigos de barras. Pasaron de ser una simple curiosidad tecnológica a convertirse en una poderosa herramienta empresarial.

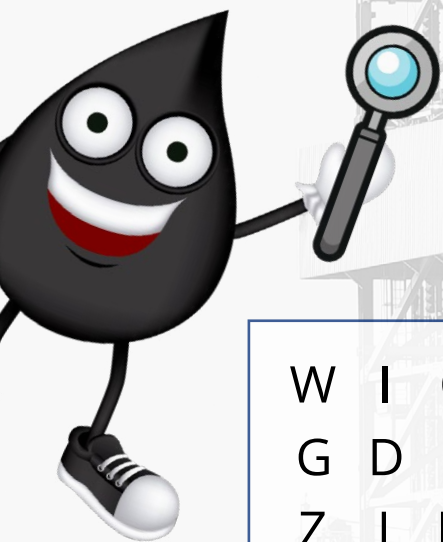
¿Sabes cuál fue el primer objeto con un código UPC que se escaneó en una tienda minorista?

¡Un paquete de chicles Wrigley's Juicy Fruit!

Fue comprado en el supermercado Marsh en Troy, Ohio, a las 8:01 a.m. del 26 de junio de 1974, siendo la primera transacción en la historia en utilizar un código de barras.



Fuente: www.muyinteresante.com



SOPA DE LETRAS PETROLERA

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

Encuentra las siguientes palabras:

ACUÍFERO

ANTICLINAL

ARENISCAS

ASIGNACIÓN

BARRENA

BASAMENTO

COMPRESOR

EMPACADOR

JURÁSICO

MALACATE

MEDIDOR

MOJABILIDAD

OXFORDIANO

PERMEABILIDAD

POZO

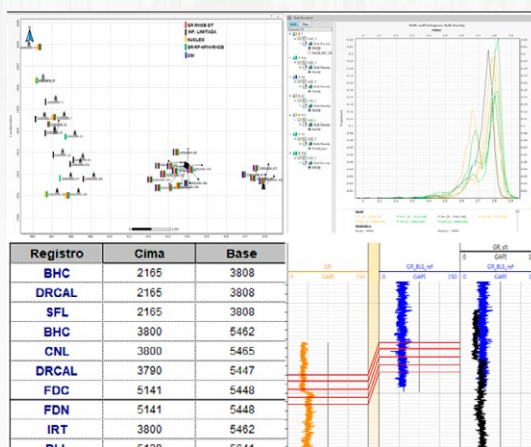
Flujo de trabajo para el cálculo de saturación de agua

Por: Ing. Erik Granados Gómez

Este flujo de trabajo sintetiza el cálculo de la saturación de agua (S_w) en yacimientos petroleros, desde el control de calidad de registros hasta la validación de resultados. Integra mediciones de porosidad, resistividad y contenido arcilloso, proporcionando datos confiables para la toma de decisiones en la explotación del yacimiento.

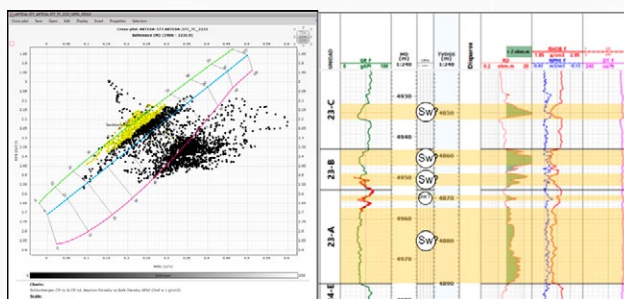
1 Auditoría y Control de Calidad (QC) de los registros geofísicos de pozos.

- Mapa que represente la distribución de la información disponible.
- Correcciones de herramientas (problemas de calibración).
- Eliminación de datos anómalos (picos no representativos).



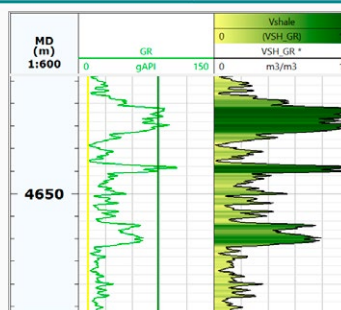
2 Seleccionar zonas de interés.

- Con base en las curvas y el conocimiento geológico, identificar intervalos potencialmente productores.
- Acotar secciones para evaluación de S_w (donde se aplicará el cálculo).



3 Determinar volumen de lutitas (Vsh).

- Uso de Gamma Ray (GR) o métodos alternativos (SP, RT, Larionov, etc).
- Otras correlaciones en formaciones muy arcillosas.



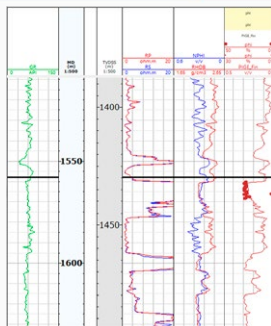
$$Vsh_{GR} = 0.083 * (2^{3.7 * GR_{index}} - 1)$$

Dónde:

$$GR_{index} = \frac{GR - GR_{matrix}}{GR_{shale} - GR_{matrix}}$$

4 Calcular porosidad (ϕ).

- Combinación Neutron (NPHI) y Density (RHOB) para estimar la porosidad efectiva.
- Soporte con Sonico en caso de inferir porosidad secundaria (DT) o como referencia adicional.



$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

$$\phi_N = \text{NPHI (asumiendo litología base)}$$

$$\phi_{ND} = \frac{\phi_D - \phi_N}{2}$$

$$\phi_e = \phi_{ND} * (1 - V_{sh})$$

ρ_m : Densidad de la matriz (2.65 g/cm³ para cuarzo).

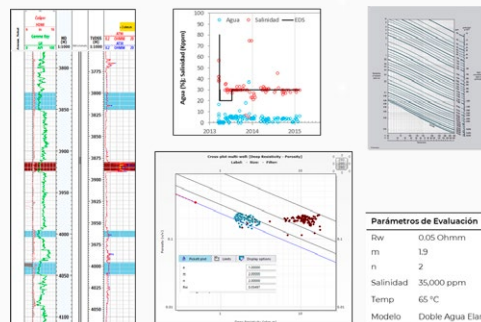
ρ_b : Valor medido por el registro de densidad.

ρ_f : Densidad del fluido poral (generalmente ~1.0 g/cm³ para agua dulce, variando según salinidad y temperatura).

V_{sh} : Volumen de arcilla.

5 Estimar resistividad del agua de formación (R_w).

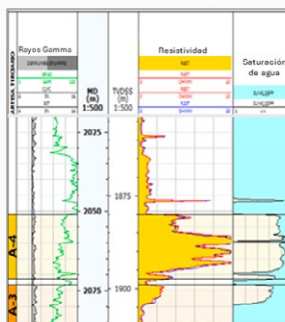
- Medición en laboratorio.
- Correlaciones empíricas (Cartas, Pickett, etc).
- Ajuste a temperatura de formación.



Parámetros de Evaluación	
Rw	0.05 Ohm.m
m	1.9
n	2
Salinidad	35,000 ppm
Temp	65 °C
Modelo	Doble Agua Elan

6 Aplicar Ecuación de Archie (o variantes para arenas arcillosas).

- Ajustar parámetros a, m, n, que dependen de la litología y características del yacimiento.
- Comparar con datos de núcleos (core) y/o pruebas de pozo ajustar parámetros si es necesario.
- Revisar y validar resultados.



$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Dónde,

S_w = Saturación de agua
 a = Factor de Tortuosidad
 m = Exponente de cementación
 R_w = Resistividad del agua de formación
 R_t = Resistividad verdadera de formación
 ϕ = Porosidad
 n = Exponente de Saturación



Autor: Ing. Erik Granados Gómez
Ingeniero petrofísico en PEMEX

Ingeniero Geofísico egresado del Instituto Politécnico Nacional (IPN) en diciembre de 2010. Inició su trayectoria laboral en septiembre de 2011 en la Cía. Schlumberger desarrollando trabajos en el área de evaluación petrofísica en pozos de desarrollo enfocados en carbonatos fracturados y arenas terciarias, así como, en la generación de modelos petrofísicos de doble porosidad para poblamiento de propiedades y el seguimiento de pozos en perforación mediante registros de pozo, muestras de canal y registros de hidrocarburos. Finalmente se desarrolló en el procesamiento e interpretación de imágenes de pozo, sónico dipolar y resonancia magnética. En 2014 ingresó a Pemex Exploración y Producción desempeñándose como petrofísico en la evaluación de formaciones terciarias y mesozoicas en el Activo de Producción Macuspana Muspac. Desde 2020 a la fecha colabora en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción realizando actividades de evaluación de formación y petrofísica sísmica, gestión y coordinación de actividades relacionadas con planes de explotación de campos.



CONVERSANDO

CON EL ING. RAFAEL PÉREZ HERRERA

1. ¿De dónde es y por qué ha elegido este camino profesional?

Soy originario de Comitán, Chiapas. La elección de mis estudios profesionales la realicé hasta que estuve en CDMX, una vez terminada la preparatoria, y supe de las diferencias entre las carreras de Ingeniería Química Petrolera e Ingeniería Petrolera, que eran las que había estado analizando en la materia de orientación vocacional de la prepa, y al comprender mejor a que se dedicaban estas ramas, opté por ingeniería petrolera.

2. Continuando con la pregunta anterior ¿cómo es que decide que quiere desempeñarse en el área de ingeniería de yacimientos?

Primero fue porque las materias que más me gustaron en la carrera fueron las relacionadas a esta especialidad, desde laboratorio de yacimientos y la serie semestral de ingeniería de yacimientos. En especial disfruté mucho las materias que impartían los ingenieros Tiburcio Méndez e Hiram Villalobos en el IPN. Después, al terminar la carrera tuve la fortuna de ingresar a un programa de inducción de PEMEX, en el que durante un año estuvimos rotando en las cinco áreas que había en esa época: ingeniería de yacimientos, producción, reparación de pozos, perforación e ingeniería petrolera. Una vez terminado este programa, elegí el área de ingeniería de yacimientos convencido de que era la especialidad a la que me quería dedicar e inicié a laborar en este departamento en el Distrito Comcalco en 1989.

3. ¿Cuál considera que es la mayor fortaleza que debe tener un profesionista en la industria del petróleo?

Desde mi punto de vista la mayor fortaleza se construye con una combinación de aspectos relacionados con disciplina, proactividad, calidad, conocimiento, capacidad analítica, trabajo en equipo y liderazgo. Todo esto para ser un profesional de alto desempeño.

4. En su etapa profesional ¿cuáles fueron algunos de los grandes desafíos que enfrentó? y ¿cómo los manejó?

Considero que en todas las etapas de la vida profesional nos enfrentamos a algunos eventos que nos exigen aplicarnos al máximo de nuestras capacidades para superarlos. Y me refiero a pequeños y grandes desafíos. Desde que estás en plena formación y el llegar a ser reconocido como especialista o experto técnico en alguna línea o materia es el primer gran desafío, hay que ser disciplinado y apasionado para prepararse e ir más allá de la capacitación convencional, involucrarte en las actividades operativas del día a día y aprender de las experiencias para contar con el conocimiento teórico y práctico que será la base para una carrera exitosa que todos debemos construir sólidamente.

Otro desafío importante se hace presente cuando lideras equipos de trabajo, que bien pueden estar constituidos por decenas o miles de trabajadores. Sin duda esta situación te exige lo máximo de ti en todos los sentidos en un ambiente sumamente demandante. No solo eres el responsable de dirigir la estrategia de la empresa para lograr los objetivos, sino que debes mantener un comportamiento congruente respecto a lo que exigirás a los miembros de tu equipo. Debes demostrar conocimientos y dominio integral de las áreas que te asignarán liderar y mantener una dinámica motivante para lograr que todos den lo mejor de sí. Promover el respeto, trabajo en equipo, comunicación efectiva e integridad, es todo un reto.

La visión y dominio del negocio que demuestres, la transmisión de estrategias claras, la firmeza en la toma de decisiones, incluso el entusiasmo con el que actúes, serán clave para lograr el reconocimiento por convencimiento de los integrantes de tu equipo de trabajo. Difícilmente habrá programas o fórmulas de cómo ser un líder destacado que proporcione la empresa, por lo que debemos fortalecer estas habilidades por nuestra cuenta, aprender de las mejores acciones

“... la mayor fortaleza de un ingeniero petrolero se construye con una combinación de aspectos relacionados con disciplina, proactividad, calidad, conocimiento, capacidad analítica, trabajo en equipo y liderazgo”

de nuestros líderes en todo momento, promover iniciativas personales que impacten positivamente en los trabajadores y forjar un estilo auténtico basado en la disciplina, el respeto y rendición de cuentas.

Otro desafío al que me enfrenté, y que no es nada deseable, es cuando ocurren incidentes graves o accidentes y, junto a tu equipo directivo, debes dirigir las acciones para evitar las pérdidas humanas y minimizar los daños materiales y económicos, así como tomar las mejores decisiones para restablecer las condiciones operativas de manera segura en el corto plazo. Es en estos momentos donde realmente te das cuenta de la importancia de contar con la capacitación correcta en temas de seguridad, de la importancia de los simulacros y auditorías efectivas, de atender debidamente el mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones, de seguir al pie de la letra los procedimientos, entre otras acciones que debemos promover constantemente. La política de seguridad no es rollo sino la manera de evitar estos eventos, por eso hay que vivirla y aplicarla en todo momento.

5. Usted coordinó muchos grupos de trabajo en su carrera profesional dentro de Petróleos Mexicanos ¿qué cualidades considera debe tener un líder para que todos sus colaboradores se sumen al cumplimiento de las metas y objetivos?

Las principales cualidades que fortalecen a un líder considero que son los conocimientos, la toma de decisiones, pensamiento estratégico, fomentar el crecimiento profesional, delegar, congruencia y comunicación. En la práctica, para que los colaboradores se sumen a los esfuerzos de lograr los objetivos, primero hay que establecer una estrategia clara para que esas metas y objetivos se entiendan por todos los integrantes de la organización, que sea debidamente comunicada y revisada periódicamente monitoreando los indicadores de desempeño.

Segundo, mantener contacto con el equipo de trabajo y, en la medida de lo posible, trabajar juntos para revisar procesos y metodologías para guiarlos técnicamente en sus alcances, con el fin de motivarlos constantemente y lograr un mayor compromiso con la misión de la empresa; y tercero, creo que es muy importante implantar iniciativas encaminadas a generar un ambiente laboral sano y entusiasta.

6. ¿Qué libro recomendaría leer y por qué?

Hay un libro que leí el año pasado y que me pareció muy interesante porque explica muy bien el negocio de las materias primas en general, en especial sobre la comercialización del petróleo, y deja en claro la gran influencia de estos empresarios en el poder político mundial, el libro en español se llama “El mundo está en venta”.

7. ¿Qué les aconsejaría a las nuevas generaciones de ingenieros petroleros?

Que tengan metas claras de lo que quieren ser y hacer; que definan una especialidad que sea su pasión y que le dediquen tiempo y autoaprendizaje para que se conviertan en expertos en el corto plazo; que sus entregables sean de gran calidad técnica y visual; que se preparen académicamente; que aprendan de manera fluida un idioma adicional; que participen activamente en foros técnicos y asociaciones de la industria; que sean disciplinados tanto en la vida profesional como personal; que cuiden su salud y su imagen; que sean respetuosos y entusiastas; que no descuiden el tema de autoestima y que fortalezcan sus habilidades blandas.

Quizá parezca una serie de consejos abrumadores, pero si se organizan a lo largo de tantos años de vida profesional, sin duda podrán avanzar en el camino del éxito, llegar a ser grandes líderes y sentirse satisfechos de sus logros.



Ing. Rafael Pérez Herrera

Ingeniero Petrolero por el Instituto Politécnico Nacional. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1988. Se especializó como ingeniero de yacimientos, realizando y dirigiendo numerosos estudios de comportamiento primario, caracterización de fluidos, recuperación secundaria y mejorada, simulación numérica, caracterización dinámica, productividad de pozos y desarrollo de campos.

Es experto en la operación de campos petroleros estableciendo estrategias de explotación integral para

maximizar la recuperación de reservas de aceite y gas, así como la rentabilidad económica de los yacimientos.

En Pemex Exploración y Producción laboró durante 34 años, desempeñándose como Ingeniero de Estudios, Líder de Proyectos, Coordinador de Diseño de Proyectos, Administrador de Activos de Producción, Subdirector de Producción de la Región Marina Noreste y Subdirector Técnico de Exploración y Producción, puesto del que se jubila a partir de mayo de 2022.

Posteriormente se mantuvo activo en la industria petrolera como consultor y asesor de ingeniería. De julio de 2023 a junio de 2024, se desempeñó como Director de Cuenta en Baker Hughes.

Durante su trayectoria laboral se le otorgaron reconocimientos como "Experto Distinguido" por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México en junio de 2006, "Reconocimiento por Destacada Labor Profesional en el Área de la Ingeniería" por el Comité Organizador del Día del Ingeniero en el Estado de Tabasco en julio de 2012, "Experto Tecnológico Nivel II" de Pemex Exploración y Producción en abril de 2014, "Premio Estatal de Ingeniería" otorgado por los Colegios de Profesionales de la Ingeniería del Estado de Tabasco en julio de 2015, "Premio Nacional de Ingeniería Petrolera 2019" por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México en octubre de 2020 y "Service Award for the Gulf Coast North America Region" por la Society of Petroleum Engineers en mayo de 2024.

Ha participado como autor y coautor en el desarrollo de más de 60 artículos técnicos, presentados en congresos nacionales e internacionales. Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de la Society of Petroleum Engineers y Académico Titular de la Academia de Ingeniería de México. Actualmente se desempeña como consultor y asesor en Ingeniería de Yacimientos, así como de Planeación Estratégica e Inteligencia de Negocios.



Energía, transición energética y sostenibilidad

Curso presencial



03 de abril de 2025



08 - 18:00 HRS



Poniente 134 411, Nueva Vallejo,
Gustavo A. Madero. C.P. 07750, CDMX.



Atención: Dr. Carlos Pérez Téllez
55-5260-6537 / info@cipm.org.mx

TEMARIO

1. Introducción
2. Importancia de la sostenibilidad
3. Energía y transición energética
4. Acciones para el cumplimiento

**Costo de
\$5,000 MXN**

¡Sin costo para los Colegiados*!
Coffe break y comida incluida

*Colegiados con cuotas al corriente



M.I. Benito Ortiz Sánchez
Premio de Ingeniería Petrolera
y Académico de la AI



El infinito en un junco:

La invención de los libros en el mundo antiguo

Con la misión de promover el disfrute de los libros y de la lectura alrededor del mundo, en 1995, la UNESCO estableció el 23 de abril como Día Internacional del Libro, fecha en que se suceden celebraciones en todo el mundo para dar a conocer el poder mágico de los libros: «un nexo entre el pasado y el futuro, un puente entre generaciones y distintas culturas». Por eso, qué mejor que “El infinito en un junco” de Irene Vallejo para rendir homenaje a este objeto incomparable nacido hace cinco milenios, cuando los egipcios descubrieron el potencial de un junco al que llamaron papiro.

¿De qué va?

Este es un libro sobre la historia de los libros. Un recorrido por la vida de ese fascinante artefacto que inventamos para que las palabras pudieran viajar en el espacio y en el tiempo. La historia de su fabricación, de todos los tipos que hemos ensayado a lo largo de casi treinta siglos: libros de humo, de piedra, de arcilla, de juncos, de seda, de piel, de árboles y, los últimos llegados, de plástico y luz.

Es, además, un libro de viajes. Una ruta con escalas en los campos de batalla de Alejandro y en la Villa de los Papiros bajo la erupción del Vesubio, en los palacios de Cleopatra y en el escenario del crimen de Hipatia, en las primeras librerías conocidas y en los talleres de copia manuscrita, en las hogueras donde ardieron códices prohibidos, en el gulag, en la biblioteca de Sarajevo y en el laberinto subterráneo de Oxford en el año 2000.

Mi humilde opinión

★★★★★ Joya, todos deberían leerlo

Narrado con inteligencia y una prosa luminosa, la autora recurre a la voz de la fábula para rendir homenaje a los libros, las bibliotecas y la lectura. Este ensayo es una celebración al libro como instrumento sanador y refugio para los que no concebimos la vida sin ellos, ya que “nos rescatan de toda clase de encierros con solo tenues movimientos de nuestros ojos y manos, y nos recuerdan que el universo entero puede caber en los surcos de una página impresa”. No hay palabras suficientes para describir la belleza de esta obra maestra, que sin duda se convertirá en un clásico universal.

“Leer es escuchar música hecha palabra. Es cercanía y extrañeza. Es a veces hablar con los muertos para sentirnos más vivos. Es viaje inmóvil. Es una maravilla cotidiana.”

Sobre la autora

Irene Vallejo Moreu es filóloga y escritora nacida en Zaragoza, España. Atraída desde la infancia por las leyendas de Grecia y Roma, estudió Filología Clásica, además cuenta con un doctorado por las Universidades de Zaragoza y Florencia. Su labor se centra en la investigación y la divulgación de los autores clásicos, ha colaborado con diversos periódicos tanto en España como en México, donde mezcla temas de actualidad con enseñanzas del mundo antiguo. En 2019 nació su ensayo “El infinito en un junco”, por el cual ha recibido múltiples premios. Traducido a más de treinta y cinco idiomas y publicado en más de cincuenta países, es un éxito editorial internacional.

A saber

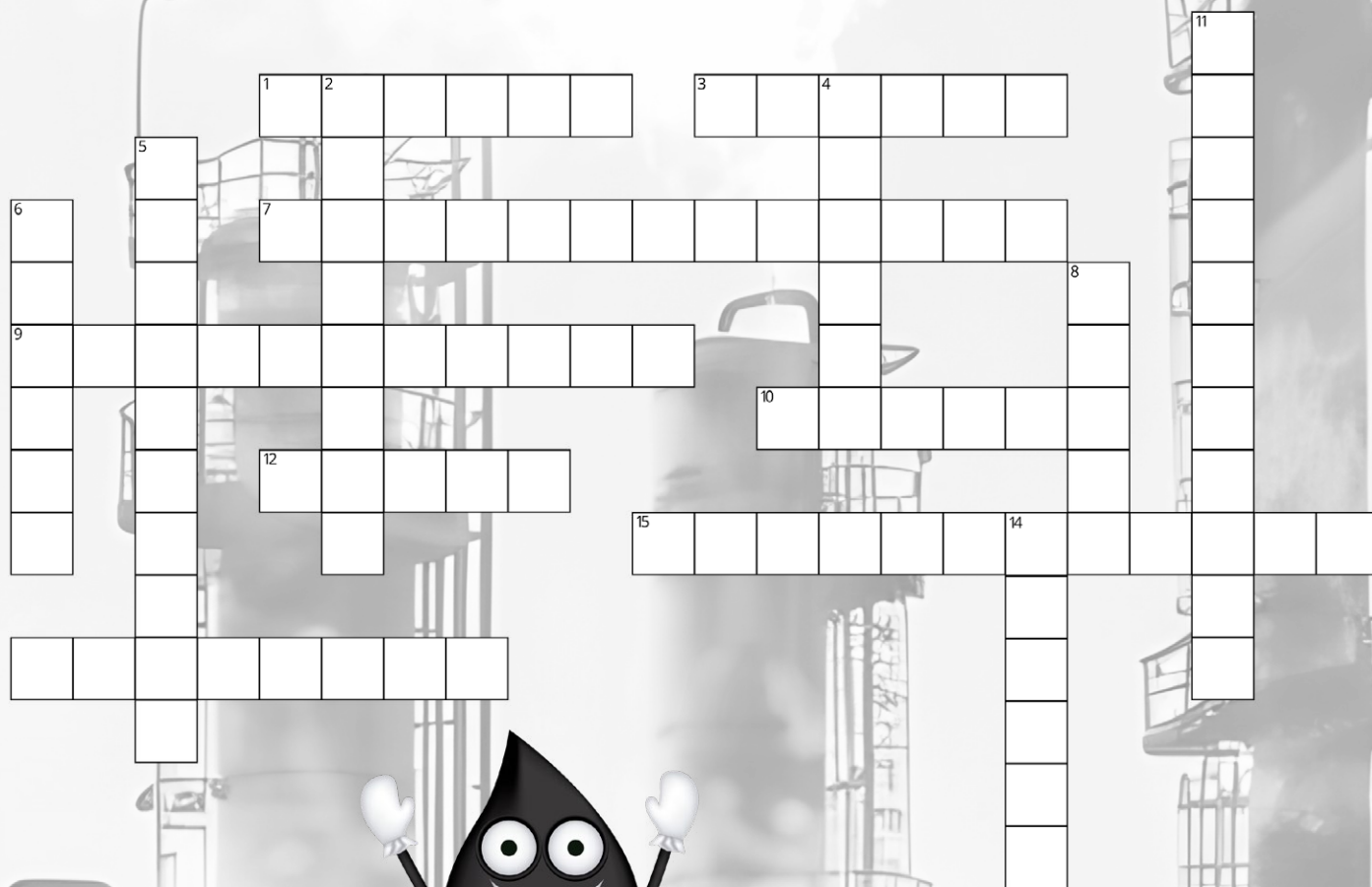
El Día del Libro es también una fecha significativa porque alrededor de este día murieron tres grandes escritores de la literatura universal: Miguel de Cervantes, Inca Garcilaso de la Vega y William Shakespeare. Además, coincide con la celebración a Sant Jordi o San Jorge, una fiesta donde los hombres regalaban una rosa a las mujeres debido a la leyenda que rodea la devoción al santo. Por esto, es costumbre regalar un libro y una rosa a las personas queridas cada 23 de abril.

“No hay historia, no hay página que palpите sin el roce de unos ojos ajenos. (...) Leer exige creer la historia, pero también crearla”



Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente
Ingeniera Petrolera en PEMEX

CRUCIGRAMA DE CONOCIMIENTOS PETROLEROS



Horizontal

Vertical

- 1** Define un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de hidrocarburos y los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias impidiendo que estos escapen.
- 2** El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables.
- 3** Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades.
- 4** Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.
- 5** Rocas sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas cercanas a la costa.
- 6** Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura.
- 7** Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.
- 8** Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.
- 9** Actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo.
- 10** Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros.
- 11** Acopio de los Hidrocarburos de cada pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de los pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte.
- 12** Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada.
- 13** Procedimientos de calor y presión que transforman a los hidrocarburos de alto peso molecular y punto de ebullición elevado en hidrocarburos de menor peso molecular y punto de ebullición.
- 14** Roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en estratos delgados relativamente impermeables.
- 15** Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar conductos existentes o crear nuevos en la formación productora de un pozo.

Mátrato animal

Síntoma de la degradación social

Por Alejandra Balderas Flores



El 4 de octubre de 1929 se dio la declaratoria del día mundial de los animales, esto por iniciativa de la Organización Mundial de Protección Animal, en un congreso celebrado en Viena. El objetivo principal es generar una solución al problema de las especies en peligro de extinción. Así mismo, promover una gran enseñanza en la humanidad comprendiendo cuál es nuestro lugar en la Tierra, ya que el bienestar de nosotros está integrado al bienestar de todos los animales y el medio ambiente.

Hoy en 2025, México ocupa el tercer lugar en el maltrato a los animales y el 85% de estas agresiones son realizadas por hombres, se establece que todo acto que implique la muerte innecesaria de un animal es un biocidio, es decir, un crimen contra la vida; todo acto que implique la muerte de un gran número de animales salvajes es un genocidio, es decir, un crimen contra la especie, la cual es provocada por la contaminación y destrucción de sus ambientes naturales.

El abandono de animales en vía pública también es considerado violencia contra los animales, así como el constante maltrato y explotación contra los animales que se realiza de manera desmesurada sin ninguna regulación a nivel federal adecuada para prevenir esta problemática.

En casos como en el estado de Tabasco, a pesar de que existen leyes que protegen a los animales, el número de casos de maltrato animal cada vez es mayor. En muchos de estos no se hace algo al respecto por falta de denuncias, ya que la mayoría de las personas no saben a dónde acudir y no se tiene información adecuada con las instancias encargadas.

El no castigar y hacer justicia cuando se presentan casos de maltrato y violencia hacia los animales lo único que genera es que esas mismas personas escalen esa violencia hacia la sociedad y seres vulnerables como niños y adultos mayores, así como la propagación de que más personas realicen estos actos inhumanos a otros animales y esto provoca un problema aún más grande.

Es urgente y necesario hacer conciencia de respetar la vida de todos los seres vivos.

Es un trabajo en equipo que involucra a la sociedad y al mismo gobierno para que en conjunto se puedan aplicar nuevas políticas públicas en beneficio de todos, se debe considerar la importancia de esterilizar a las mascotas y tener un control de todos los perros y gatos que viven en las calles, así como se realiza en otros países, por ejemplo, Turquía.





Si ya tenemos un claro ejemplo de cómo se puede hacer un trabajo social para estos animales, se puede ajustar a la zona donde vivimos y replicar el modelo de proyecto.

Por otro lado, es de suma importancia crear una conciencia más humana y solidaria desde la infancia, es decir, implementar materias que se le enseñen a los niños a ser mejores seres humanos, crear valores de la importancia de la vida, enseñarles del respeto hacia la vida y fomentarlo desde que están pequeños, esa empatía que desafortunadamente a muchos adultos les hace falta pero que podemos difundir y crear una conciencia sobre esta situación.

Es posible, con la colaboración de todos ir armando un proyecto que nos enseñe la compasión, solidaridad, responsabilidad, civismo, cooperación, igualdad y compromiso.

No seamos ajenos ante el dolor y la injusticia de aquellos que no pueden hablar por sí mismos, hagamos el bien y No al maltrato animal.

**"Tòdòs
lòs ànimàlès
nàcèn iguàlès
àntè là vidà y
tiènèn lòs mismòs
dèrèchòs à là
èxistèncià"**



**Alejandra
Balderas Flores**

Doctora en Innovación,
Gobierno y Políticas Públicas

 alebalderas

 Ale Balderas



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

¡Súmate al CIPM!



Contactos por Sección:

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



PUNTO DE SAL

COCINA CONTEMPORÁNEA

Promoción 10%^{off*}

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



Congreso Mexicano del Petróleo



Eficiencia, innovación y sostenibilidad:

Retos y soluciones del sector petrolero

18 - 21 de junio, 2025 | Acapulco, Guerrero



SOLUCIONES

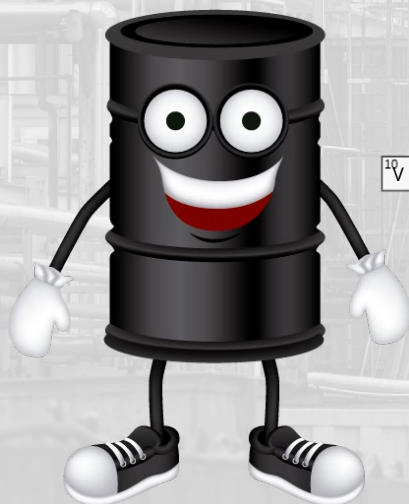
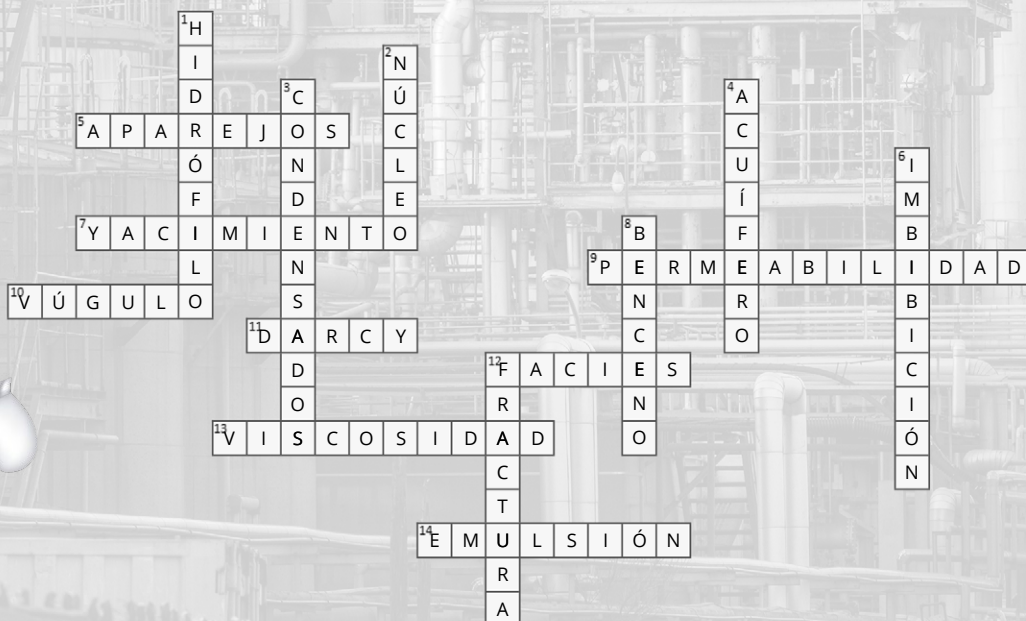


Edición Nochebuena

SOPA DE LETRAS PETROLERA



CRUCIGRAMA DE CONOCIMIENTOS PETROLEROS





EDICIÓN
AJOLOTE
Marzo 2025



Estación de servicio, PEMEX 1944.

Eventos de la industria petrolera nacional e internacional 2025

Abril

Convención Nacional Petrolera 2025,
10, Hotel Camino Real Polanco, Ciudad de México

Mayo

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

Junio

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

Agosto

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

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

**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 

CONTÁCTANOS

eduardo.perez.tosca@outlook.com
aaron_retana@yahoo.com

Diseño por:



Escanea el código para
acceder todas las ediciones

