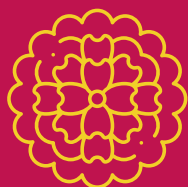


Revista Petrolera

Ingeniería por México

ENERO 2026 Año 3 No. 5



EDICIÓN
CEMPASÚCHIL
Enero 2026



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”

Apreciables miembros de la comunidad petrolera,

Nos complace poner a su disposición la más reciente edición de la **Revista Petrolera, Edición Cempasúchil**. Esta publicación, auspiciada por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, se ha consolidado como un referente que integra el rigor del análisis técnico, la experiencia profesional y el enriquecimiento cultural y social de nuestro gremio.

En esta edición abordamos temas que reflejan el dinamismo y la evolución constante de la industria petrolera. En la sección **Entorno Petrolero**, se analizan, entre otros asuntos, las nuevas oportunidades de inversión en el sector energético exploradas por México y Japón; los contratos mixtos de PEMEX; el reactor de hidrotratamiento de la Refinería de Salina Cruz; los proyectos de transición energética desarrollados por PEMEX y el IMP; la producción de Hokchi Energy; así como las alianzas de terceros orientadas a la revitalización de campos maduros.

En **Memorias Técnicas**, se presentan artículos relacionados con pruebas de presión transitoria; el litio en México y en el contexto internacional; la innovación en la transformación digital de campos petroleros; la aplicación del aprendizaje automático para la predicción de registros geofísicos; y la caracterización integral de cavernas en domos salinos.

La sección **Hitos Históricos** nos invita a ampliar nuestra perspectiva mediante un recorrido por temas diversos, como las estatuas más grandes de México, las mejores

películas relacionadas con el petróleo, y la evolución de la iluminación automotriz en paralelo con el desarrollo de la industria petrolera mundial.

En la sección **¿Sabías que?** se integran contenidos de carácter técnico y cultural con el objetivo de ampliar la perspectiva del lector. En esta edición se abordan temas como las ciudades más altas del mundo, así como una guía técnica para la elaboración de modelos de simulación numérica simplificada.

Nuestro **Anecdótico** se adentra en la trayectoria profesional y personal del Ing. Luis Manuel Perera Pérez, compartiendo sus experiencias, aprendizajes y valiosos consejos.

Finalmente, en el **Rincón Literario**, presentamos *Frankenstein* de Mary Shelley, una obra que invita a la reflexión sobre la ética científica, la responsabilidad del creador hacia su creación, el rechazo social, la naturaleza del bien y del mal, la búsqueda de identidad y la soledad.

Les extendemos una atenta invitación a explorar esta edición con interés y sentido de pertenencia. La presente revista constituye un testimonio del esfuerzo colectivo, del intercambio de conocimientos, de las historias que dignifican nuestra labor y de una profesión que se fortalece y evoluciona de manera continua.

Con estima y compromiso hacia nuestra comunidad,

M. en I. Eduardo Poblano Romero

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Consejo Directivo Nacional
2024 - 2026



CEMPASÚCHIL

Flor de cempasúchil, belleza espiritual

Cuenta la leyenda que los mexicas transformaron la flor de tonalxóchitl en una flor con más pétalos llamada cempasúchil, del náhuatl cempoalxóchitl, que significa veinte flores.

Originaria de México, la flor de cempasúchil (Tagetes erecta) es junto al pan de muerto y las calaveritas de azúcar uno de los elementos más tradicionales dentro de la festividad mexicana del Día de Muertos, en la cual se utiliza para adornar los altares dedicados a los fieles difuntos.

La flor de cempasúchil es muy aromática y el color de sus pétalos va desde el amarillo intenso hasta el anaranjado. Esta planta se cultiva bajo condiciones cálidas, semicálidas, secas y templadas. Cabe añadir que florece durante toda la temporada de verano y otoño.

En lo que se refiere al uso ritual que se le da a esta flor en el Día de Muertos, se tiene la creencia de que sus pétalos iluminan el camino de las almas que nos visitan

en dicho festejo. Otros dicen que es su olor el que las guía hacia su hogar, en el que los espera un delicioso banquete acomodado en un decorado altar dedicado a su memoria.

A la flor de cempasúchil también se le da un uso medicinal que ha sido aprovechado desde tiempos antiguos por las culturas mexicanas con la finalidad de combatir problemas digestivos y respiratorios al prepararla en té, así como en aceite para aplicarlo en el pecho y la espalda con el propósito de curar los resfriados y calentar los pulmones.

Toda una tradición es la flor de cempasúchil en México, donde registra una producción anual que supera las nueve mil toneladas, y un valor de producción de más de 89 millones de pesos.

Es importante destacar además que el estado de Puebla es el principal productor de este ícono mexicano.

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. Norma Itzel Morales Herrera
- C5.3 Publicación técnica: Revista Petrolera
Ing. Eduardo Pérez Tosca
Ing. Aarón Retana Pérez

C6 Eventos y foros técnicos Dr. José Ramón Mayorquín Ruíz

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

OBJETIVO ESTRATÉGICO 3 VINCULACIÓN CON ENTIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO

Titular: Dr. Néstor Martínez Romero

No. Comité

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

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

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

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

OBJETIVO TRANSVERSALES

No. Comité

C9 Relaciones públicas Responsable: Dr. Néstor Martínez Romero

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

Consejo Directivo Nacional
2024 - 2026



Ingeniería por México



Congreso Mexicano del Petróleo



Ingeniería por México

Boca del Río, Veracruz

3 - 6 de junio, 2026 • WTC



Registro CMP



CONTENIDO



ENTORNO PETROLERO

México y Japón exploran nuevas oportunidades de inversión en el sector energético	8
Supervisan titulares de SENER, Pemex y CFE montaje del reactor de hidrotratamiento en la Refinería de Salina Cruz, Oaxaca	9
PEMEX adjudica cinco contratos mixtos	10
IMP y Pemex trazan ruta de colaboración para impulsar proyectos de transición energética ..	12
Hokchi Energy promedia producción de 21,500 barriles diarios en 2025.....	13
Baker Hughes y Hunt Oil sellan alianza global para revitalizar yacimientos maduros	14



MEMORIAS TÉCNICAS

Comportamientos ambiguos en la derivada para pruebas de presión transitoria: implicación de fenómenos de pozo y procesamiento de información. <i>Autor: M. I. Eric Ángel Aguirre Hernández</i>	16
El litio en México y el mundo. <i>Autor: Ing. Gerardo Posadas López</i>	22
Transformación digital en campos petroleros: tablero operativo, escenarios probabilísticos con inteligencia artificial y reportes automatizados. <i>Autor: M.I.A. Juan Manuel Rodríguez Mateos</i>	26
Caracterización integral de cavernas en domos salinos para almacenamiento de hidrocarburos. <i>Autor: Ing. Jessica Salgado Mendoza</i>	29
Aplicación de aprendizaje automático para predicción de registros geofísicos de pozos en la costa del Golfo de México: Estudio de caso del pozo RHA- 161 utilizando Algoritmo Random Forest. <i>Autor: Ing. Ramón Hernández Ángeles</i>	34



HITOS HISTÓRICOS

Las 9 estatuas más grandes de México	42
Top 10: Las mejores películas de petróleo de todos los tiempos.....	43
La iluminación automotriz a través del tiempo	44
Evolución de la industria petrolera mundial	45



¿SABÍAS QUÉ?

Las ciudades más altas del mundo.....	47
Modelos de simulación numérica simplificada. <i>Autor: Ing. Gabriela García González</i>	49



ANECDOTARIO

Entrevista al Ing. Luis Manuel Perera Pérez	53
---	----



RINCÓN DE LECTURA

Frankenstein o el moderno Prometeo	55
--	----



México y Japón

exploran nuevas oportunidades de inversión en el sector energético

México y Japón avanzan en el fortalecimiento de su relación económica mediante la exploración de nuevos proyectos de inversión en el sector energético, uno de los ejes estratégicos para el desarrollo y la transición energética del país. Como parte de este diálogo, la Secretaría de Energía, Luz Elena González, sostuvo una reunión de trabajo con el embajador de Japón en México, Kozo Honsei, así como con empresarios japoneses vinculados a la industria energética.

Durante el encuentro, ambas partes intercambiaron puntos de vista sobre las oportunidades que ofrece el mercado energético mexicano, en un contexto marcado por la modernización de la infraestructura, el crecimiento de la demanda y el impulso a fuentes de energía más limpias y eficientes. La reunión permitió evaluar posibles áreas de colaboración en generación eléctrica, eficiencia energética, tecnologías limpias y proyectos asociados al fortalecimiento del sistema energético nacional.

La titular de la Secretaría de Energía subrayó que el Gobierno de México mantiene una postura de apertura y certidumbre para la inversión extranjera. "Hoy me reuní con el embajador de Japón en México, Sr. Kozo Honsei, y empresarios del sector, refrendando el compromiso de México con un diálogo abierto y un entorno de certidumbre

para la inversión japonesa en el sector energético", expresó la funcionaria tras el encuentro.

Japón es uno de los socios económicos más relevantes de México, con una presencia destacada en sectores industriales y tecnológicos. En materia energética, las empresas japonesas cuentan con amplia experiencia en innovación, desarrollo de infraestructura y soluciones orientadas a la sustentabilidad. Lo que representa un valor agregado para los proyectos que se analizan de manera conjunta.

El acercamiento se da en un momento en el que México busca fortalecer su seguridad energética y ampliar su capacidad de generación. Así como avanzar en la transición hacia un modelo más sustentable, sin descuidar la confiabilidad del suministro. En este contexto, la cooperación con socios internacionales resulta clave para atraer capital, tecnología y mejores prácticas.

La reunión entre la SENER y la representación diplomática japonesa sienta las bases para profundizar la cooperación bilateral y abrir nuevas oportunidades de inversión. «Que contribuyan al desarrollo económico, la creación de empleos y el fortalecimiento del sector energético mexicano».

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx



Supervisan titulares de SENER, Pemex y CFE montaje del reactor de hidrotratamiento en la Refinería de Salina Cruz, Oaxaca

Autoridades del sector energético del Gobierno de México encabezados por la Titular de la Secretaría de Energía (SENER), Luz Elena González Escobar, la Directora General de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Emilia Calleja Alor, y el Director General de Petróleos Mexicanos (Pemex), Víctor Rodríguez Padilla, supervisaron la maniobra de montaje del reactor de hidrotratamiento del proyecto de Aprovechamientos de Residuales en la Refinería de Salina Cruz, Oaxaca.

Esta acción representa un avance sustancial en la construcción de la nueva infraestructura de procesamiento, al ser fundamental para los procesos de purificación y mejora de la calidad de los combustibles, ya que elimina el azufre del gasóleo utilizando hidrógeno para producir combustibles más limpios, lo que permitirá cumplir con los más altos estándares ambientales y de eficiencia.

Esta infraestructura forma parte integral de la estrategia de modernización de los activos productivos de la nación.

Una vez que entre en operación, la planta Coquizadora tendrá la función de convertir residuos pesados del petróleo en coque, gas y destilados más ligeros, logrando que la Refinería de Salina Cruz incremente significativamente su aporte a la oferta nacional de combustibles. Asimismo, reducirá la dependencia de las importaciones.

Este proyecto no solo fortalece la seguridad energética, sino que también impulsa el desarrollo económico de la región del Istmo de Tehuantepec, a través de la creación de empleos y el fortalecimiento de la cadena de suministro local.

La presencia de los titulares de SENER, Pemex y CFE refuerza el compromiso del Gobierno de México por una política energética unificada que garantice el suministro confiable de energía y combustibles, y reafirma su responsabilidad con la generación de hidrocarburos de calidad y la mejora continua de sus operaciones.

Fuente: www.gob.mx



PEMEX

adjudica cinco contratos mixtos

Petróleos Mexicanos adjudicó los primeros cinco de los nuevos contratos mixtos, y llevará a cabo la firma de los mismos el próximo 19 de diciembre, según informó el director general de la empresa, Víctor Rodríguez Padilla, a inversionistas.

De esta forma, los contratos mixtos adjudicados fueron Tamaulipas-Constituciones, Cuervito, Sini-Caparroso, Agua Fría y Tupilco Terciario. Y las empresas ganadoras: las mexicanas CESIGSA, Geolis, Consorcio Petrolero 5M del Golfo y Petrolera Miahuapan.

El primero de éstos, Tamaulipas-Constituciones, se ubica tierra adentro en la Cuenca de Tampico Misantla. Según informó Pemex en sus cuartos de datos para la licitación, tiene una superficie de 101.8 kilómetros cuadrados y 125 millones de barriles como reservas totales de aceite pesado de 17 grados API, además de 144,000 millones de pies cúbicos de gas natural.

En los últimos siete años cuenta con una producción de 4,300 barriles diarios de petróleo y 11.1 millones de pies cúbicos

diarios de gas, que la empresa mexicana Consorcio 5M del Golfo continuará y buscará elevar en una sociedad donde Pemex tendrá una participación de 80% del contrato, luego de recibir un bono de 5.150 millones de dólares. El contrato en el campo Cuervito, en la cuenca de Burgos, tiene un área de asignación de 536 kilómetros cuadrados, de yacimientos en areniscas compactas a profundidades de entre 2,500 y 3,000 metros.

Tiene reservas de 279,900 millones de pies cúbicos de gas natural y una producción de 29 millones de pies cúbicos por día de este hidrocarburo.

La firma ganadora de la adjudicación fue la también mexicana prestadora de servicios Geolis, que dará a Pemex un bono por 5.711 millones de dólares y una participación de 46% del contrato.

En el campo Tupilco-Terciario, localizado en el sureste terrestre de la República, el área de asignación fue de 80.1 kilómetros cuadrados en yacimientos de areniscas a profundidades de hasta 4,000 metros en Tabasco.

CAMPO	UBICACIÓN	ACEITE (MBD)	GAS (MILES DE MMPCD)	GANADOR	% PEMEX	BONO (MDD)
Tamaulipas Constituciones	Tampico-Misantla	78.59	80.9	C5M	80	5.15
Cuervito	Burgos	--	262	Geolis	46	5.71
Tupilco Terciario	Sureste Terrestre	7	3.2	CESIGSA	64	3.00
Sini Caparroso	Sureste Terrestre	23.3	57.9	C5M	84	25.26
Agua Fría	Tampico-Misantla	128.9	201.5	Petrolera Miahuapan	48	10.72

Pemex recibirá de los privados que con los que se asociará en sus primeros cinco contratos mixtos un monto por bonos acumulados de casi 50 millones de dólares.

Tiene reservas totales de aceite de 7 millones de barriles de aceite negro con una densidad de 32 grados API, además de reservas de gas de 3,000 millones de pies cúbicos de gas. Su producción llegó a un pico de 600 barriles diarios de petróleo y a 3 millones de pies cúbicos de gas.

La firma ganadora fue CESIGSA, al dar un bono de 3 millones de dólares y una participación de 64% a Pemex en el nuevo contrato.

En el área Sini-Caparroso también localizada en Tabasco, la superficie adjudicada fue de 76.95 kilómetros cuadrados de yacimientos de rocas calizas y dolomías con profundidades de hasta 5,500 metros. Las reservas totales documentadas ascienden a 34 millones de barriles de aceite volátil con densidad de hasta 43 grados API y a 89,000 millones de pies cúbicos de gas natural. A su vez, tiene una producción de 18,100 barriles diarios de crudo y de 47.4 millones de pies cúbicos al día de gas.

La firma ganadora fue también la mexicana Consorcio 5M del Golfo, con un bono de 25.255 millones de dólares para Pemex, que en el contrato tendrá una participación de 84 por ciento.

Finalmente, el contrato en Agua Fría se localiza entre los estados de Veracruz y Puebla y tiene un área de 176 kilómetros cuadrados. Produce aceite negro de 24 grados API y fue adjudicado a Petrolera Miahuapan con un bono de 10.723 millones de dólares para Pemex, al que se le dio una participación de 48% del contrato.

“Para el 2025 Pemex había proyectado desde el segundo trimestre del año un total de 11 contratos mixtos.”

Fuente: www.eleconomista.com.mx

IMP y Pemex

trazan ruta de colaboración para impulsar proyectos de transición energética

La directora general del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Dra. Elizabeth Mar Juárez, encabezó una reunión con directivos y especialistas del organismo para recibir a representantes de Petróleos Mexicanos, con el propósito de analizar una agenda conjunta orientada a fortalecer la sostenibilidad y modernización de la empresa pública del Estado.

Durante el encuentro, ambas instituciones abordaron iniciativas estratégicas centradas en transición energética, eficiencia operativa y el desarrollo de soluciones tecnológicas innovadoras que permitan avanzar hacia un modelo energético más competitivo y alineado con los objetivos nacionales de descarbonización. Este diálogo técnico busca potenciar capacidades, compartir conocimiento especializado y acelerar proyectos que impacten directamente en la seguridad y eficiencia del Sistema Nacional de Refinación.

Entre los primeros acuerdos, se destacó que esta reunión constituye el arranque formal de una ruta de trabajo colaborativa, diseñada para impulsar proyectos clave que han sido identificados como prioritarios para el fortalecimiento operativo de Pemex.

Entre ellos se encuentran la reinyección de gas para optimizar procesos de producción, la optimización operativa en áreas estratégicas y el desarrollo de nuevas tecnologías para el aprovechamiento energético, elementos indispensables para mejorar el desempeño ambiental y económico de la empresa.

La Dra. Mar Juárez enfatizó la importancia del trabajo conjunto entre el IMP y Pemex, al señalar que la coordinación técnica y científica es fundamental para alcanzar los estándares internacionales de eficiencia y sostenibilidad que demanda la industria energética global. Asimismo, destacó la capacidad del Instituto para generar soluciones basadas en innovación e investigación aplicada. Así como desarrollo tecnológico con impacto directo en las operaciones de la petrolera.

Con este primer acercamiento, ambas instituciones reafirmaron su compromiso de avanzar en una agenda común que permita fortalecer la soberanía energética de México. Así como consolidar procesos más limpios y robustecer la competitividad del sector en los próximos años.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx





Hokchi Energy

promedia producción de 21,500 barriles diarios en 2025

Hokchi Energy reporta una producción promedio de 21,500 barriles diarios de petróleo crudo equivalente, cifra que reafirma su posición como el segundo operador privado con mayor aportación a la plataforma petrolera nacional. Con este desempeño, la compañía consolida su papel como uno de los actores más relevantes en el desarrollo energético del país.

La empresa, filial de Pan American Energy LLC, mantiene una participación destacada dentro del sector privado, al aportar 12% de la producción total de crudo proveniente de este segmento. Este rendimiento se suma a una trayectoria de crecimiento que incluye su producción récord de 27,500 barriles diarios en diciembre de 2022, la marca más alta desde el inicio del desarrollo comercial del campo Hokchi en mayo de 2020. En 2024, su producción promedió 21,450 barriles diarios, lo que refleja una operación estable y eficiente.

Hokchi Energy ha acumulado más de 1,600 millones de dólares en inversiones destinadas a proyectos de exploración y producción en México. Además, la compañía prevé destinar 1,500 millones de dólares adicionales para continuar con el desarrollo del área marina Hokchi durante los próximos años, como parte de su estrategia de expansión y fortalecimiento operativo.

A finales de 2024, la entonces Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) aprobó el Programa de Trabajo y Presupuesto 2025, orientado a optimizar las actividades de producción en el campo Hokchi, ubicado en aguas someras frente a la costa de Tabasco. El área contractual abarca 39.59 km², con extracción de crudo de 18 a 28 grados API, y un plan de recuperación estimado en 7.39 millones de barriles de aceite y 2.91 mil millones de pies cúbicos de gas.

El Ingeniero Gerardo Doria, vicepresidente de activos de Pan American Energy LLC, destacó que los resultados alcanzados reflejan el firme compromiso de la empresa con el cumplimiento del Plan de Desarrollo del campo marino Hokchi.

“Esta producción demuestra el compromiso de Hokchi con los más altos estándares de seguridad, protección ambiental y responsabilidad social, contribuyendo además al fortalecimiento de la soberanía energética del país”, subrayó el directivo.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx

Baker Hughes y Hunt Oil sellan alianza global para revitalizar yacimientos maduros

Baker Hughes y Hunt Oil Company firmaron un acuerdo marco global conjunto para el redesarrollo de yacimientos maduros de petróleo y gas, con el objetivo de prolongar la vida útil de activos obsoletos y liberar valor remanente en campos que aún conservan potencial comercial. La alianza combina las tecnologías energéticas avanzadas y las capacidades de caracterización del subsuelo de Baker Hughes con la amplia experiencia de Hunt Oil en exploración, desarrollo y operación de yacimientos en cuencas clave a nivel mundial.

De acuerdo con ambas compañías, el convenio responde a la necesidad de aplicar nueva tecnología, mayor conocimiento del subsuelo e inversiones focalizadas para restablecer y sostener la producción en activos con infraestructura existente y geología probada. Lorenzo Simonelli, director ejecutivo de Baker Hughes, destacó que la iniciativa refleja la creciente urgencia de innovar en torno a yacimientos maduros, donde la renovación impulsada por la tecnología será determinante para mantener el suministro global en los próximos años.

Por su parte, Hunter Hunt, director ejecutivo de Hunt Oil, subrayó que la combinación del enfoque operativo emprendedor de la compañía con las herramientas técnicas de Baker Hughes crea una plataforma sólida para revitalizar campos considerados previamente en declive.

Bajo el acuerdo, las empresas identificarán, evaluarán y priorizarán de manera conjunta oportunidades de redesarrollo en distintas regiones, priorizando aquellas donde la infraestructura existente permita acelerar resultados y reducir riesgos.

La alianza se inscribe en un cambio estructural del sector upstream. Hacia 2030, se estima que hasta 80% del suministro mundial de petróleo y gas provendrá de yacimientos maduros. Frente a declives naturales, menor exploración y mayores exigencias de eficiencia, los operadores recurren cada vez más a técnicas de recuperación mejorada, modelado digital del subsuelo e intervenciones avanzadas de pozos para sostener la producción.

El acuerdo también refuerza la presencia global de Baker Hughes, que recientemente firmó un memorando de entendimiento con NMDC Energy para localizar equipos y soluciones en regiones como Medio Oriente, Norte de África, Turquía e India. En conjunto, la alianza con Hunt Oil apunta a una conclusión clara para la industria: la próxima ola de creación de valor upstream provendrá de reimaginar y optimizar los campos que ya se conocen, más que de nuevas fronteras exploratorias.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx





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 |



Comportamientos ambiguos en la derivada para pruebas de presión transitoria: implicación de fenómenos de pozo y procesamiento de información

Autor: M. I. Eric Ángel Aguirre Hernández

Resumen

La interpretación de pruebas de presión mediante el uso de la derivada de Bourdet asocia ciertos comportamientos específicos de la curva de diagnóstico con parámetros del yacimiento a caracterizar. Sin embargo, ciertos fenómenos ajenos al yacimiento pueden ocasionar comportamientos muy similares en la derivada a los correspondientes al yacimiento, que pueden enmascarar efectos reales, llevando a ambigüedades en su interpretación. Estos efectos anómalos deben ser descartados de manera empírica y constituyen la mayor dificultad en la interpretación de pruebas de presión. Este escrito recopila algunos casos reales y ejemplos sintéticos en los que dichos efectos a nivel de pozo afectan la derivada, sus posibles interpretaciones, y recomendaciones para asegurar una interpretación bien fundamentada.

Introducción

Desde su introducción por Bourdet et al. (1983), el gráfico log-log de la derivada de presión se ha consolidado como la herramienta de diagnóstico fundamental en el Análisis de Pruebas de Presión Transitoria (PTA). Su capacidad para amplificar cambios sutiles en el comportamiento de la presión y convertirlos en firmas características de ciertos comportamientos ha revolucionado nuestra habilidad para caracterizar yacimientos. Estas firmas nos permiten identificar regímenes de flujo, diagnosticar heterogeneidades, y definir la geometría del sistema pozo-yacimiento, proveyendo los cimientos para el cálculo de permeabilidad, factor de daño y del volumen conectado. Las firmas de la derivada esenciales son: una pendiente unitaria para el efecto de almacenamiento, una pendiente cero para el flujo radial, y un cambio de pendiente a tiempos tardíos para el efecto de fronteras del yacimiento.

Sin embargo, la derivada puede volverse un arma de doble

filo, ya que amplificará por igual los efectos de yacimiento y cualquier señal externa que afecte la lectura del sensor de presión. Algunas instancias de este tipo de ruido causan efectos tan drásticos que pueden imitar o enmascarar los comportamientos que se asocian a características del yacimiento. Estos “fantasmas” en la derivada complican la interpretación, ya que deben tratarse manera empírica y casi artesanal, aprendiendo a identificarlos y detectando las piezas clave de información del pozo y del yacimiento que permitan caracterizarlos y descartarlos, de ser necesario.

Las consecuencias de una interpretación errónea pueden ser operativas y, principalmente, económicas. Una mala interpretación puede llevar a estimaciones de reservas drásticamente incorrectas, estrategias de estimulación innecesarias, o simplemente a modelos de simulación insuficientes por ser calibrados con valores de permeabilidad, daño y fronteras que no corresponden a la realidad.

Este artículo busca identificar y analizar tres tipos principales de artefactos en la derivada de presión: (1) **efectos de pozo**, como el almacenamiento variable; (2) **efectos de ruido y calidad del dato**, como el *drift* del sensor; y (3) **efectos matemáticos y errores de procesamiento**.

A través de la presentación de ejemplos de campo y casos sintéticos, se demostrará la existencia de estos artefactos y se otorgarán criterios que permitan su identificación.

1. Fenómenos de pozo: almacenamiento de pozo variable

El primer tipo de respuesta “fantasma” en la derivada se debe directamente a fenómenos de pozo; respuestas a ciertas circunstancias de la terminación o el tipo de fluido que ocasionan efectos distintos a los ideales, y que pudieran confundirse con efectos de yacimiento.

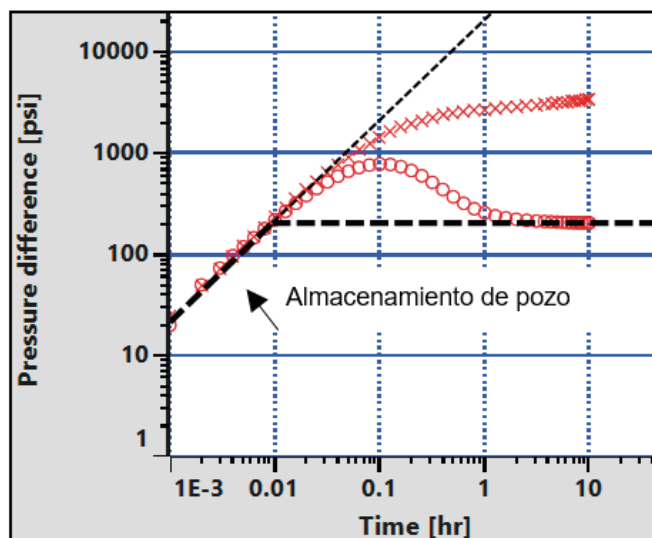


Figura 1. Pendiente unitaria característica del almacenamiento de pozo ideal. (datos sintéticos).

El efecto de almacenamiento de pozo es la primera firma identificable en la derivada. Este efecto se debe al volumen de fluidos contenido en el pozo, entre la válvula superficial y la cara de la formación. Se caracteriza idealmente por una recta de pendiente unitaria que gobierna la derivada a tiempos cortos. Sin embargo, el almacenamiento ideal se da principalmente cuando el pozo se encuentra lleno con una sola fase (como en el caso de pozos productores de gas seco).

En el caso de productores de aceite, a través de la longitud del pozo se alcanzarán presiones por debajo de la presión de burbuja del fluido, ocasionando la aparición de, por lo menos dos fases. En pozos con segregación de fases y otros cambios en el contenido de fluidos en el pozo a tiempos muy cortos, el efecto de almacenamiento se verá afectado, resultando en una transición entre un efecto y otro, dando como resultado lo que se conoce como **almacenamiento variable**.

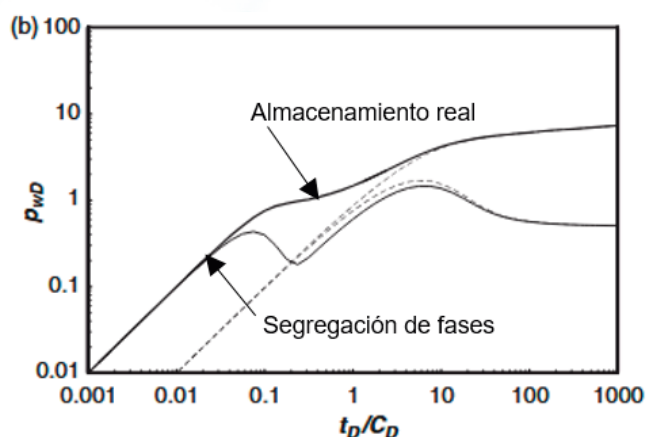


Figura 2: Ejemplo de almacenamiento variable. El principio está dominado por la segregación de fases, para dar lugar al almacenamiento unitario real al final de la fase de almacenamiento. (Spivey, 2013).

Otro efecto conocido es el movimiento de la interfase gas-líquido en la distancia entre los disparos y el sensor de fondo. Este movimiento distorsiona la forma de la derivada, ocasionando cambios abruptos durante una prueba de presión de incremento.

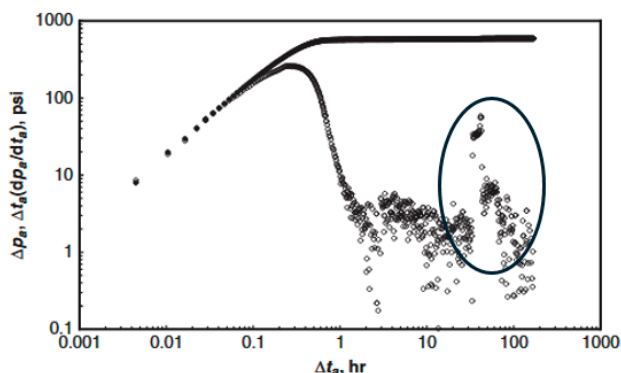


Figura 3. Picos ocasionados por un nivel cambiante de la interfase gas-líquido. (Spivey, 2013).

2. Ruido y calidad del dato

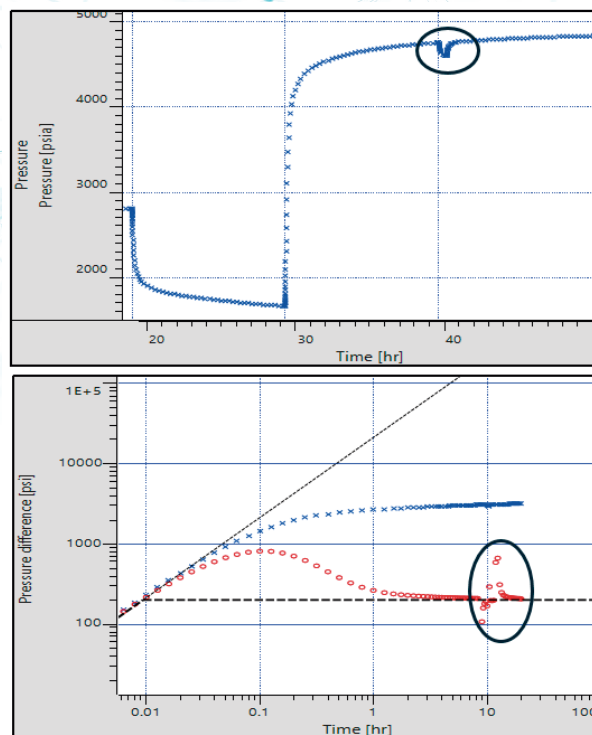


Figura 4. Efecto de una apertura momentánea (0.5 horas) de la válvula superficial durante una curva de incremento. (datos sintéticos).

Otros efectos de pozo que pueden afectar el registro se ocasionan por factores circunstanciales en los dispositivos de medición y control del pozo, como es el caso de fugas o aperturas inesperadas en válvulas superficiales, fallos o cambio de la profundidad del sensor de fondo, oscilaciones por inercia en pozos con gastos muy elevados (Cinco Ley et al. 1985), efectos de marea terrestre, variaciones en la temperatura, entre muchos otros. Estos efectos comúnmente son más fácilmente identificados como ruido durante el control de calidad de los datos por la manera en que se desvían de la respuesta ideal de un yacimiento.

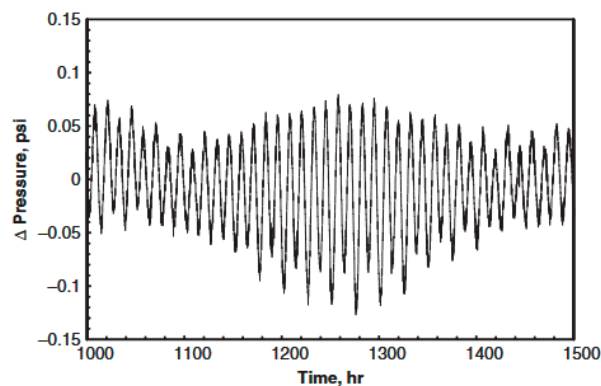


Figura 5. Efecto de mareas terrestres en una prueba de interferencia (deformación de la tierra debido al efecto de la atracción gravitacional del sol y la luna (Arditty et al. 1978).

Quizá el más engañoso de estos efectos es el *drift* del sensor, una falla de calibración que puede deberse a altas temperaturas o degradación del instrumento, que se observa como un incremento o decremento de presión fantasma muy pequeño (0.01 psi por hora) pero constante y acumulativo. En tiempos muy tardíos, esta señal puede volverse el cambio dominante en la derivada, y llevar a comportamientos similares a los de una frontera sellante.

3. Efectos matemáticos y errores de procesado

El tercer tipo de “fantasma” es el ocasionado directamente por el intérprete. El software para interpretación de pruebas de presión transitoria se basa en ecuaciones y artefactos matemáticos cuya salida dependerá no sólo de los datos de entrada, sino también del control de calidad y los criterios definidos por el intérprete.

Ciertos parámetros deben definirse de manera manual, principalmente la selección del punto de presión final en un periodo de decremento, y el inicio de un periodo de incremento, así como la sincronización del dato de gasto de producción correspondiente con cada periodo.

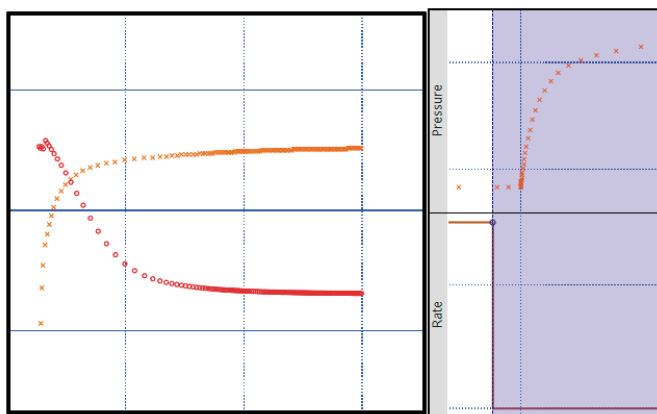


Figura 6. Derivada de curva de incremento alterada por una selección incorrecta del $t=0$ del periodo de incremento. (Datos sintéticos).

Otro efecto con consecuencias graves se debe a la definición incorrecta del tiempo de producción previo a una curva de incremento, principalmente del último periodo de flujo antes del cierre del pozo.

En el siguiente ejemplo sintético se presentan 2 derivadas. En la primera imagen se definieron los 3 periodos de flujo de 10 horas previos al cierre, mientras que en la segunda se asume un único periodo de producción de 3 horas debido a falta de información.

Aunque la información de presión se encuentra recortada en ambos casos, se puede observar una diferencia drástica entre ambas derivadas y resulta evidente que el segundo caso podría llevar a inferir la presencia de efectos de frontera.

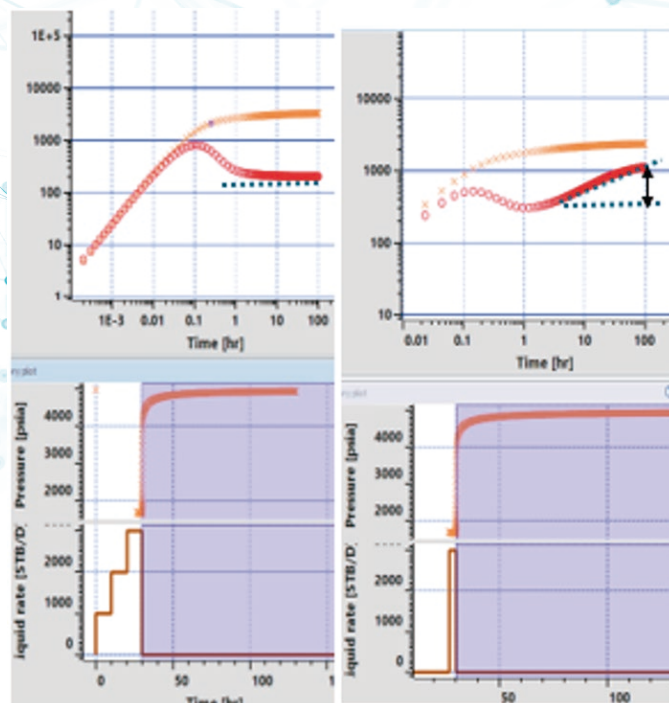


Figura 7. Derivada de periodo de incremento con la misma información de presión cuando: a) se cuenta con la historia de producción completa (izquierda), y b) se asume un tiempo de producción demasiado corto (derecha).

Un tercer tipo de error de procesado se debe a las herramientas de suavizado (smoothing) de la derivada. Esta herramienta se incluye en todo software de interpretación con el objetivo de disminuir el ruido propio de las pruebas de presión para facilitar la interpretación; sin embargo, esta herramienta se puede volver un obstáculo si se utiliza indiscriminadamente.

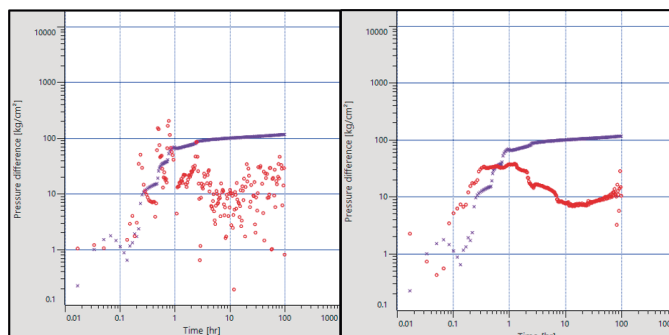


Figura 8. Derivadas generadas con la misma información de entrada. A la izquierda se muestra sin suavizado, y a la derecha con un suavizado excesivo.

Un suavizado excesivo puede llegar a eliminar por completo respuestas sutiles del yacimiento, como fallas semipermeables o sistemas de doble porosidad; también podría generar valles o pendientes de fronteras que no existen a partir de datos no representativos.

Ejemplos y discusión

Debido a la cantidad de variables que rigen el sistema yacimiento-pozo-superficie, los efectos anómalos listados hasta ahora no son instancias raras. De hecho, algunos son bastante frecuentes, especialmente los fenómenos de pozo como el almacenamiento variable y la segregación de fases. A continuación, se muestran algunos casos prácticos, con comentarios respecto a su interpretación final.

La figura 9 muestra la derivada de una curva de incremento en un pozo perforado en una formación de arenas, productor de aceite negro. La derivada exhibe una pendiente unitaria temprana que pareciera ser el almacenamiento ideal, para mostrar rápidamente un valle que pudiera considerarse el flujo radial infinito, seguido de una tendencia ascendente que pudiera interpretarse como efecto de fronteras. Sin embargo, una mirada al eje logarítmico de tiempo nos otorga la clave para descartar esta teoría; toda esta transición ocurre antes de la primera hora de la prueba, lo que requeriría que la frontera se ubicara extremadamente cerca del pozo, lo cual no corresponde con la información geológica disponible. Se permite continuar la prueba y, tras 10 horas de cierre, es posible observar una segunda tendencia a estabilizar. Todo el comportamiento antes de la primera hora se atribuyó al efecto de almacenamiento variable, y se interpreta como un comportamiento aparentemente infinito.

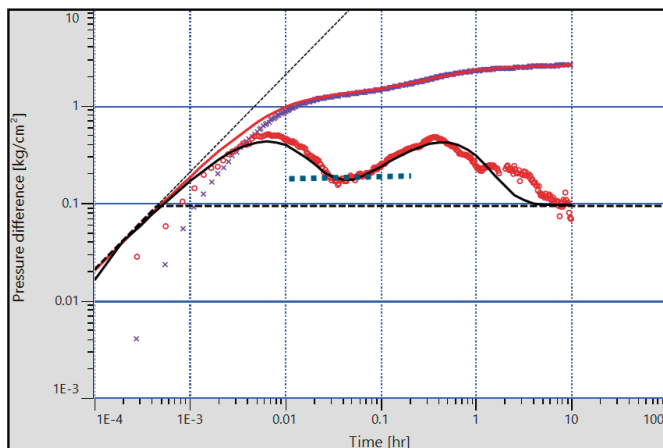


Figura 9. Derivada de periodo de incremento con un periodo extendido de transición del almacenamiento de pozo.

Es posible notar que existen múltiples posibles interpretaciones si solo se observa la derivada, incluyendo el valle característico de un sistema de doble porosidad, una frontera a presión constante por la caída de la derivada a las 3 horas, un radial compuesto tomando en cuenta la primera "estabilización", entre otras.

El siguiente caso se trata de un pozo marino productor en dos yacimientos de areniscas a través de una sola camisa de circulación ("terminación commingled"). Se trató de un pozo delimitador cuyo objetivo era confirmar que los yacimientos

no se extienden más allá del límite del polígono contractual del que el operador es propietario, y que colinda con la propiedad de otro operador.

La prueba de presión se vio complicada por una variedad de factores: 1) el flujo simultáneo de dos yacimientos impide la caracterización individual de cada uno, y otorga una respuesta promedio de ambos; 2) al ser un pozo marino y no contar con infraestructura permanente, el flujo está sujeto a la disponibilidad y capacidad de un barco de proceso para el trasiego de aceite; 3) el flujo a través de una camisa impide realizar un registro PLT para la discretización de gastos individuales; 4) el sensor de fondo sufrió desconexiones temporales que ocasionaron una pérdida de datos en repetidas ocasiones. La figura 10 muestra toda la historia de presión registrada durante la prueba de presión del pozo delimitador.

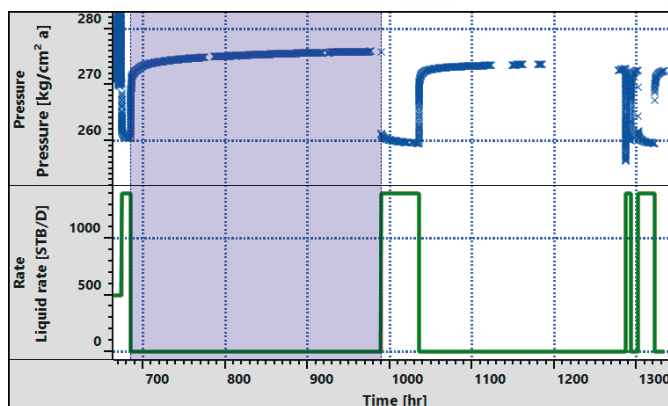


Figura 10. Datos de presión de fondo registrados para la prueba de presión de un pozo delimitador marino. Se observan pérdidas de información, y periodos cortos de flujo debidos a malas condiciones climáticas.

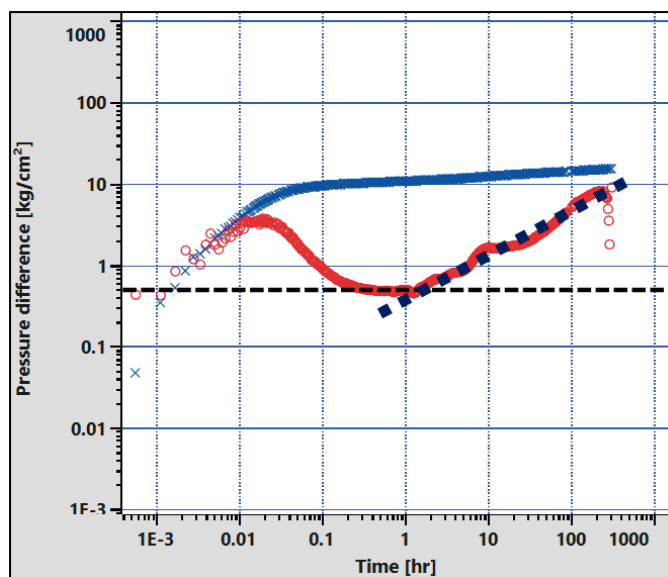


Figura 11. Derivada de curva de incremento de 300 horas. Se observa un posible efecto de fronteras a partir de las primeras horas.

Tras la apertura inicial del pozo, este fluyó por aproximadamente 12 horas antes de cerrarse durante más de 300 horas debido a que las malas condiciones climáticas no permitieron el retorno del barco tanque. Este cierre prolongado resultó en la derivada observada en la figura 11.

Se genera en la derivada una pendiente de aproximadamente 1/2, característica de fallas paralelas en canal en la vecindad del pozo. Sin embargo, se continuó con la toma de información por tres periodos de flujo adicionales buscando mayor estabilidad. La extracción de estas curvas de incremento adicionales arroja las derivadas observadas en la figura 12.

Resultó que ninguna derivada exhibía los mismos efectos de frontera observados en la primera. La falta de correspondencia entre estos efectos sugirió que no se trataba de un efecto de yacimiento.

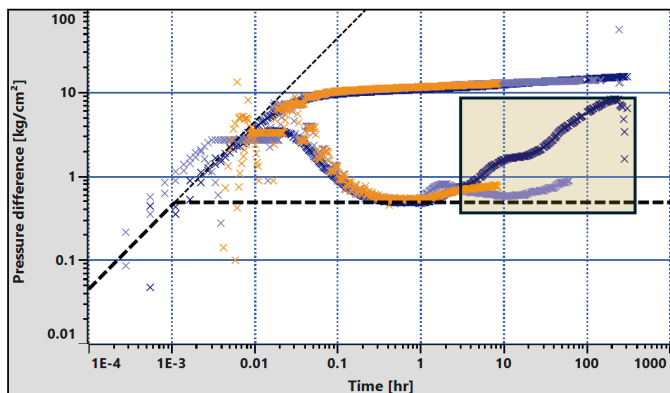


Figura 12. Derivadas de todas las curvas de incremento registradas en el pozo. No se observa repetitividad entre diferentes curvas.

Descartados los efectos de frontera, se obtuvo solamente la capacidad de flujo de la derivada y se realizó un ajuste histórico del comportamiento de presión del pozo en un gráfico cartesiano para evaluar la presencia de fronteras. El análisis, al final, no encontró evidencias claras de la presencia de límites físicos entre ambos polígonos contractuales, por lo que el campo debió pausar sus operaciones y proceder a un acuerdo entre ambas partes propietarias para la producción compartida del campo.

Conclusiones y recomendaciones

Los casos exhibidos en el presente escrito, tanto sintéticos como reales, son ejemplos claros de fenómenos en la derivada de presión que pueden llevar a interpretaciones ambiguas en pruebas de presión transitoria.

Estas interpretaciones, si resultan erróneas, pueden tener consecuencias económicas graves para el desarrollo de un proyecto petrolero, que pueden ir desde una mala caracterización de la permeabilidad y el daño (afectando la

construcción de modelos de simulación para pronósticos) hasta un cálculo erróneo del volumen original, afectando las reservas y, en general, las expectativas de rentabilidad del campo.

Como resultado de esta memoria se proporcionan las siguientes recomendaciones:

1. **No olvidar el principio de no unicidad de las interpretaciones:** Se trata de un principio básico del análisis PTA. Los intérpretes deberán mantener la mente abierta a la exploración de distintas teorías, y una estrecha comunicación con otras disciplinas como la sísmica, geofísica y el geo-modelado, para dar sustento geológico a las teorías puramente basadas en información dinámica. La derivada es una herramienta para el diagnóstico, no una fotografía realista del yacimiento, por lo que se debe evitar emitir interpretaciones como verdades absolutas si no se cuenta con datos que las respalden.
2. **Diseñar las pruebas de presión de manera realista:** Es importante considerar todos los factores conocidos del pozo y el yacimiento en el diseño previo de una prueba de presión. No basta con tomar un valor aproximado de permeabilidad y de presión inicial y diseñar una prueba idealizada que nos permita observar claramente todo el yacimiento, cuando sabemos de antemano que los pozos del campo presentan turbulencias, daños y almacenamientos variables, por ejemplo. Iniciar con un diseño adecuado permitirá establecer un alcance realista para la prueba, evitando prometer resultados y beneficios difíciles de obtener por la naturaleza del sistema.
3. **Control de calidad integral de la información:** el insumo principal de una interpretación son los valores dinámicos de entrada: presión, temperatura y gastos de producción. Es esencial verificar que el comportamiento registrado tenga un sentido lógico en correspondencia con las actividades realizadas en el pozo. La mejor manera de asegurar mediciones eficientes es sin duda supervisar de manera directa las intervenciones relacionadas con la toma de información, para tener conocimiento de todo movimiento, intencional o accidental, que pudiera afectar la calidad de la información.

Referencias

- Spivey, J. P. y Lee, W. J. (2013). Applied Well test interpretation (Vol. 13). Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Arditty, P., Nur, A.N., and Ramey, H.J. Jr. 1978. Response of a Closed Well-Reservoir System to Stress Induced by Earth Tides. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1-3 October. SPE 7484-MS.
- Houzé O., Viturat D., Dynamic Data Analysis v 5.50, KAPPA, 2022.

M.I. Eric Ángel Aguirre Hernández



Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, y Maestro en Ingeniería Petrolera

y Minera por parte del Politécnico de Turín. Trabajó en consultoría y operaciones hasta su ingreso a Petróleos Mexicanos en 2022, donde ha desempeñado el cargo de ingeniero de yacimientos, especializado en las áreas de Monitoreo y Caracterización Dinámica de campos en desarrollo temprano.

Se encarga principalmente del monitoreo de la terminación de pozos, la interpretación de pruebas de presión y producción transitorias, registros en agujero entubado (PLT), y la generación de modelos de simulación numérica.



El litio en México y el mundo

Autor: Ing. Gerardo Posadas López

Introducción

El Litio es un elemento químico metálico de color blanco plateado, muy ligero y con alta capacidad para almacenar energía. Descubierto en 1817 por el suizo Johann August Arfwedson. En los últimos años se ha convertido en uno de los recursos más estratégicos del planeta debido a su uso en baterías recargables, especialmente para vehículos eléctricos, computadoras, teléfonos y sistemas de almacenamiento de energía renovable. En la **medicina** utilizado del ánimo en el tratamiento del trastorno bipolar, de episodios maníacos y depresivos. También se ha explorado su potencial en enfermedades el Alzheimer. En la Industria se emplea producción de grasas y aceites lubricantes, ofreciendo un rendimiento superior. Además, se utiliza en la fabricación de cerámicas. Por esta razón, se le conoce como el “oro blanco del siglo XXI”.

A medida que el mundo avanza hacia una transición energética para reducir el uso de combustibles fósiles, el litio ha ganado una gran importancia económica, tecnológica y geopolítica. Su demanda sigue creciendo rápidamente, impulsada por la electrificación del transporte y el desarrollo de energías limpias.

El litio en el mundo

Actualmente, la producción mundial de litio se concentra en pocos países. Más del 80 % de las reservas conocidas se encuentran en lo que se llama el “Triángulo del Litio”, conformado por Bolivia, Chile y Argentina. Otros productores importantes son Australia, China y en menor medida Estados Unidos, Canadá y algunos países africanos. Australia es el principal productor mundial, con minas de roca dura (pegmatitas). Chile y Argentina extraen litio principalmente de salmueras en los salares del desierto de Atacama y la Puna andina. China domina la refinación y producción de baterías, lo que le da un papel clave en la cadena global.

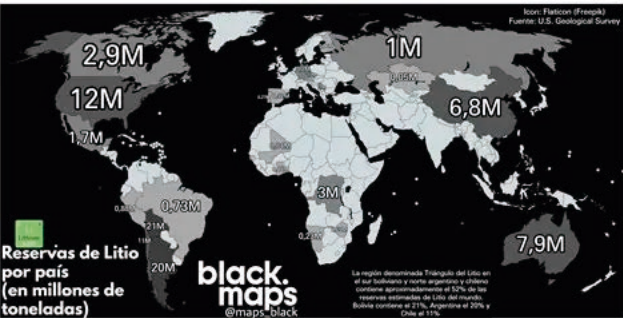


Figura 1. Mapa global de reservas.

En 2024, los precios del litio experimentaron una fuerte caída después de varios años de aumento, debido al crecimiento rápido de la oferta, pero las proyecciones indican que la demanda seguirá creciendo a largo plazo, especialmente por el auge de los autos eléctricos. Figura 2 producción por país.

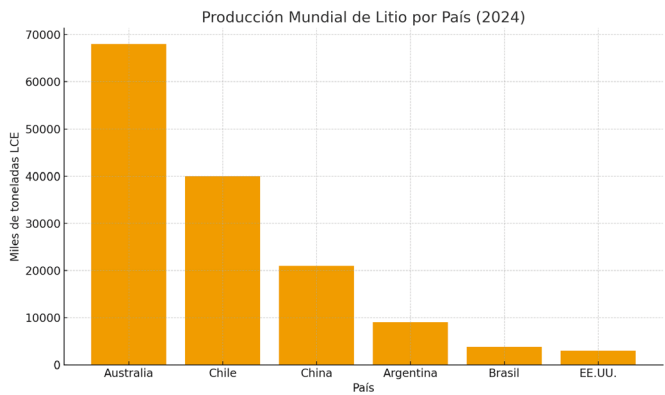


Figura 2. Producción de Litio 2024.

El litio en México

México posee potencial geológico importante. Figura 3; aunque aún no figura entre los grandes productores. Los principales yacimientos se ubican en los estados de Sonora, Zacatecas, San Luis Potosí, Baja California, Coahuila y Puebla.

El Proyecto Sonora, localizado en Bacadéhuachi, Sonora, es el más avanzado. Se considera uno de los depósitos de litio de arcillas más grandes del mundo, con reservas estimadas en más de 8 millones de toneladas. El siguiente mapa muestra las Localidades verificadas y las Localidades programadas como áreas potenciales.

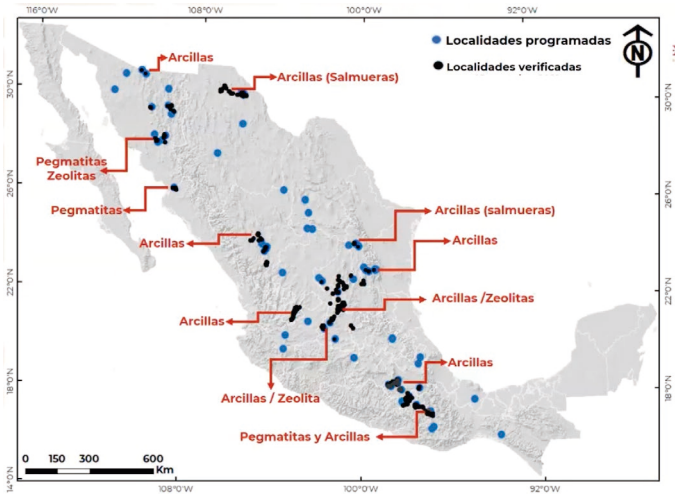


Figura 3. Reservas en México.

En 2022, el Gobierno mexicano declaró el Litio como recurso estratégico y propiedad de la nación, mediante una reforma a la Ley Minera. Esto llevó a la creación de la empresa pública LitioMX (Litio para México), encargada de administrar y

desarrollar la exploración, extracción y aprovechamiento del litio en territorio nacional. A diferencia de Chile o Argentina, donde el litio se extrae de salmueras, en México los depósitos son arcillosos, lo que representa un reto tecnológico, pues su extracción es más costosa y requiere procesos de separación más complejos.

Geológicamente

Algunos de los **sales** más importantes para la producción de litio se formaron durante el Plioceno-Pleistoceno (hace 5-2 millones de años).

Salmueras. Las salmueras de litio son depósitos de agua subterránea que contienen altas concentraciones de litio y otras sales. Se encuentran principalmente en sales (grandes salinas) de regiones áridas o semiáridas.

Proceso de formación. El litio es lixiviado (disuelto) de rocas ígneas ricas en litio, cenizas volcánicas o fuentes geotérmicas.

Acumulación: El agua superficial, como la de lluvias o deshielo, transporta el litio disuelto hacia cuencas endorreicas (cerradas), donde se acumula en lagos y acuíferos subterráneos.

Evaporación y concentración: En climas secos, el agua se evapora gradualmente, dejando atrás una salmuera cada vez más concentrada en litio y otros minerales.

Ejemplos: El “triángulo del litio” en los Andes, que incluye sales en Bolivia, Argentina y Chile, es el principal productor de litio a partir de salmueras a nivel mundial.

Las **pegmatitas** que contienen litio se han formado en diferentes periodos geológicos, desde el Proterozoico (hace 2.500-541 millones de años) hasta el Fanerozoico (hace 541 millones de años hasta la actualidad).

Pegmatitas: Son rocas ígneas de grano grueso que se forman a partir del magma residual que cristaliza en las etapas finales del enfriamiento magmático.

Proceso de formación: Cuando un cuerpo de magma se enfría, la mayoría de los minerales cristalizan. Los elementos volátiles y algunos elementos raros, como el litio, se concentran en el material fundido residual.

Formación de la pegmatita: Este magma residual, rico en volátiles como agua y flúor, se inyecta en fracturas de la roca circundante. A medida que se enfría rápidamente, forma cristales muy grandes.

Minerales con litio: El litio se incorpora en minerales como el espodumeno, la lepidolita y la petalita.

Ejemplos: La producción de litio a partir de roca dura se realiza en países como Australia, Canadá, China y Zimbabue.

Los depósitos en **rocas sedimentarias** representan un porcentaje menor de los recursos mundiales de litio, pero son una fuente importante en algunas regiones.

Proceso de formación. Origen hidrotermal: El litio puede ser aportado por soluciones hidrotermales y fuentes termales que se liberan en cuencas sedimentarias.

Captura en arcillas: El litio se adsorbe en minerales de arcilla, especialmente en depósitos formados en ambientes de lagos o evaporitas.

Minerales con litio: El litio puede encontrarse en arcillas ricas en litio, como la hectorita, y en rocas evaporitas lacustres.

Ejemplos: Un ejemplo prominente de este tipo de depósito se encuentra en el supervolcán McDermitt, en la frontera de Nevada y Oregón en Estados Unidos, y en el yacimiento de Sonora, México.

Usos, ventajas y desventajas

Usos principales del litio:

- Baterías recargables para teléfonos, computadoras y vehículos eléctricos.
- Fabricación de vidrios y cerámicas resistentes al calor.
- Grasas lubricantes de alto rendimiento.
- Medicamentos psiquiátricos (carbonato de litio).
- Almacenamiento de energía renovable (solar y eólica).

Ventajas:

- Alta densidad energética (almacena mucha energía en poco peso).
- Recurso clave para reducir emisiones contaminantes.
- Impulsa la innovación tecnológica y el desarrollo de energías limpias.
- Genera oportunidades de inversión e industria nacional.

Desventajas:

- La extracción puede causar impactos ambientales, especialmente en zonas áridas (consumo de agua, alteración de sales).

Retos:

- En México, la tecnología de extracción de arcillas aún no está desarrollada plenamente.
- Existen disputas legales y sociales por la propiedad del recurso y participación de comunidades locales.
- El mercado del litio es volátil y dependiente del avance tecnológico.

Expectativas

El futuro del litio está ligado directamente al crecimiento de la movilidad eléctrica y la transición energética global. Se estima que para 2030 la demanda mundial se triplicará, impulsada por el uso masivo de autos eléctricos y sistemas de almacenamiento de energía solar y eólica. ver la Figura 4.

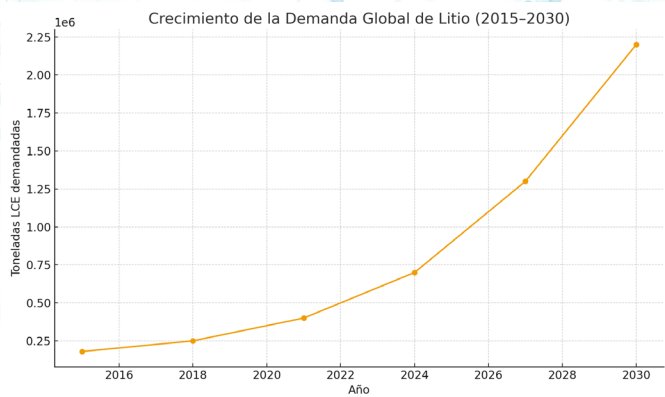


Figura 4. Crecimiento global.

En México, el desafío es convertir el potencial geológico en desarrollo industrial. Para ello, se requiere inversión en investigación, tecnología, infraestructura y formación técnica. El país busca integrarse a la cadena de valor del litio, no solo como proveedor de materia prima, sino como productor de baterías y vehículos eléctricos.

El éxito dependerá de la colaboración entre el sector público, privado y académico, así como de una gestión ambientalmente responsable que proteja los ecosistemas donde se encuentran los yacimientos.

México como posible jugador estratégico

La creación de Litio para México (LitioMX) representa un punto de inflexión en la política de recursos naturales del país. Desde su establecimiento en 2022, esta empresa estatal ha sido el instrumento del Estado mexicano para asumir el control del litio como recurso estratégico.

En un contexto de transición energética global, el litio se ha convertido en un mineral crítico. Por ello, el gobierno federal ha optado por su nacionalización, restringiendo su exploración y aprovechamiento exclusivamente al sector público.

Desarrollo de cadenas de valor en México

Es un objetivo central de la administración pública actual. La presidenta **Claudia Sheinbaum** ha destacado la importancia de tener toda la cadena de producción de litio en el país, incluyendo la extracción, refinación y producción de componentes.

Se han desarrollado tecnologías específicas para la extracción del litio, que se encuentra en forma de arcilla en Sonora y otros estados del norte, lo que requiere tecnología especial.

El Plan Sonora, que involucra a la empresa estatal Litiomex, busca no solo la extracción, sino también la producción de baterías y otros productos, alineando este proyecto con la agenda de sostenibilidad y autosuficiencia tecnológica del país.

Impacto Ambiental y Social en la extracción

Consumo de Agua

Uno de los principales problemas ambientales asociados con la extracción de litio es el alto consumo de agua. Por cada tonelada de litio extraída, se evaporan aproximadamente 2 millones de litros de agua.

Contaminación y Degradación del Suelo afectación a Ecosistemas

La minería de litio también puede llevar a la contaminación de cuerpos hídricos y a la degradación del suelo.

Impacto en la Biodiversidad

La extracción de litio puede causar la pérdida de biodiversidad debido a la destrucción de hábitats naturales.

Problemas Sociales y de Salud

También hay preocupaciones sobre la salud mental de las personas que viven cerca de las minas, ya que la contaminación y la degradación del entorno pueden afectar su bienestar.

Bibliografía

- US Geological Survey (USGS, 2024). Mineral Commodity Summaries: Lithium.
- Secretaría de Energía (SENER, 2023). Panorama del Litio en México.
- Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023). Global EV Outlook.
- Servicio Geológico Mexicano (SGM, 2024). Prospectiva del Litio en México.
- BBC News (2023). "El oro blanco: el auge del litio y su impacto global".
- Forbes México (2024). "El futuro del litio en México: oportunidades y desafíos".
- El Economista (2024). "LitioMX y la nacionalización del litio en México".

Ing. Gerardo Posadas López



Ingeniero Geofísico por el Tecnológico de Cd Madero, laboró 11 años (1990-2001) en la iniciativa privada en las compañías Perforadata S.A. desempeñando las categorías Geofísico de Campo, Ayudante de Calculista Geofísico, Calculista Geofísico, Asistente de jefe de Operaciones, jefe de Operaciones y jefe de HSE. En la compañía Tecnología

Especializada de Control Ambiental S.A. de C.V. con categoría de Supervisor de Contrato. En la compañía Grant Geophysical Inc. en el estudio Nacar 2D Y Playuela 3D como jefe técnico. En la compañía Baker Hughes en estudio Santa Martha Tampacán 2D como jefe Técnico. En compañía WesternGeco en estudio Camaronero 3D como jefe técnico.

En 2002-2009 Ingreso a Petróleos Mexicanos en el Activo de Exploración Salina del Istmo con categoría de Especialista Técnico D. De 2009-2019 laboró en el Activo de Producción Macuspana Muspac con categoría de Especialista Técnico C (Geofísico Interprete).

De 2019 a la Fecha labora en la Gerencia de Planes de Explotación con categoría de Especialista Técnico C (Geofísico Interprete).



Transformación digital en campos petroleros: tablero operativo, escenarios probabilísticos con inteligencia artificial y reportes automatizados

Autor: M.I.A. Juan Manuel Rodríguez Mateos
 Coautores: Ing. Guadalupe Luna Camarillo
 Ing. Oscar Orozco Aguilar
 Ing. Germán Mares Marín
 M. I. Eric Ángel Aguirre Hernández
 Ing. Rafael Edmundo Soria Ramírez
 Ing. Karina Zecua Cruz

Resumen

La digitalización de los procesos operativos ha permitido transformar la gestión tradicional de la información en una plataforma inteligente capaz de integrar, procesar y analizar grandes volúmenes de datos de los campos petroleros. Mediante la homologación de fuentes y la creación de flujos automáticos de información (pipelines), se estableció un sólido gobierno del dato que posibilitó la automatización de tareas, la generación de tableros interactivos y la aplicación de algoritmos de Inteligencia Artificial para el análisis probabilístico de escenarios.

El desarrollo en Python permitió escalar el modelo a cualquier campo, optimizando el monitoreo de producción y la evaluación de eventos operativos, como la instalación de plantas reductoras de contrapresión (PRC).

Introducción

La transformación digital en la industria petrolera impulsa una nueva forma de entender y gestionar la información operativa, colocando al dato como el activo principal para la toma de decisiones técnicas. A través de la integración, automatización y análisis inteligente, es posible evolucionar de procesos manuales y dispersos a flujos digitales continuos que permiten una visión integral del comportamiento de los campos.

En este trabajo se presenta el desarrollo de un esquema sólido de gobierno del dato que asegura trazabilidad, calidad y consistencia. Este sistema permitió la creación de tableros operativos automatizados, el cálculo de escenarios probabilísticos con clasificación por Inteligencia Artificial y el monitoreo del impacto de eventos operativos, como la instalación de plantas reductoras de contrapresión (PRC).

Digitalización y automatización: de procesos manuales a flujos automáticos

Los procesos convencionales, aunque funcionales, son manuales y propensos a errores, con archivos dispersos que dificultan la trazabilidad y aumentan los tiempos de análisis. En cambio, el uso de Python permite automatizar tareas, integrar bases de datos y generar análisis y gráficos complejos con mayor precisión.

Su capacidad para manejar grandes volúmenes de información agiliza el procesamiento y mejora la eficiencia operativa y la calidad técnica, como se muestra en la Figura 1, al comparar el enfoque tradicional con el flujo automatizado basado en inteligencia artificial.

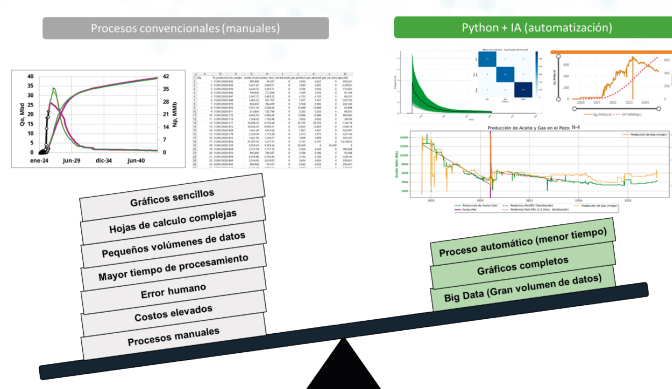


Figura 1. Diferencia entre los procesos convencionales (manuales) vs Python automatización.

Se homologaron las distintas fuentes de información para construir flujos automáticos de datos que centralizan y fortalecen el gobierno del dato. Este proceso permitió aprovechar el gran volumen de información generada por los pozos, garantizando trazabilidad y actualización continua.

Con esta base estructurada, fue posible desarrollar tableros interactivos, realizar análisis probabilísticos y habilitar monitoreo automático, optimizando la gestión técnica y operativa de la producción.

Tablero (Dashboard) producción por campo

Se desarrolló un tablero interactivo que integra la información de los campos asignados al área, permitiendo visualizar de forma clara y dinámica los principales indicadores operativos.

Esta herramienta facilita el seguimiento de la producción de aceite y gas, la localización de pozos en operación y sus parámetros de desempeño.

Toda la información se concentra en un archivo de fácil manipulación, capaz de procesar grandes volúmenes de datos, lo que permite consultar, analizar y visualizar resultados de manera ágil y eficiente, fortaleciendo la toma de decisiones y la gestión de la producción en tiempo real (Figura 2).



Figura 2. Gobierno del dato y tablero de producción por campo.

Automatización y análisis probabilístico del modelo de simulación numérica

Con base en el modelo numérico del yacimiento, se estableció un ancla técnica para generar escenarios probabilísticos de producción y evaluar la incertidumbre del campo. El flujo automatizado desarrollado en Python (Figura 4) permite crear hasta 5,000 escenarios por pozo (Figura 5), algo inviable con herramientas convencionales. Además, se integró un módulo de Inteligencia Artificial (Matriz de confusión) que clasifica los escenarios mediante aprendizaje automatizado, fortaleciendo la validación y precisión de los resultados.

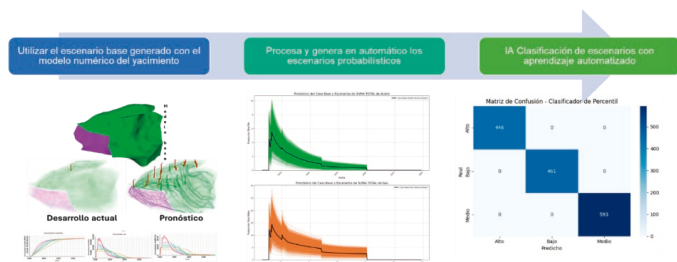


Figura 3. Generación y Clasificación Automatizada de Escenarios Probabilísticos con Python e IA.

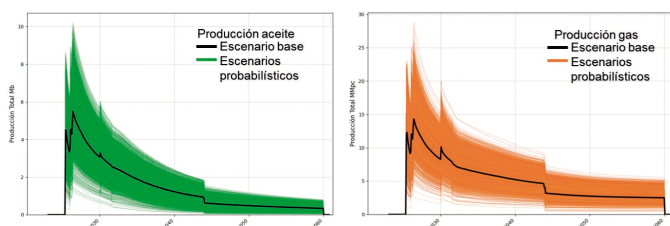


Figura 4. Escenario base con 5000 escenarios probabilísticos para aceite y gas del campo.

Monitoreo y reportes automatizados de pozos

Con un gobierno del dato sobre la producción histórica y la integración de eventos operativos como la instalación de plantas reductoras de contrapresión (PRC), se automatizó el análisis en Python para monitorear el desempeño y cuantificar su impacto. La metodología demuestra la efectividad del PRC al reducir la declinación y optimizar la gestión operativa. Además, su diseño escalable permite aplicar este análisis a cualquier campo petrolero del portafolio.

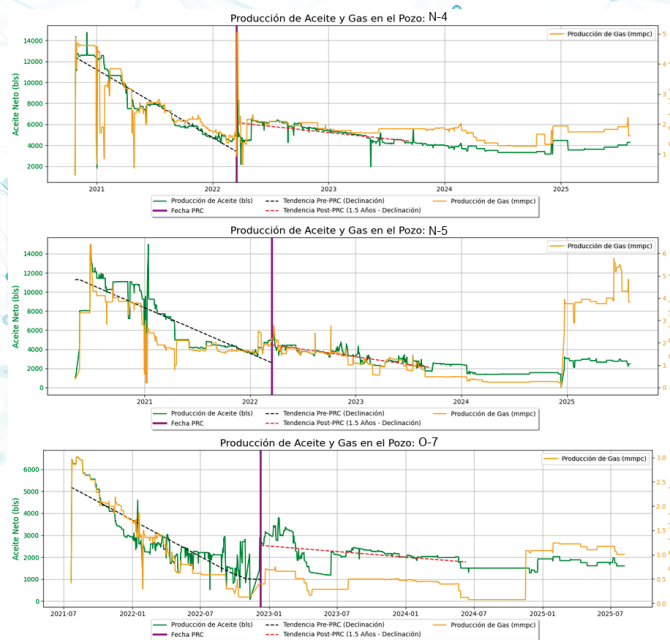


Figura 5. Comportamiento de Producción de Aceite y Gas antes y después de la entrada en operación del PRC en distintos pozos del campo.

Pozo	Declinación Pre-PRC (bls/día)	Declinación Post-PRC (bls/día)	Efectividad del PRC
N-5	-13.09	-4.33	Efectivo
O-7	-9.15	-1.37	Efectivo

Tabla 1. Resumen automático generado con Python del impacto del PRC.

Resultados

Se desarrolló un tablero digital que integra los indicadores clave de producción, permitiendo visualizar el comportamiento histórico y las métricas de desempeño. La automatización del flujo de datos garantiza información actualizada para una toma de decisiones eficiente. Con base en el modelo numérico del yacimiento, se creó un flujo en Python que genera hasta 5,000 escenarios por pozo, evaluando la incertidumbre mediante técnicas probabilísticas y validando los resultados con inteligencia artificial. El sistema de monitoreo continuo detecta variaciones productivas y analiza el impacto de eventos operativos, generando reportes automáticos que reducen los tiempos de análisis y fortalecen la gestión digital de los campos.

Conclusión

La integración digital de la información de producción transformó los procesos manuales en un sistema automatizado y escalable, con datos centralizados bajo un gobierno del dato sólido. El uso de Python e Inteligencia Artificial permitió manejar grandes volúmenes de información, reducir errores y optimizar tiempos de análisis. Este enfoque consolida una herramienta de apoyo a la decisión que mejora la eficiencia operativa, la trazabilidad y la administración del campo.

Referencia bibliográfica

- Mwansa, P., Repilloza, H., Grebe, S., Hassan, M. A., Pietrzyk, M., and A. Torsæter. "Field Development Plan (FDP) Cloud-based Data Integration Between Geology & Drilling Software Using Python Tools." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Saudi Arabia, February 2024.
- Gazizova, Elima, Nadirov, Maruan, Williams, David, Gubashov, Rustem, and Renat Sadyrbakiev. "Casing Pressure Dashboard: Centralized Casing Pressure Dashboard and Database Management." Paper presented at the SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan, November 2023.

M. en I. A. Juan Manuel Rodríguez Mateos

Profesional con formación en Ingeniería Petrolera y Maestría en Inteligencia Artificial por el Tecnológico de Monterrey. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Simulación Numérica de Yacimientos en PEMEX Exploración y Producción, especializado en caracterización dinámica, pruebas de presión-producción y automatización de análisis técnicos mediante IA. Cuenta con experiencia en el desarrollo de modelos predictivos, calibración de modelos numéricos y procesamiento de grandes volúmenes de datos (Big Data) para la evaluación y pronóstico de desempeño de yacimientos. Ha participado en la interpretación de registros de producción (PLT), análisis transiente de presión y generación de bases de datos automatizadas con herramientas como Saphir, Topaze, Emeraude, Petrel y Python.

Es autor de publicaciones técnicas en el ámbito nacional e internacional relacionadas con la aplicación de inteligencia artificial en la ingeniería de yacimientos. Entre ellas destaca la publicación internacional «Practical Application of Artificial Intelligence in Reservoir Dynamic Characterization» (OTC-36235-MS, DOI: 10.4043/36235-MS), presentada en el Offshore Technology Conference (OTC Brasil 2025) en Río de Janeiro, Brasil. Asimismo, ha presentado los trabajos nacionales «Aplicación de inteligencia artificial para optimizar el acceso a datos técnicos de yacimientos» en el Congreso Mexicano del Petróleo (CMP 2024) y en las Jornadas Técnicas PEMEX 2023, así como «Optimización de recuperación secundaria de hidrocarburos: ubicación y trayectoria del pozo inyector en yacimiento volumétrico» en las Jornadas Técnicas PEMEX 2025. Miembro activo de la Society of Petroleum Engineers (SPE) desde 2024.



Caracterización integral de cavernas en domos salinos para almacenamiento de hidrocarburos

Autor: Ing. Jessica Salgado Mendoza
Coautores: Ing. Víctor Alfonso Carvallido González
Ing. Dalia Martínez Cruz
Ing. Leonardo Briceño Rodríguez
Ing. Juan Miguel Mendoza Olán
Ing. Jorge Alberto Hernández García
Ing. Guadalupe López Marín

Resumen

Las cavernas en masas salinas creadas mediante un proceso de lixiviación son frecuentemente usadas como sistemas de almacenamiento de hidrocarburos, debido a que cumplen con los requerimientos de impermeabilidad, estabilidad y economía. A lo largo de las últimas décadas se han convertido en una alternativa eficiente y popular para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos.

Para garantizar un manejo eficiente de estos sistemas de almacenamiento, es esencial integrar datos geológicos, geofísicos y de ingeniería en un modelo 3D. Este enfoque integrado, respalda la planificación y desarrollo de futuras cavernas para almacenamiento.

Este trabajo resalta la importancia de la colaboración multidisciplinaria, que permitió superar limitaciones de información y abordar de manera efectiva los desafíos técnicos en la caracterización integral de cavernas en domos salinos usadas para el almacenamiento de hidrocarburos.

Se integraron seis disciplinas clave — geofísica, geología, petrofísica, geomecánica, yacimientos y producción — con el propósito de abordar aspectos fundamentales y desarrollar un flujo de trabajo robusto y especializado para la caracterización integral de las cavernas en sal.

Esta colaboración interdisciplinaria mejoró la capacidad para cuantificar con precisión los riesgos geológicos y operacionales, optimizando el diseño y la implementación de estrategias para el almacenamiento, así como la toma de decisiones informadas sobre las condiciones de operación seguras en cavernas durante los procesos de almacenamiento de hidrocarburos.

Metodología

A continuación, se presenta el flujo de trabajo aplicado en la Figura 1, el cual es multidisciplinario e iterativo.

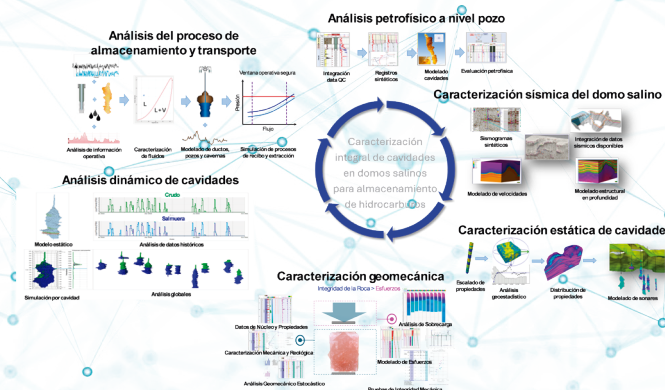


Figura 1. Metodología aplicada para Caracterización integral de cavernas en domos salinos para almacenamiento de hidrocarburos.

El proceso inicia con el análisis petrofísico a nivel de pozo, clave para entender la mineralogía de la sal y establecer correlaciones en las cavernas. Esta información se integra con la caracterización sísmica del domo salino, permitiendo inferir la estructura de las capas suprayacentes, su carga litostática y extensión. A partir de esta integración, se estima el volumen de cavernas mediante registros sonares y se analiza el impacto de la mineralogía en el proceso de lixiviación.

La caracterización geomecánica 1D evalúa las propiedades de la formación salina y los esfuerzos durante el almacenamiento, definiendo parámetros operativos óptimos. La simulación numérica permite analizar el comportamiento dinámico de las cavernas en procesos de llenado y vaciado, considerando geometría y caudales de extracción. Además, se simulan las operaciones para establecer ventanas operativas seguras, tomando en cuenta velocidades de flujo y presiones máximas permisibles.

Al tratarse de una metodología iterativa, los modelos y simulaciones se actualizan con nuevos datos, asegurando una gestión precisa y segura del almacenamiento de hidrocarburos.

Análisis petrofísico a nivel pozo

El trabajo realizado a nivel petrofísico va desde la integración de toda la información histórica adquirida en cada pozo, la organización, el control de calidad y estandarización de esta, la elaboración de registros sintéticos para complementar la información faltante de registros geofísicos, el modelado de las cavernas existentes a partir de la información de los registros sonares y la evaluación petrofísica de los pozos seleccionados como claves.

Todo el trabajo realizado a nivel petrofísico es fundamental y da soporte a las siguientes fases: modelado 3D del campo, modelo geomecánico, estimación de volumetrías de cada caverna y análisis de datos de producción. La metodología aplicada se muestra en la Figura 2.

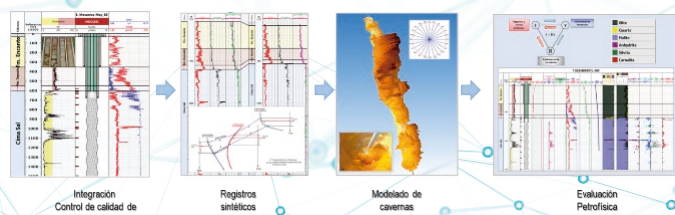


Figura 2. Metodología aplicada para la integración y análisis de información de pozos.

Las evaluaciones petrofísicas permitieron analizar la distribución de volúmenes minerales a lo largo de toda la trayectoria perforada por los pozos, e identificar los distintos tipos de minerales evaporíticos dentro del cuerpo de la sal. La Figura 3 muestra una evaluación petrofísica tipo donde se integra la información de registros geofísicos editados, estados mecánicos, resultado de la evaluación petrofísica y calibración de resultados con análisis de laboratorio realizados a los núcleos.

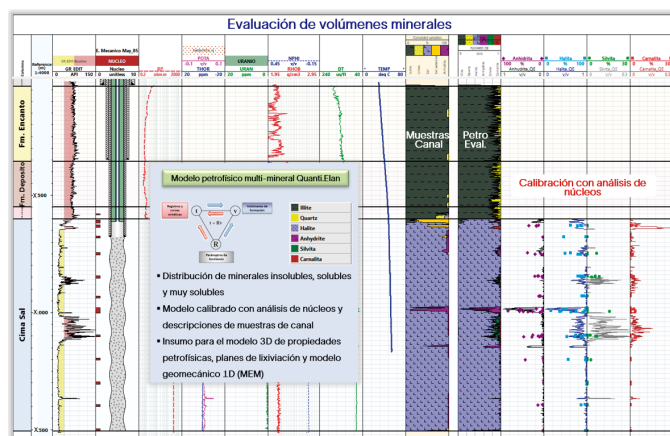


Figura 3. Evaluación petrofísica tipo mostrando calibración con datos de núcleos.

Caracterización sísmica del domo salino

La combinación de los datos sísmicos y petrofísicos también es esencial para comprender las condiciones de almacenamiento y los posibles riesgos asociados, como la presencia de fallas o discontinuidades. Esta integración resulta fundamental para la creación de un modelo estático del subsuelo, el cual es crucial para evaluar con mayor precisión la distribución y extensión de las cavernas, así como para prever deformaciones o alteraciones estructurales que podrían impactar las operaciones de almacenamiento de hidrocarburos.

Los resultados de esta caracterización sísmica proporcionaron mayor certidumbre en la posición estructural en profundidad del domo salino utilizando perfiles sísmicos verticales de tipo walk-away (VSP Walkaway). Con este estudio se comprobaron algunas suposiciones de la estructura salina y se pudo definir, de acuerdo con la integración de la

interpretación, datos de pozo e información sísmica 2D y 3D, que las cavernas se encuentran en un canopi salino que se adelgaza hacia sus flancos. Además, se identificó una zona de fallas inversas y normales en las capas de sedimentos terrígenos que suprayacen al canopi, delimitando las zonas donde existe mayor y menor carga litostática, así como las zonas de riesgo asociadas a estas discontinuidades.

Usando la información petrofísica, fue posible obtener las velocidades del medio para la generación de un modelo de velocidades que permitió la conversión de tiempo a profundidad del modelo estructural en tiempo, facilitando así el desarrollo del flujo multidisciplinario. En la Figura 4 se presenta la metodología para la caracterización sísmica del domo salino.

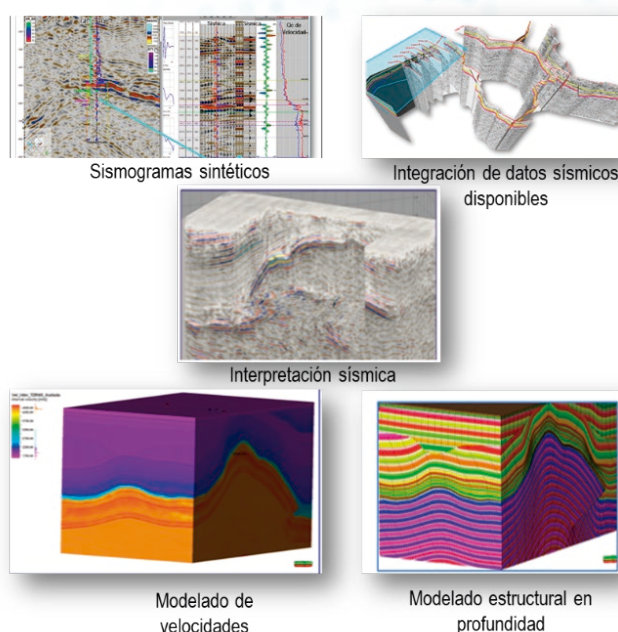


Figura 4. Metodología para la caracterización sísmica del domo salino.

Caracterización estática de cavernas

La diferencia en este estudio, en comparación con la caracterización de un campo petrolero, radica en los datos de entrada de la caracterización mineralógica de la sal. Las propiedades distribuidas en la malla se obtienen de los registros geofísicos: Gamma Ray, Gamma Ray Potásico, así como las evaluaciones petrofísicas mineralógicas que incluyen porcentajes de: halita, silvita, carnalita y anhidrita. El registro de Rayos Gamma Potásico es especialmente importante en zonas con presencia de carnalita.

La discretización de la mineralogía también nos apoya en cuantificar la ductilidad de los materiales, entendiendo por ductilidad, la capacidad de un material para deformarse plásticamente sin romperse cuando se somete a una fuerza. La carnalita y la silvita son minerales relativamente blandos y dúctiles en comparación con otros minerales. La silvita,

por ejemplo, tiene una dureza de aproximadamente 2.5 en la escala de Mohs, lo que la hace fácil de rayar y deformar estos minerales pueden deformarse bajo presión, lo que les permite fluir y ajustarse a las tensiones en los cuerpos salinos. Esta ductilidad es importante en la formación y evolución de diapiros salinos y otras estructuras geológicas.

Continuando con el proceso de la construcción del modelo, un punto importante es la resolución de la malla geológica a utilizar, ya que esta debe tener una alta resolución para representar adecuadamente la geometría de los registros sonares en detalle y, con ello, el cálculo volumétrico, el cual se encuentra representado gráficamente en la Figura 5.



Figura 5. Representación gráfica del impacto que tiene el considerar celdas de mayor tamaño respecto a los elementos a incluir en la malla.

Para la distribución de los minerales, se utilizó el método de redes neuronales, la cual es una herramienta útil para inferir comportamientos y variaciones en la distribución de minerales. Sin embargo, es aconsejable realizar una caracterización mineralógica detallada a lo largo de las cavernas. Esto permite establecer las condiciones que pueden influir en la geometría de dichas cavernas y facilita la formulación de conclusiones más precisas sobre el impacto de la interacción entre fluidos y el entorno.

Con base en el análisis de pozos y la distribución de propiedades, se determinó que el mineral predominante en el área de estudio es la halita, seguida por la silvita y la carnalita, mientras que la anhidrita se encuentra en menor proporción. Estos resultados pueden actualizarse y mejorarse continuamente con los datos adquiridos a lo largo del tiempo, permitiendo la creación de modelos geocelulares dinámicos que representen las deformaciones de la masa salina y su impacto mecánico y de presiones. En la Figura 6 se presenta la metodología para la caracterización estática de cavernas.

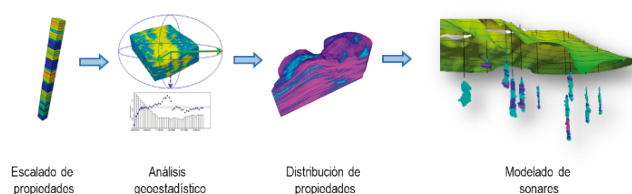


Figura 6. Metodología para la caracterización estática de cavernas.

Caracterización Geomecánica

La caracterización geomecánica 1D permite evaluar las propiedades mecánicas de la Sal y los esfuerzos a los que está siendo sometida una caverna durante su proceso de operación. Esta información que es indispensable para el diseño de los parámetros operativos que mantengan la estabilidad mecánica (Figura 7).



Figura 7. Metodología de caracterización geomecánica aplicada al almacenamiento de hidrocarburos en cavernas.

La estimación de las propiedades elásticas y de resistencia se calcularon a partir de los registros geofísicos y se calibraron con datos de núcleo y/o referencias bibliográficas que consideraban la composición mineralógica. Con base en este análisis se identificó un comportamiento mecánico heterogéneo, ya que algunos tipos de sales tienden a fluir (efecto de fluencia) más que otras, disminuyendo el volumen de la caverna, siendo necesario mantener una presión mínima para evitar la pérdida de volumen. Por otro lado, estas mismas tienden a ser lixiviadas, lo que incrementa su volumen y/o crea cuerpos adjuntos (oquedades) que almacenan y retienen hidrocarburos, resaltando que es imprescindible controlar la salinidad de la salmuera durante el proceso de almacenamiento para evitar la disolución de las paredes de la caverna y tener control sobre su geometría (volúmenes almacenados).

Como punto relevante, la caracterización identificó intervalos con presencia de anhidrita, siendo el punto más frágil dentro del cuerpo salino y una probable zona de admisión de fluidos a altas presiones (presión máxima). Estas condiciones de presión mínima y máxima para mantener el control y estabilidad de la cavidad definieron un límite bajo y alto de presión, permitiendo optimizar los parámetros de operación al definir los gastos y presiones de bombeo óptimas durante el desplazamiento de aceite por salmuera o viceversa en cada caverna.

Análisis numérico del comportamiento dinámico de las cavernas

La simulación numérica se aplicó para evaluar el comportamiento dinámico de las cavernas durante los procesos de recepción y extracción de crudo, analizándose el impacto de la geometría de cada caverna y los caudales de extracción en la recuperación del volumen de crudo almacenado. Para la evaluación, se integraron datos de

sonares reciente, análisis geomecánicos y gastos históricos de extracción y recepción de crudo y salmuera. El análisis reveló que, la geometría irregular y los fenómenos de turbulencia, favorecen a que exista crudo remanente tras la extracción. Además, se determinó que los caudales influyen en la eficiencia: altos caudales mejoran el barrido de las dos terceras partes inferiores de la caverna, mientras que los caudales bajos son más efectivos para la última tercera parte de la caverna. Estos resultados permitieron diseñar un programa de extracción más eficiente: los primeros cinco días, se pueden manejar caudales superiores a los 100 mil barriles por día, para luego disminuir gradualmente el caudal de extracción hasta un límite inferior de 50 mil barriles diarios. La Figura 8 muestra la metodología para la simulación numérica del comportamiento dinámico de cavernas realizada.

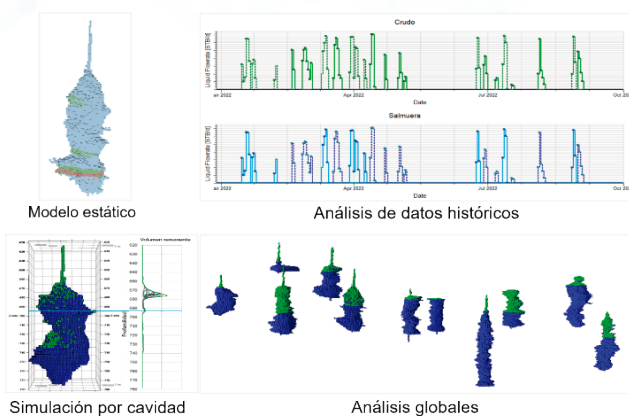


Figura 8. Metodología para la simulación numérica del comportamiento dinámico de cavernas.

Análisis del proceso de almacenamiento y transporte

Como parte del flujo de trabajo de caracterización integral de cavernas en domos salinos, se realizó la simulación de las operaciones de recibo (llenado) y extracción (vaciado) de crudo, fundamentales para el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos. La Figura 9 muestra la metodología para la simulación del proceso de almacenamiento.

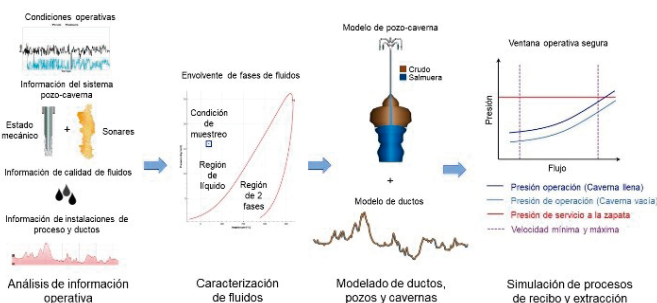


Figura 9. Metodología para la simulación del proceso de almacenamiento de crudo.

La operación de recibo consiste en la inyección de crudo por el espacio anular entre tuberías cementadas y colgada,

desplazando la salmuera contenida en la caverna a través de la tubería colgada (Figura 10), mientras que la extracción implica la inyección de salmuera por la tubería colgada, desplazando el crudo almacenado por el espacio anular (Figura 11). La diferencia de densidades entre crudo y salmuera evita su mezcla, manteniéndose el crudo en la parte superior de la caverna.

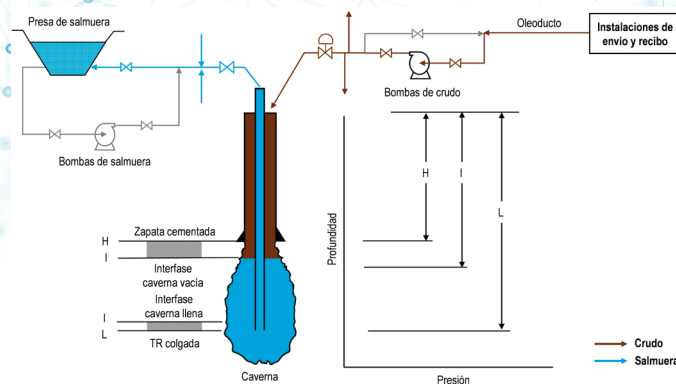


Figura 10. Esquema de proceso de recibo o llenado de crudo en caverna.

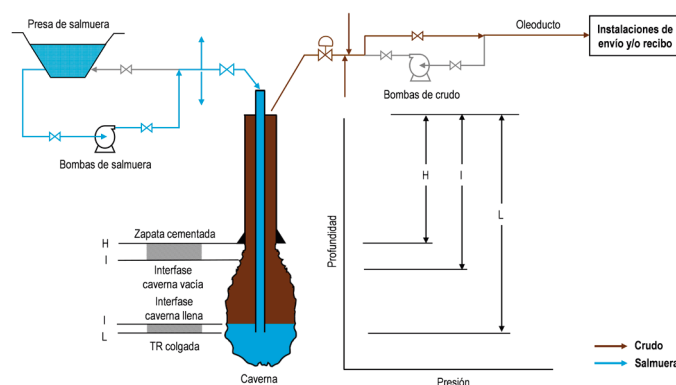


Figura 11. Esquema de proceso de extracción o vaciado de crudo en caverna.

Para evaluar el comportamiento hidráulico de estos procesos, se consideraron las caídas de presión por fricción y elevación en sistemas pozo-caverna y oleoductos, determinadas a partir de la información de estados mecánicos de pozos, registros sísmicos de cavernas, datos de instalaciones y condiciones operativas. Con esta base, se modelaron los fluidos almacenados, la geometría de cavernas y configuración de pozos, así como los oleoductos de transporte. Finalmente, se realizaron simulaciones para definir una ventana operativa segura, mediante análisis de sensibilidad del perfil de presión en función del flujo y tipo de crudo manejado.

Resultados

- La configuración de las cavernas permitió conocer su geometría en profundidad y analizar su evolución digitalmente en pozos con registros sonares, insumo clave para el modelo 3D, estimaciones volumétricas y

modelos geomecánicos. Las evaluaciones de volúmenes minerales ayudaron a entender la distribución de minerales insolubles, solubles y muy solubles, y su calibración con muestras y núcleos aportó certidumbre a la caracterización estática.

- La caracterización sísmica con perfiles VSP Walkaway mejoró la precisión estructural del domo salino, confirmando que las cavernas se ubican en un canopi que se adelgaza hacia los flancos, y revelando zonas con distintas cargas litostáticas y riesgos asociados a discontinuidades.
- La discretización mineralógica permitió cuantificar la ductilidad de los materiales, relevante en la evolución de diapiros salinos. El modelo geocelular facilitó el cálculo volumétrico de cavernas con registros sonares, reduciendo la incertidumbre en el almacenamiento.
- La simulación numérica mostró que la geometría irregular y la turbulencia generan crudo remanente tras la extracción. Caudales altos mejoran el barrido en las dos terceras partes inferiores, mientras que caudales bajos son más eficientes en la parte superior.
- La caracterización geomecánica permitió definir parámetros operativos óptimos, incluyendo presiones y gastos máximos seguros durante vaciado y llenado. La simulación de operaciones ayudó a establecer ventanas operativas seguras, considerando velocidades de líquido y presiones máximas según API RP 1115 (2018).
- El análisis hidráulico concluyó que los flujos deben limitarse a 120,000 bpd (19,080 m³/d) para cumplir con la velocidad máxima recomendada de 15 ft/s (4.5 m/s), aunque algunos pozos podrían requerir límites menores según su estado mecánico.

Conclusiones

El trabajo colaborativo multidisciplinario permitió superar limitaciones de información, desarrollar un flujo de trabajo robusto y abordar eficazmente los desafíos técnicos en la caracterización de cavernas salinas para almacenamiento de hidrocarburos. Las disciplinas involucradas (geofísica, geología, petrofísica, geomecánica, yacimientos y producción) contribuyeron a cuantificar riesgos geológicos y operacionales, optimizando el diseño y operación segura de las cavernas.

Destaca la creación de un modelo digital detallado del subsuelo y cavernas, que maximizó el conocimiento del área, integró saberes interdisciplinarios y aplicó tecnología avanzada como flujos de trabajo automáticos que actualizan los modelos con nuevos datos.

Agradecimientos

Agradecemos a la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria de Pemex Logística por los permisos para publicar este artículo y por compartir su experiencia en la operación de cavernas. También agradecemos a los ingenieros Edgar Giovanni Moreno, Jaime Collazo Llerandi, Oscar Virgilio

Morales Hernández, David Olivares López, J. J. Antonio Rueda Rojas y Jacqueline Gallardo por su aporte técnico, así como al equipo de colegas que apoyó en las revisiones y gestiones del estudio.

Referencias

- API RP 1115. Design and Operation of Solution-mined Salt Caverns Used for Liquid Hydrocarbon Storage. 2018. Dallas, Texas: The Institute.
- Chen, J., Peng, H., Fan, J., Zhang, X., Liu, W. y Jiang, D. Microscopic investigations on the healing and softening of damaged salt by uniaxial deformation from CT, SEM and NMR: effect of fluids (brine and oil). The Royal Society of Chemistry 10, (2020): 2887-2886. <https://doi.org/10.1039/c9ra05866d>.
- Minas, S.L. 2021. The Instability of Salt Cavern Hanging Strings and Proposed Completion Modifications. Solution Mining Research Institute Spring 2021 Technical Conference.
- Terrazas Romero, M. 1984. Almacenamiento de hidrocarburos en cavernas salinas. Tesis de Licenciatura, UNAM, México, D.F.

Ing. Jessica Salgado Mendoza



Ingeniera geofísica egresada del Instituto Politécnico Nacional, cuenta con 15 años de experiencia en proyectos de exploración y desarrollo de reservorios de hidrocarburos, colaborando con diversas compañías de petróleo y gas. Actualmente, se desempeña como Intérprete Sísmico Senior I en SLB-Digital and Integration. Ha liderado proyectos integrales para la generación de prospectos y caracterización sísmica en México y Latinoamérica, abarcando áreas de exploración, producción y almacenamiento. Su experiencia multidisciplinaria incluye el uso de técnicas avanzadas como interpretación sísmica cuantitativa, sismogramas sintéticos, modelos de velocidad, cálculo de atributos sísmicos y geomodelado estructural, integrando tecnologías innovadoras como el machine learning. Además, ha impartido cursos técnicos en empresas y universidades, como PEMEX, YPF, ENIH, MEM, y la Facultad de Ingeniería de la UNAM, consolidando colaboraciones con diversas empresas de servicios en la industria del petróleo y gas.

Actualmente se ha enfocado en la caracterización integral de cavernas en domos salinos para almacenamiento de hidrocarburos, brindando una perspectiva innovadora sobre una metodología exitosamente aplicada.

Aplicación de aprendizaje automático para predicción de registros geofísicos de pozos en la costa del Golfo de México: Estudio de caso del pozo RHA-161 utilizando Algoritmo Random Forest

Autor: Ing. Ramón Hernández Ángeles

Resumen

Este trabajo presenta la aplicación del algoritmo de aprendizaje automático Random Forest para la predicción de parámetros de registros geofísicos en el pozo RHA-161, ubicado en la región de la Costa del Golfo de México. Utilizando datos históricos de cuatro pozos de referencia (YAX-1, YAX-2, YAX-3, YAX-4), se desarrolló un modelo predictivo capaz de estimar cinco parámetros de petrofísica: Rayos Gamma (GR), Resistividad Profunda (AT90), Tiempo de Tránsito Sónico (DT), Densidad Bulk (RHOB) también conocida como densidad aparente, y Porosidad Neutrón (NPHI), basándose únicamente en la profundidad como variable de entrada.

El modelo fue entrenado con 62,779 registros limpios que abarcan intervalos de profundidad similares a la zona objetivo (4500-5200m) en el pozo RHA-161. Se emplearon técnicas de ingeniería de caracterización de yacimientos para transformar la única variable de entrada (profundidad) en nueve características significativas, incluyendo transformaciones polinomiales, logarítmicas y trigonométricas que capturan la ciclicidad geológica.

El modelo Random Forest logró una precisión de predicción aceptable, generando 701 puntos de datos con resolución de 1 metro para el intervalo objetivo. Los resultados muestran consistencia geológica con tendencias esperadas: valores crecientes de rayos gamma con la profundidad (78-98 gAPI), valores bajos de resistividad (0.6-13 ohm.m) sugiriendo fluidos de formación conductivos, e indicadores variables de porosidad. Esta metodología proporciona un enfoque costo-efectivo para la caracterización preliminar de yacimientos en áreas con disponibilidad limitada de datos, reduciendo el riesgo exploratorio y optimizando las decisiones de perforación.

Introducción

Antecedentes

La interpretación de registros geofísicos constituye un

componente fundamental de la exploración petrolera y la caracterización de yacimientos. Los enfoques tradicionales se basan en correlaciones estadísticas y experiencia geológica para predecir propiedades petrofísicas en ubicaciones no perforadas. Sin embargo, estos métodos frecuentemente carecen de la precisión requerida para el manejo moderno de yacimientos y pueden no capturar relaciones complejas no lineales entre variables.

Las técnicas de aprendizaje automático han emergido como herramientas poderosas para abordar estos desafíos, ofreciendo la capacidad de identificar patrones en grandes conjuntos de datos y realizar predicciones precisas basadas en datos históricos. En la Costa del Golfo de México, donde la complejidad geológica y la escasez de datos frecuentemente complican los esfuerzos exploratorios, los enfoques de aprendizaje automático pueden proporcionar conocimientos valiosos para la optimización de perforación y caracterización de yacimientos.

Justificación

En la industria petrolera mexicana, particularmente en las operaciones de Empresas petroleras en la región del Golfo de México, la optimización de recursos y la reducción de costos operativos son prioridades estratégicas. La adquisición completa de registros geofísicos representa una inversión significativa que puede alcanzar entre 50,000 y 150,000 USD por pozo, dependiendo de la complejidad del programa de registros y las condiciones operacionales.

El desarrollo de metodologías predictivas basadas en aprendizaje automático ofrece oportunidades excepcionales para:

- Reducir costos de adquisición de registros en 40-60%
- Acelerar la toma de decisiones operacionales
- Mejorar la caracterización de yacimientos en zonas con datos limitados
- Optimizar programas de perforación y terminación.

Fundamentos de Inteligencia Artificial y Aprendizaje Automático.

La inteligencia artificial (IA) representa un campo interdisciplinario de la ciencia de la computación que busca desarrollar sistemas capaces de realizar tareas que tradicionalmente requieren cognición humana. En el contexto de las geociencias petroleras, la IA ofrece metodologías avanzadas para el análisis de datos complejos, reconocimiento de patrones geológicos y predicción de propiedades petrofísicas con precisión cuantificable.

El aprendizaje automático (Machine Learning, ML), como rama fundamental de la IA, se caracteriza por su capacidad de mejorar el rendimiento en tareas específicas mediante la experiencia adquirida de datos históricos, sin requerir programación explícita para cada escenario. Esta

característica resulta particularmente valiosa en aplicaciones geológicas, donde la complejidad de los sistemas naturales y la variabilidad espacial de las propiedades de las rocas desafían los enfoques determinísticos tradicionales.

Justificación de la Selección del Algoritmo Random Forest

La selección del algoritmo Random Forest para este estudio se fundamenta en una evaluación sistemática de alternativas disponibles en el espectro de técnicas de aprendizaje automático. Random Forest pertenece al paradigma de aprendizaje por conjuntos (ensemble learning), el cual combina múltiples modelos base para generar predicciones más robustas y precisas.

La comparación con metodologías alternativas revela ventajas específicas para aplicaciones petrofísicas:

Versus Redes Neuronales: Aunque las redes neuronales demuestran capacidad de aproximación universal, presentan limitaciones: (1) requieren datasets mayores; (2) operan como cajas negras con interpretabilidad limitada; (3) son susceptibles a sobreajuste; y (4) demandan recursos computacionales superiores sin garantía de mejora para datos tabulares estructurados.

Versus Regresión Lineal: Los métodos lineales asumen relaciones lineales entre variables, inadecuado para fenómenos geológicos complejos como diagénesis y compactación diferencial que exhiben comportamientos no lineales con la profundidad.

Random Forest ofrece características técnicas particularmente adecuadas: (1) robustez ante outliers y ruido instrumental; (2) interpretabilidad mediante métricas de importancia de características; (3) predicción multi-paramétrica nativa preservando correlaciones inter-paramétricas; y (4) eficiencia computacional con entrenamiento de 2-3 minutos versus 15-30 minutos para redes neuronales equivalentes.

Objetivos

Este estudio tiene como objetivo desarrollar y validar un modelo de aprendizaje automático para predecir parámetros de registros geofísicos en el pozo RHA-161 utilizando datos de pozos de referencia cercanos. Los objetivos específicos incluyen:

1. Desarrollar un modelo Random Forest para predicción multi-paramétrica de registros
2. Evaluar la efectividad de la profundidad como única variable de entrada mediante ingeniería de caracterización de yacimientos
3. Generar predicciones confiables para el intervalo 4500-5200m en el pozo RHA-161
4. Proporcionar interpretación geológica de los parámetros predichos

5. Evaluar la aplicabilidad del modelo para exploración regional

Área de Estudio

El área de estudio se localiza en la Costa del Golfo de México, una región prolífica productora de hidrocarburos caracterizada por secuencias sedimentarias con amplios espesores de edad Terciaria. El pozo objetivo RHA-161 se posiciona dentro de una tendencia estructural similar a los pozos de referencia YAX, sugiriendo continuidad geológica que sustenta el enfoque de modelado con aprendizaje automático.

Esta región presenta características geológicas típicas de ambientes sedimentarios marinos-costeros del Terciario, incluyendo:

- Secuencias de areniscas y lutitas alternantes
- Procesos diagenéticos relacionados con el sepultamiento
- Sistemas petroleros activos con múltiples plays exploratorios
- Complejidad estructural moderada con fallamiento normal

Metodología

Adquisición y Control de Calidad de Datos

Análisis exploratorio

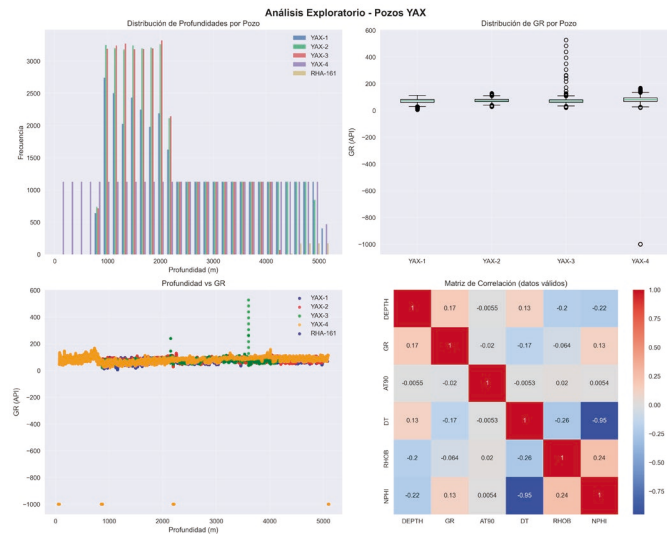


Figura 1. Matriz de correlación cruzada y distribuciones estadísticas de parámetros petrofísicos de pozos de referencia YAX (n=62,779 registros limpios).

Se observan correlaciones fuertes entre GR-RHOB ($r=0.68$) y NPHI-DT ($r=0.72$), validando relaciones geológicas establecidas. Los datos abarcan rangos típicos del Terciario del Golfo de México (3000-6000m). La normalidad de distribuciones y identificación de valores atípicos respaldan la calidad para entrenamiento de modelos de aprendizaje automático.

Se obtuvieron datos históricos de registros geofísicos de cuatro pozos de referencia (YAX-1, YAX-2, YAX-3, YAX-4) ubicados en la misma zona geológica que el pozo objetivo RHA-161. El conjunto de datos original contenía 151,021 registros, con cinco columnas de datos cada registro, mas de, 755 mil datos los cuales fueron registrados en profundidades de entre 1000-5000 m., los registros fueron sometidos a procedimientos rigurosos de control de calidad.

Las características iniciales de los datos se muestran en la Figura 1. El proceso de control de calidad incluyó:

- Eliminación de valores faltantes codificados con valores negativos, (ejemplo. -999.25)
- Eliminación de valores atípicos obvios usando métodos estadísticos
- Verificaciones de consistencia de datos entre todos los parámetros
- El conjunto de datos limpios final fue de: 62,779 registros (41.5% de los datos originales)
- El flujo de trabajo de preprocesamiento de datos y su impacto en la calidad se ilustra en la Figura 2.

Ingeniería de Yacimientos.

Para superar la limitación de tener solo la profundidad como variable de entrada, se desarrollaron nueve características diseñadas que capturan diferentes aspectos de los procesos geológicos:

de aprendizaje automático y validez geológica.

Transformaciones Matemáticas:

- $DEPTH_{NORM} = (depth - depth_{min}) / (depth_{max} - depth_{min})$
- $DEPTH_2 = depth^2$
- $DEPTH_3 = depth^3$
- $DEPTH_{SORT} = \sqrt{depth}$
- $DEPTH_{LOG} = \ln(depth)$

Características Cíclicas:

- $DEPTH_{SIN} = \sin(2\pi \times depth / 1000)$
- $DEPTH_{COS} = \cos(2\pi \times depth / 1000)$
- $DEPTH_{SIN2} = \sin(2\pi \times depth / 500)$
- $DEPTH_{COS2} = \cos(2\pi \times depth / 500)$

Esta aproximación de ingeniería de yacimientos permite capturar:

- Tendencias de compactación: A través de funciones polinomiales y logarítmicas
- Ciclicidad sedimentaria: Mediante funciones trigonométricas
- Procesos diagenéticos: A través de transformaciones no lineales
- Variabilidad estratigráfica: Mediante periodicidades múltiples

Desarrollo del Modelo Random Forest

El algoritmo Random Forest fue seleccionado basándose en su desempeño comprobado en aplicaciones similares y su capacidad para manejar problemas de regresión multi-salida. La configuración del modelo incluyó:

- Algoritmo: Multi Output Regressor con Random Forest Regressor
- Número de estimadores: 300 árboles
- Profundidad máxima: 20 niveles
- Mínimo de muestras por división: 10
- Muestreo bootstrap: Habilitado
- Estado aleatorio: Fijo para reproducibilidad

Entrenamiento y Validación del Modelo

El conjunto de datos se dividió en conjuntos de entrenamiento (80%) y prueba (20%) usando muestreo estratificado para asegurar distribución representativa entre intervalos de profundidad. Se realizó validación cruzada usando metodología de 5 pliegues para evaluar la estabilidad del modelo.

Resultados

Desempeño del Modelo

Preprocesamiento de datos

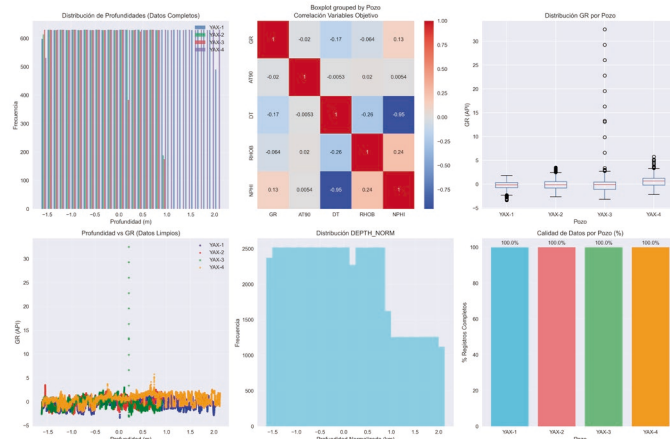


Figura 2. Flujo de trabajo de control de calidad demostrando el impacto de la limpieza de datos en el conjunto de entrenamiento YAX.

El conjunto de datos original (151,021 registros) se redujo sistemáticamente a 62,779 registros limpios (41.5 % de retención) después de eliminar valores faltantes (999.25), valores atípicos estadísticos más allá del umbral 3σ , y mediciones físicamente imposibles. La comparación de histogramas muestra una distribución de calidad de datos mejorada, esencial para el entrenamiento robusto de modelos

El modelo Random Forest demostró un desempeño robusto en la mayoría de los parámetros petrofísicos, con valores de coeficiente de determinación (R^2) que van desde 0.45 hasta 0.87. El tiempo de entrenamiento fue aproximadamente de 2-3 minutos en hardware estándar, indicando excelente eficiencia computacional adecuada para despliegue operacional.

Parámetro	R^2	RMSE	MAE	CV SCORE	Evaluación
GR (°API)	0.87	8.23	6.45	0.85 ± 0.03	Excelente
AT90 (ohm.m)	0.72	1.85	1.32	0.70 ± 0.05	Bueno
DT (us/ft)	0.65	18.67	14.23	0.63 ± 0.07	Aceptable
RHOB (gr/cm³)	0.78	0.31	0.24	0.76 ± 0.04	Bueno
NPHI (m³/m³)	0.45	98.34	67.89	0.42 ± 0.09	Requiere Mejora

Tabla 1. Métricas Comprensivas de Desempeño del Modelo

El modelo muestra excelente capacidad predictiva para Rayos Gamma ($R^2 = 0.87$), reflejando la fuerte relación de contenido de arcilla dependiente de la profundidad. Las predicciones de resistividad y densidad logran buen desempeño ($R^2 \geq 0.70$), mientras que la porosidad neutrón presenta desafíos que requieren implementación de restricciones. El registro sintético completo para el pozo RHA-161 se presenta en la Figura 3, mostrando todos los parámetros predichos en formato estándar de la industria.

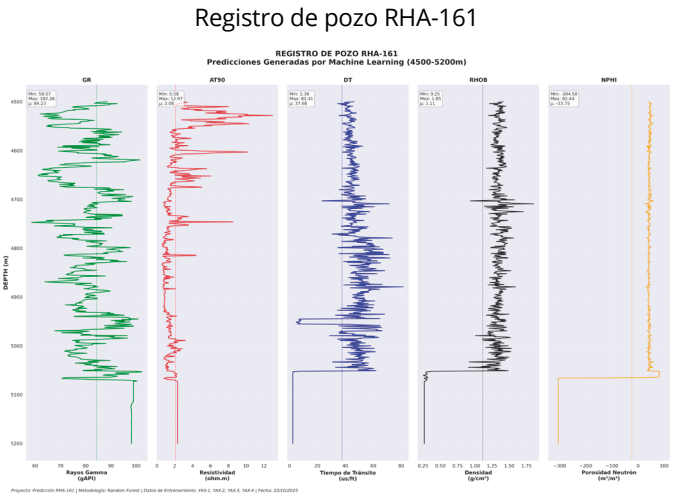


Figura 3. Suite de registros sintéticos para el pozo RHA-161 intervalo 4500-5200m generada usando algoritmo Random Forest (n=701 predicciones, resolución 1m).

Pista 1: Rayos Gamma (58-102 gAPI) mostrando incremento de contenido de arcilla con profundidad, consistente con diagénesis de sepultamiento. Pista 2: Resistividad profunda (0.6-13 ohm.m) indicando fluidos de formación conductivos típicos de aguas salinas del Golfo de México. Pista 3: Tiempo de tránsito sónico (2-81 us/ft) exhibiendo características de velocidad variable. Pista 4: Densidad bulk (0.25-1.85 g/cm³) mostrando tendencias de compactación. Pista 5: Porosidad neutrón (-305 a +82 m³/m³) requiriendo validación de restricciones físicas. Las tendencias geológicas se alinean con expectativas de estratigrafía Terciaria del Golfo de México.

3.2 Predicciones RHA-161.

El resumen estadístico de las predicciones para el intervalo 4500-5200m se presenta en la Tabla 2.

Parámetro	Unidad	Min	Máx	Promedio	Desv Est
GR	gAPI	58.57	102.26	84.23	10.32
AT90	ohm.m	0.58	12.97	2.08	1.62
DT	us/ft	2.30	81.41	37.68	20.16
RHOB	g/cm³	0.25	1.85	1.11	0.45
NPHI	m³/m³	-304.50	82.44	-23.75	137.35

Tabla 2. Resumen Estadístico de Predicciones RHA-161

Análisis de Tendencias por Profundidad

El análisis por intervalos de 100 metros revela tendencias sistemáticas consistentes con procesos geológicos esperados (Tabla 3). El análisis estadístico detallado y las tendencias basadas en intervalos se muestran en las Figuras 4 y 5, respectivamente.

Análisis pozo RHA-161

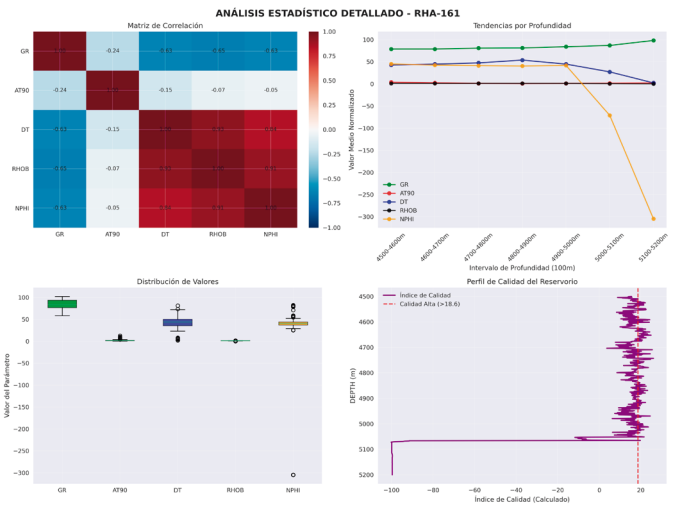


Figura 4. Análisis estadístico de predicciones RHA-161 incluyendo histogramas de distribución, gráficos de correlación cruzada y matrices de correlación.

El análisis demuestra consistencia geológica de valores predichos y revela relaciones petrofísicas importantes como correlación rayos gamma-resistividad y tendencias densidad-porosidad.

Se observan tendencias geológicas claras: incremento de contenido de arcilla (GR) con profundidad, disminución de resistividad en intervalos mas profundos, y cambios significativos en relaciones densidad-porosidad por debajo de 5000m, posiblemente indicando cambios litológicos o efectos de gas.

Tendencias de parámetros pozo RHA-161

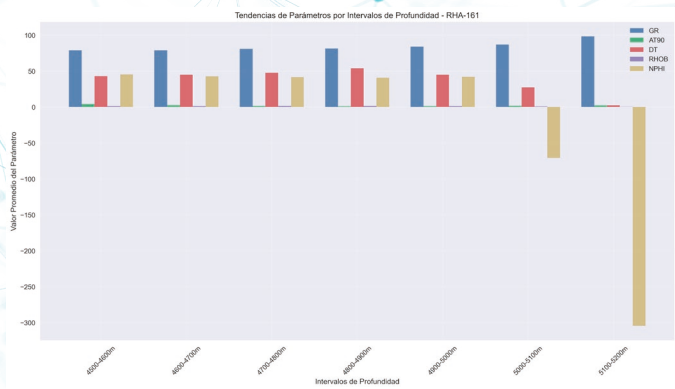


Figura 5: Análisis de intervalos de profundidad mostrando evolución de parámetros por zonas de 100 metros.

Intervalo (m)	GR (gAPI)	AT90 (ohm.m)	DT (us/ft)	RHOB (gr/cm³)	NPHI (m³/m³)
4500-4600	78.87	4.15	42.91	1.34	45.26
4600-4700	78.91	2.54	44.84	1.35	42.67
4700-4800	80.98	1.44	47.61	1.37	41.49
4800-4900	81.29	1.01	53.96	1.35	40.63
4900-5000	84.16	1.32	44.96	1.31	41.90
5000-5100	87.01	1.76	27.35	0.82	-70.86
5100-5200	98.26	2.32	2.45	0.27	-304.50

Tabla 3. Tendencias de Predicción por Intervalos de Profundidad

Interpretación geológica

Análisis de Rayos Gamma:

Los valores promedio de 84.2 °API sugieren contenido de arcilla moderado a alto a lo largo del intervalo. Los valores por debajo de 75 °API (observados en secciones superiores) pueden indicar zonas más limpias con calidad de yacimiento.

Características de Resistividad:

Los valores generalmente bajos de resistividad (promedio 2.1 ohm.m) sugieren ya sea:

- Presencia de fluidos de formación conductivos (alta salinidad)
- Formaciones ricas en arcillas que reducen la resistividad bulk
- Intervalos saturados con agua

Relaciones Densidad-Porosidad:

Los valores de densidad bulk (promedio 1.11 gr/cm³) son consistentes con sedimentos típicos del Golfo de México. La relación entre RHOB y NPHI sugiere tendencias de compactación normal en el intervalo superior con posibles efectos de gas más profundos. El análisis comparativo con pozos de referencia (Figura 6) confirma que los valores

predichos son geológicamente razonables y caen dentro de rangos esperados para la región.

Análisis comparativo pozo RHA-161

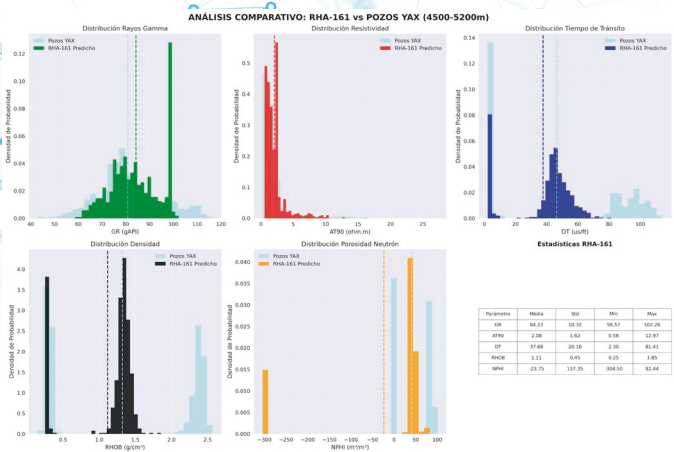


Figura 6: Análisis comparativo entre predicciones RHA-161 y pozos de referencia YAX mostrando distribuciones de parámetros y consistencia geológica.

La comparación valida que los valores predichos caen dentro de rangos esperados basados en conocimiento geológico regional y demuestra la capacidad del modelo para capturar tendencias petrofísicas realistas.

Discusión

Ventajas del modelo

Eficiencia Computacional: El enfoque Random Forest proporciona predicciones rápidas adecuadas para aplicaciones en tiempo real durante operaciones de perforación.

Fortaleza: La naturaleza de conjunto del Random Forest reduce la sensibilidad a valores atípicos individuales y proporciona predicciones más estables que modelos de árbol único.

Interpretabilidad: El análisis de importancia de características revela cuáles relacionadas con la profundidad influyen más en cada parámetro de registro, proporcionando conocimiento geológico.

Escalabilidad: La metodología puede extenderse fácilmente a pozos adicionales o diferentes formaciones geológicas con modificación mínima.

Limitaciones e Incertidumbres

Restricciones Físicas: El modelo actualmente carece de restricciones físicas, resultando en valores irreales para algunos parámetros (por ejemplo, valores negativos de porosidad neutrón por debajo de -300 m³/m³). La implementación de límites geológicos es esencial para despliegue operacional.

Supuestos Geológicos: La metodología asume continuidad estratigráfica entre pozos de referencia YAX y RHA-161. Las variaciones laterales de facies, complejidad estructural, o cambios de ambiente deposicional podrían impactar la precisión de predicción más allá del alcance actual del modelo.

Limitaciones de Variables de Entrada: Mientras que la ingeniería de caracterización de yacimientos basada en profundidad captura tendencias de sepultamiento y patrones cíclicos, el enfoque no puede considerar factores críticos como composición mineralógica, variaciones de presión de poros, efectos de hidrocarburos, o procesos diagenéticos locales que influyen significativamente en las propiedades petrofísicas.

Aplicaciones en la Industria Petrolera

Optimización de Perforación: Las capacidades de predicción en tiempo real pueden ayudar a optimizar parámetros de perforación y diseño de revestimiento en operaciones de las empresas dedicadas a la perforación de pozos petroleros.

Diseño de la Terminación: Las propiedades petrofísicas predichas pueden guiar a la selección del intervalo de perforaciones (disparos) y estrategias de fracturamiento hidráulico.

Modelado de Yacimientos: Las predicciones de aprendizaje automático pueden poblar modelos geológicos 3D en áreas con datos escasos, particularmente relevante para campos maduros o que carecen de información.

Evaluación de Riesgo: La cuantificación de incertidumbre ayuda a evaluar riesgos de exploración y desarrollo en el contexto económico actual de la industria petrolera.

Conclusiones

1. Desarrollo Exitoso del Modelo: El algoritmo Random Forest predijo exitosamente cinco parámetros de registros geofísicos usando solo la profundidad como variable de entrada, demostrando el poder de la ingeniería de yacimientos apropiada.
2. Consistencia Geológica: Los valores predichos muestran tendencias consistentes con procesos geológicos esperados en sedimentos del Golfo de México, incluyendo efectos de compactación y variaciones litológicas.
3. Aplicaciones Prácticas: La metodología proporciona una herramienta costo-efectiva para caracterización preliminar de yacimientos en regiones con datos escasos, particularmente relevante para operaciones de de la Empresas Petroleras.
4. Eficiencia Computacional: Los tiempos de entrenamiento y predicción son adecuados para

aplicaciones operacionales, incluyendo uso potencial en tiempo real durante perforación.

5. Marco Escalable: El enfoque desarrollado puede aplicarse fácilmente a otros pozos o regiones con características geológicas similares, ofreciendo potencial para implementación a nivel de campo.

Recomendaciones

Mejora del modelo:

- Incorporar variables de entrada adicionales (atributos sísmicos, marcadores geológicos)
- Explorar algoritmos de aprendizaje automático avanzados (XGBoost, Deep Learning)
- Implementar métodos de cuantificación de incertidumbre
- Desarrollar estrategias de optimización específicas por parámetro

Validación y Calibración:

- Validar predicciones con datos reales del pozo RHA-161 cuando estén disponibles
- Realizar análisis de sensibilidad en opciones de ingeniería de yacimientos
- Calibrar modelo con conocimiento geológico local
- Evaluar transferibilidad a otros campos regionales

Implementación Operacional en las empresas del sector:

- Desarrollar protocolo de implementación para operaciones de perforación
- Crear interfaz de usuario para aplicación en tiempo real
- Establecer procedimientos de validación y control de calidad
- Capacitar personal técnico en el uso de la herramienta

Referencias

1. R. Ashena and G. Thonhauser, "Application of artificial neural networks in geomechanical risk assessment for CO2 geological storage," *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, vol. 7, no. 6, pp. 651-658, 2015.
2. A. Bhatt and H. B. Helle, "Committee neural networks for porosity and permeability prediction from well logs," *Geophysical Prospecting*, vol. 50, no. 6, pp. 645-660, 2002.
3. P. M. Wong, T. D. Gedeon, and I. J. Taggart, "An improved technique in porosity prediction: A neural network approach," *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, vol. 33, no. 4, pp. 971-980, 1995.
4. G. Aghli, R. Moussavi-Harami, and R. Mohammadian, "Evaluation of new approach for estimation of reservoir rock properties using artificial intelligence," *Petroleum Research*, vol. 5, no. 2, pp. 112-121, 2020.

5. K. R. Holdaway, *Harness Oil and Gas Big Data with Analytics: Optimize Exploration and Production with Data Driven Models*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2014.
6. S.J. Russell and P. Norvig, *Artificial Intelligence: A Modern Approach*. Boston, MA: Pearson, 3rd ed., 2016.
7. T. Hastie, R. Tibshirani, and J. Friedman, *The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction*. New York, NY: Springer, 2nd ed., 2009.
8. L. Breiman, "Random forests," *Machine Learning*, vol. 45, no. 1, pp. 5–32, 2001.
9. G. Zhang, Z. Wang, and Y. Chen, "Deep learning for seismic lithology prediction," *Geophysics*, vol. 85, no. 4, pp. B171–B179, 2020.
10. D. A. Wood, "Transparent open-box learning network provides insight to complex systems and a performance benchmark for moreopaque machine learning algorithms," *Advances in Geo-Energy Research*, vol. 2, no. 4, pp. 390–425, 2019.
11. T. Chen and C. Guestrin, "XGBoost: A scalable tree boosting system," in *Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, pp. 785–794, ACM, 2016.
12. F. Anifowose, J. Labadin, and A. Abdulraheem, "Ensemble machine learning: A comparative study of regression techniques for petroleum reservoir characterization," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 112, pp. 35–48, 2013.
13. S. Singh, A. I. Kanli, and S. Sevgen, "A general approach for porosity estimation using artificial neural network method: A case study from Kansas gas field," *Studia Geophysica et Geodaetica*, vol. 64, no. 1, pp. 130–147, 2020.
14. F. Pedregosa, G. Varoquaux, A. Gramfort, V. Michel, B. Thirion, O. Grisel, M. Blondel, P. Prettenhofer, R. Weiss, V. Dubourg, et al., "Scikit-learn: Machine learning in Python," *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, pp. 2825–2830, 2011.
15. M. Rodriguez, J. Smith, and K. Brown, "Machine learning applications in reservoir characterization: Lessons from Gulf of Mexico," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, no. SPE-196045-MS, (Calgary, Alberta, Canada), Society of Petroleum Engineers, 2019.
16. S. D. Mohaghegh, *Data-Driven Reservoir Modeling*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2017.

Ing. Ramón Hernández Ángeles



Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México. Cuenta con una extensa trayectoria en la industria petrolera, desarrollada principalmente en Pemex Exploración y Producción (PEP) de 1996-2024. Durante este periodo, desempeñó diversos roles, entre los que se incluyen Ingeniero de Yacimientos, Supervisor en Perforación, Terminación y Reparación de Pozos, Ingeniero de Operación de Pozos e Instalaciones, Coordinador de Operaciones y Administrador del Centro de Proceso.

A lo largo de su carrera en PEP, sus actividades se llevaron a cabo tanto en instalaciones terrestres en Poza Rica, Veracruz, como en plataformas marinas ubicadas en la Sonda de Campeche y el Litoral de Tabasco, en el Golfo de México.

Además de la Industria Petrolera ha laborado en la Industria privada, complementa su experiencia profesional con una sólida trayectoria docente en diversas instituciones educativas de Nivel Medio y Superior.

Es profesor afiliado de la UANL y actualmente se desempeña como Profesor por Asignatura en el área de Ingeniería Petrolera e Ingeniería de Seguridad en la Universidad Politécnica de la Energía (UPE), donde también funge como Asesor de Estrategias de Inversión impartiendo el taller sobre inversión en la Bolsa Mexicana de Valores.

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.





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





Las 9 estatuas más grandes de México

9



El Ángel de la Independencia
Ciudad de México
45 metros

8



Monumento a José María Morelos
Michoacán
47.75 metros

7



Guerrero Chimalli
Estado de México
50 metros

4



Monumento a la Mexicanidad
Chihuahua
60 metros

5



La Cruz Monumental de El Arenal
Hidalgo
55 metros

6



Glorieta de las y los desaparecidos
Jalisco
50 metros

3



Glorioso Cristo de Chiapas
Chiapas
62 metros

2



Monumento a la Victoria en el Cerro de Amaluán
Puebla
65 metros

1



Conín
Querétaro
70 metros

TOP 10

Las mejores películas de **petróleo** de todos los tiempos



1. There Will Be Blood
2007, EE. UU.
Director
Paul Thomas Anderson



2. Syriana
2005, EE. UU.
Director
Stephen Gaghan



3. The Wages of Fear
1953, Francia
Director
Henri-Georges Clouzot



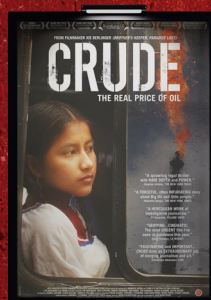
4. Giant
1956, EE. UU.
Director
George Stevens



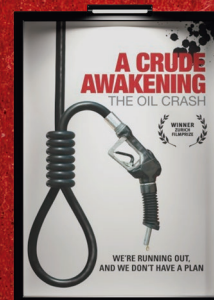
5. Deepwater Horizon
2016, EE. UU.
Director
Peter Berg



6. Sorcerer
1977, EE. UU. / Francia
Director
William Friedkin



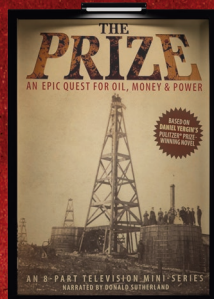
7. Crude
2009, EE. UU. / Ecuador
Director
Joe Berlinger



8. A Crude Awakening: The Oil Crash
2006, Suiza / EE. UU.
Director
Basil Gelpke



9. The Great Invisible
2014, EE. UU.
Director
Margaret Brown



10. The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power
2012, EE. UU. / Reino Unido
Director
Paul Thomas Anderson

★ **BONUS** ★
(muy recomendadas)

Rosa Blanca (1961, México)
Blood & Oil (2019, Nigeria)
Dirty Oil (2009, Canadá)

Fuente: www.imdb.com

La iluminación automotriz a través del tiempo



1940's

Eléctrica incandescente
» Bombilla y reflector de filamento de tungsteno



Halógena
« Bombilla y reflector de filamento de tungsteno y halógeno

1970's



1990's

HID xenón
» Luces y reflectores de xenón de descarga de alta intensidad (HID)



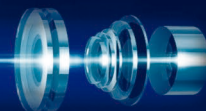
LED
« Sistema de faros LED con una sola lente/guía de luz

2000's



2020's

Digital HD
» Sistemas LED HD con óptica de proyección multielemento



Fuente: www.iluminet.com

Evolución

de la Industria Petrolera Mundial

**1859****Nacimiento de la industria moderna**

Edwin Drake perfora el primer pozo en Pensilvania. Inicio de refinerías para kerosene.

1900-1930**Monopolios y auge de EE. UU.**

Standard Oil domina el mercado. Primeros autos aumentan la demanda de gasolina. Descubrimientos en Medio Oriente.

1945-1973**Era de los "Siete Hermanos"**

Grandes petroleras controlan precios y producción. Expansión global del automóvil.

1970s-1990**Nacionalizaciones y OPEP**

Surgen compañías nacionales (Pemex, Aramco, PDVSA). OPEP gana influencia estratégica.

2005-2015**Revolución del shale**

EE. UU. se convierte en mayor productor mundial gracias a fracking y perforación horizontal.

2020-actualidad**Transición energética**

Electricidad, hidrógeno, captura de CO₂. Petroquímica y aviación mantienen demanda de petróleo.

**1800-1850****Orígenes artesanales**

Petróleo usado como medicina, asfalto y combustible para lámparas. No existía industria organizada.

**1860-1900****Era del queroseno**

El petróleo reemplaza al aceite de ballena. Expansión de refinerías y oleoductos.

**1930-1945****El petróleo como recurso estratégico**

Segunda Guerra Mundial: petróleo esencial para tanques, aviación y flotas.

**1973-1979****Crisis del petróleo**

Embargo árabe y revolución iraní provocan alzas de precios y recesión global.

**1990-2005****Globalización petrolera**

Fin de la URSS, Rusia entra al mercado. Tecnología: offshore profundo y sísmica 3D.

**2015-2020****OPEP+ y volatilidad**

Coordinación OPEP + Rusia para estabilizar mercados. Alta volatilidad de precios.

**2030-2050****Futuro híbrido**

Las petroleras se transforman en empresas energéticas. Petróleo sigue siendo clave para plásticos, fertilizantes, transporte pesado y aviación.



“INGENIERÍA QUE PROTEGE LA INTEGRIDAD DEL POZO CUANDO MAS IMPORTA”

RETENEDOR DE CEMENTO ORION DE 7 5/8” 39# T140

En operaciones exploratorias costa afuera, fallar en la cementación del liner no es una opción. Cada decisión técnica impacta directamente la integridad del pozo, la seguridad operativa y la continuidad del programa. En un pozo exploratorio de la Región Marina, tras dos intentos fallidos de instalación de retenedores de cemento de 7 5/8”, ambos equipos quedaron como pez en el pozo, provocando el desvío total del programa y una manifestación activa sin control. La ausencia de aislamiento hidráulico en la zapata del liner, elevaba el riesgo operativo y redujo drásticamente las alternativas técnicas disponibles.

Ante este escenario crítico, Grupo IPS implementó una solución basada en ingeniería aplicada, selección tecnológica precisa y ejecución disciplinada. Se definió una cementación forzada utilizando el retenedor de cemento ORION 7 5/8” – 39# T140, diseñado para operar bajo condiciones severas de presión y carga mecánica. La herramienta fue corrida hasta la profundidad deseada, anclada y operada conforme a lo programado, logrando una colocación controlada del cemento y la recuperación efectiva del aislamiento.

Gracias al acompañamiento permanente de soporte técnico especializado, se tomaron decisiones oportunas y se respondió eficazmente a las condiciones reales del pozo. El resultado: control total del pozo y recuperación de una etapa crítica del programa exploratorio.

Grupo IPS: Ingeniería, tecnología y decisión oportuna para resolver los retos más complejos de la industria.



ESCANÉAME





Las ciudades más altas del mundo

1



La Paz, Bolivia
3,869 msndm

6



Addis Ababa, Etiopía
2,361 msndm

2



Quito, Ecuador
2,784 msndm

7



CDMX, México
2,316 msndm

3



Toluca, México
2,648 msndm

8



Xining, China
2,299 msndm

4



Cochabamba, Bolivia
2,621 msndm

9



Sanaá, Yemen
2,283 msndm

5



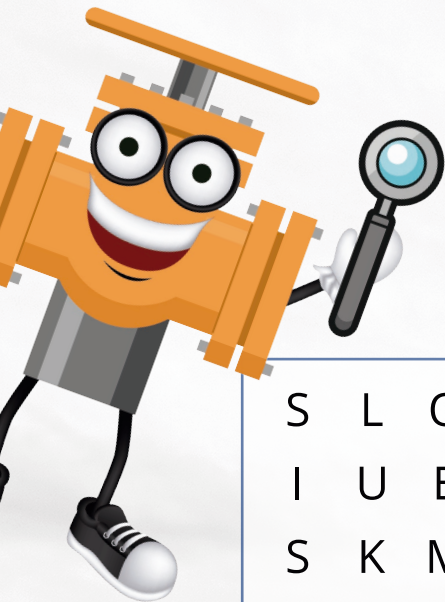
Bogotá, Colombia
2,601 msndm

10



Puebla, México
2,176 msndm

Fuente: Visual Capitalist



SOPA DE LETRAS PETROLERA

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

Encuentra las siguientes palabras:

ARAMCO

BP

REPSOL

GAZPROM

CONOCO

EXXONMOBIL

CHEVRON

PETROBRAS

ENI

LUKOIL

SHELL

TOTAL

PEMEX

PETRONAS

LIBYA OIL (LIBYA)

Modelos de simulación numérica simplificada

Por: Ing. Gabriela García González

Condición	Premisa
Pozos	Pocos pozos. Pozos con altas desviaciones es mejor mantenerlos verticales.
Tiempo de elaboración	Menor a 15 días. Para tiempos mayores optar por modelo fino.
Yacimiento	Nuevo. Corta historia de producción.
Malla	Simplificada. No cuenta con todas las propiedades del modelo fino. No más de 10,000 celdas.
PVT	Es preferible utilizar las correlaciones integradas en el software para optimizar el tiempo. Si se genera una ecuación de estado, no puede tener más de 7 componentes. Datos pueden ser importados de otro software. La carga del experimento puede generar errores de convergencia.
Datos	Los conjuntos de propiedades deben ser de pocos puntos.

Resultados

Malla simplificada

Volúmenes originales

Ajuste de presión/
producción

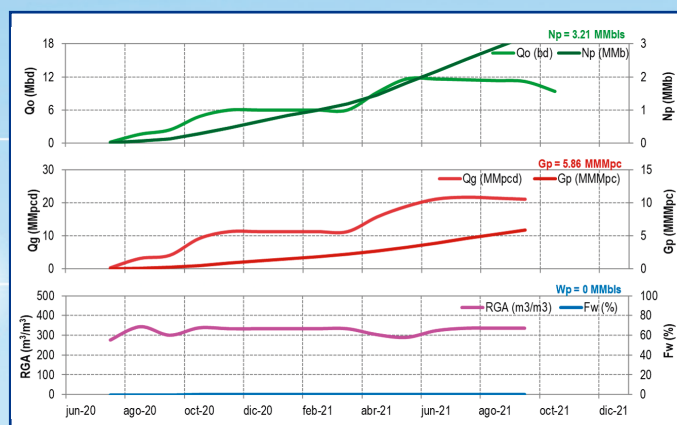
Comparación de
escenarios

1

Procesamiento de datos

1.1 Análisis de los datos de producción

Identificar periodos de producción y de cierre.

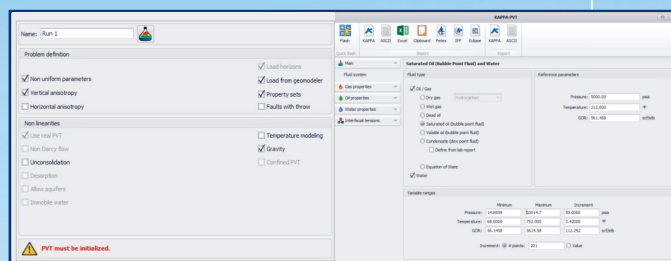


1.2 Generación de un archivo nuevo

Ajustar los parámetros al mismo sistema de unidades para evitar errores posteriores en la carga de datos.

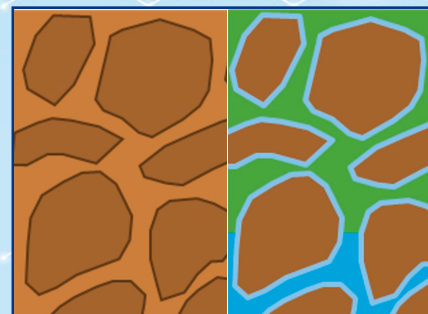
1.3 Definición del PVT

Es posible aceptar los valores por defecto y caracterizarlo posteriormente.



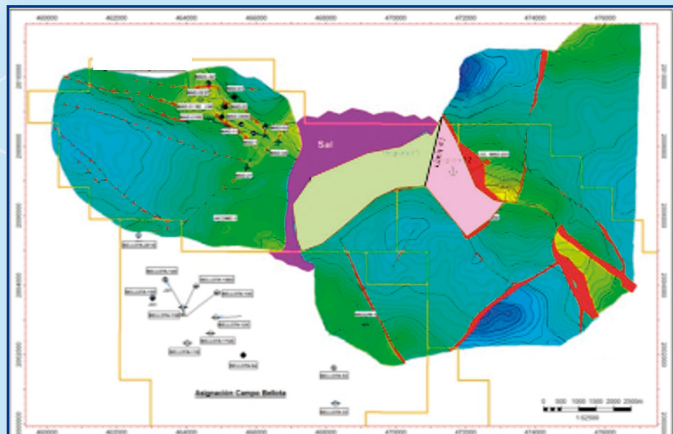
1.4 Definición del PVT

- Porosidad,
- Permeabilidad,
- NTG,
- Saturación de agua,
- Compresibilidad de la formación,
- Estado inicial de los contactos.



2 Definición de la geometría

La geometría puede ser definida importada o generada a partir de una imagen.



- 2.1 Cargar imagen.
 Referenciar escala.
 Generar contorno.
 Dibujar límites y fallas.

- 2.2 Regiones/capas en el yacimiento.

- 2.3 • Asignación de las propiedades del yacimiento.
 • Curvas de permeabilidad relativa.
 • Curvas de presión capilar.

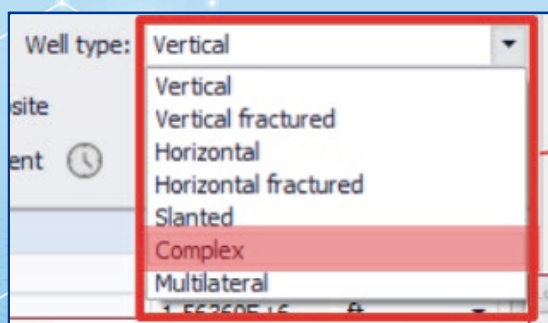
3 Definición de los pozos

3.1 Adición de pozos

- Utilizar el ícono para establecer la localización de los pozos.
- Utilizar el ícono cargar las coordenadas de todos los pozos.

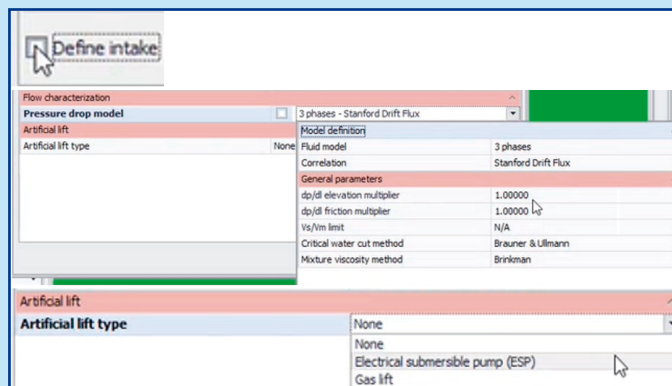
3.2 Trayectorias

Seleccionar el tipo de pozo como complejo en la ventana de información de cada pozo para poder cargar la trayectoria.



3.3 Modelo de caídas de presión

1. Activar opción "Define intake".
2. Ajustar multiplicadores de la pérdida de energía.
3. Definir si se tienen sistemas de producción artificial (bombeo electrocentrífugo o bombeo neumático).



3.4 Historia de producción

1. En la pestaña "Edit/QAQC" escoger el pozo deseado y cargar los datos correspondientes.
2. Editar los colores para una mejor visualización de la producción con doble clic.

3.5 Estado mecánico

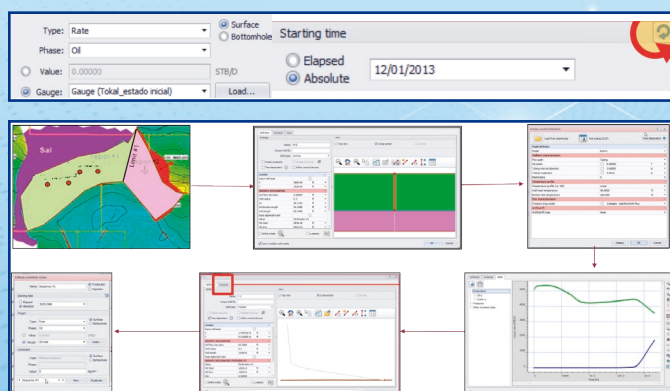
1. En la pestaña "Reference logs" seleccionar "Completion".
2. Agregar los componentes deseados de la librería o cargar el modelo.

La construcción del estado mecánico no tienen ningún efecto en el cálculo, por lo que este paso es opcional.



3.6 Calendarización

1. Ir a "Schedule" encontrado en la ventana de información de cada pozo.
2. Definir el tipo de pozo.
3. Indicar que el objetivo de la simulación es el gasto.
4. Activar la opción "Gauge" para enlazar la producción.
5. Actualizar primera fecha de producción.



4

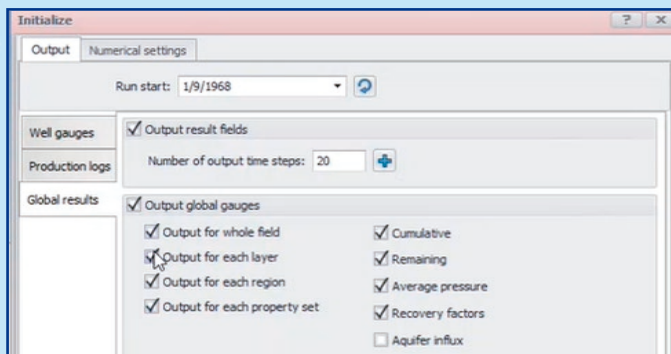
Iniciar y simular

4.1 Inicializar



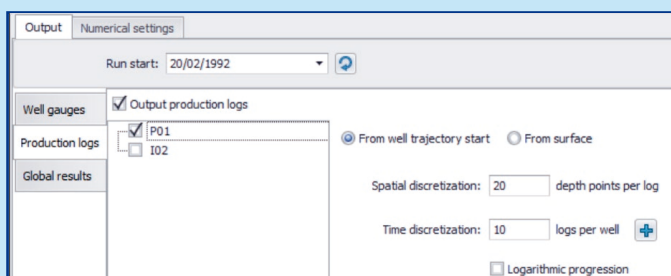
4.2 Definición de resultados por visualizar

En la pestaña de "Output" en el área de "Global results" definir que resultados se quieren visualizar.



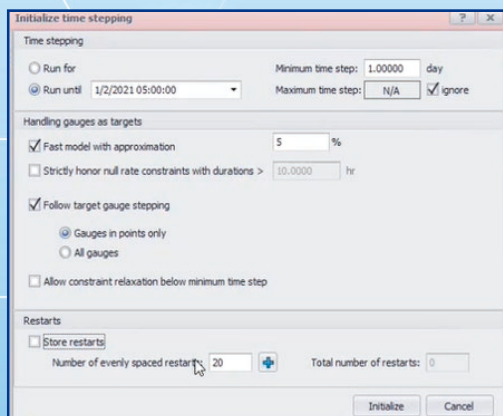
4.3 Registros de producción sintéticos

En la pestaña de "Output" en el área de "Global results" definir que resultados se quieren visualizar.



4.4 Duración de la simulación

Se puede definir el tiempo de duración de la simulación o la fecha hasta la que se desee que llegue.



4.5 Control de calidad de los resultados

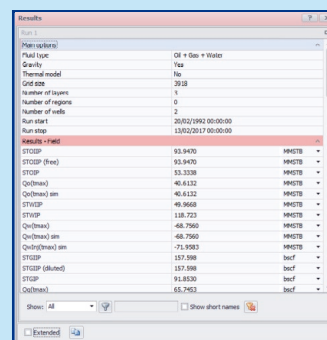
Se obtiene el primer cálculo de volumen original, si no se ajusta a lo que se tiene de otros análisis se tiene que modificar el modelo realizado.

PV = 352.444 MMB
STOIP = 58.2216 MMSTB
STGIIP = 1.15285E+5 MMscf
STWIIP = 216.437 MMSTB

4.6 Simular



- Visualización de los resultados;
- Gráficos creados por defecto;
- Visualización del movimiento de los fluidos.

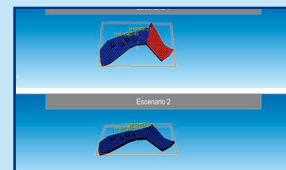


5

Escenarios

Definición de escenarios

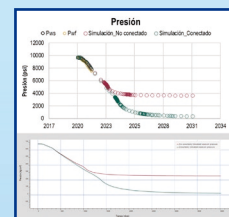
Evaluación de los escenarios posibles cambiando las condiciones con incertidumbre para observar cuál tiene un mejor ajuste de los volúmenes originales.



6

Ajuste de datos históricos y pronóstico

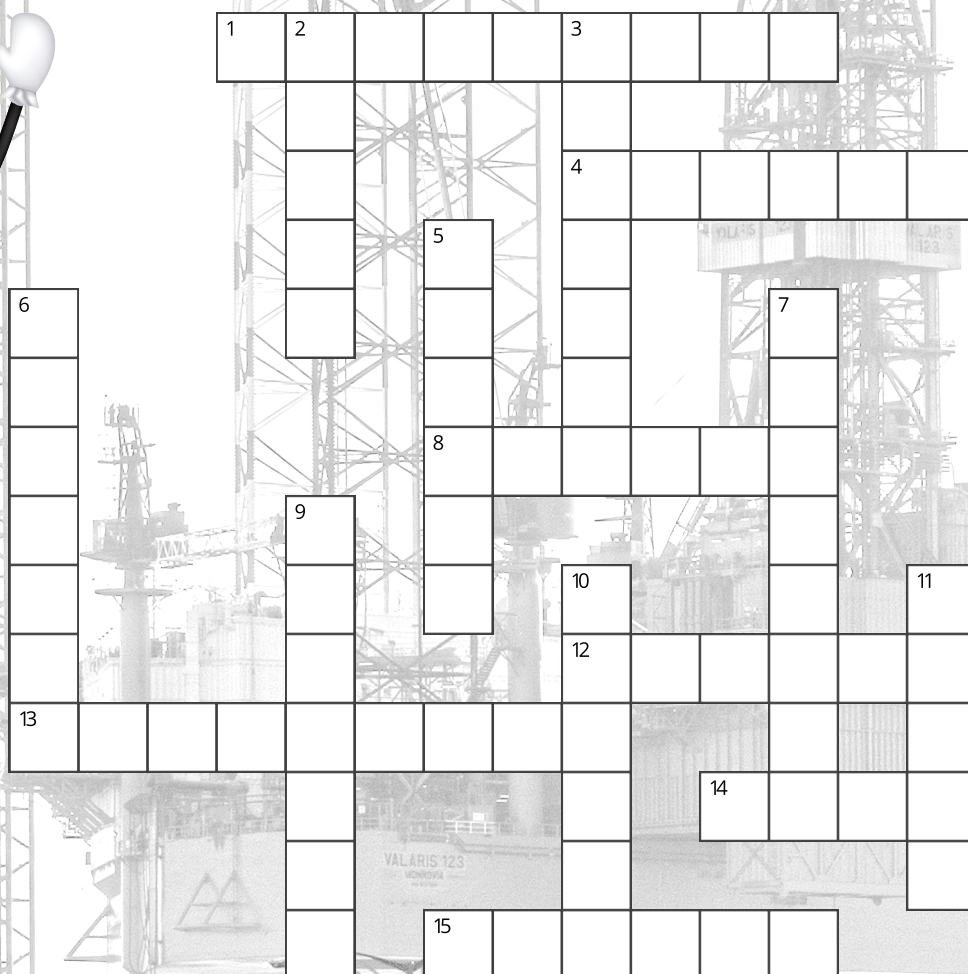
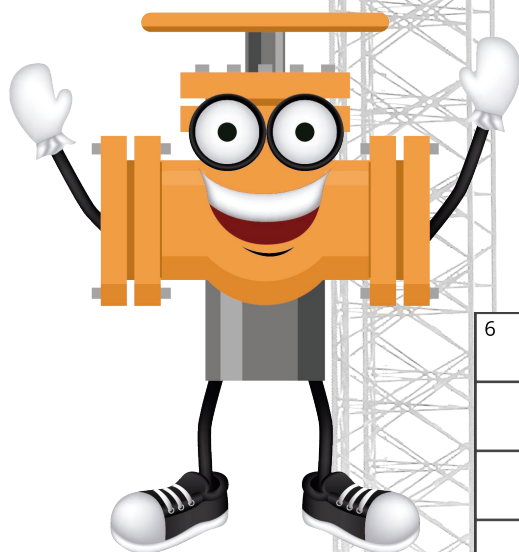
- Se verifica que los datos históricos se ajusten a la simulación realizada.
- Se puede realizar una comparación de los escenarios en el mismo software, o exportar los datos para realizar la comparación a parte.



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

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

CRUCIGRAMA DE CONOCIMIENTOS PETROLEROS

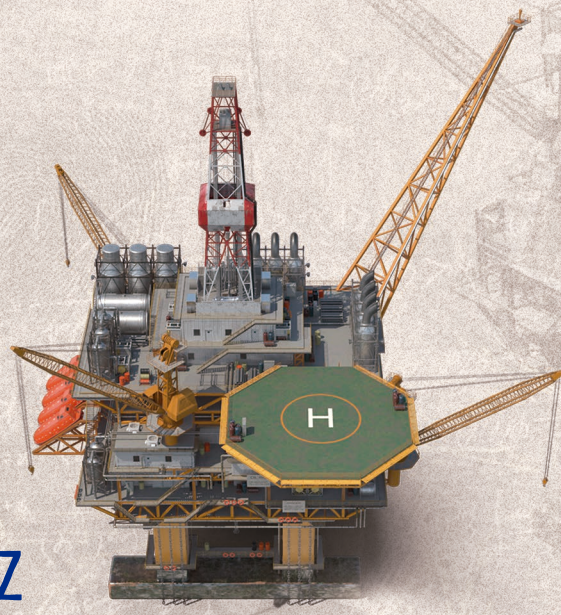


■ Horizontal

■ Vertical

- 1 Campo gigante de México
- 4 Campo offshore de Brasil
- 8 Mayor campo petrolero del mundo (Arabia Saudita)
- 12 Región donde se encuentra Prudhoe Bay
- 13 Mayor campo offshore del mundo (Arabia Saudita)
- 14 Región petrolera histórica de Azerbaiyán
- 15 Campo en Kurdistán iraquí

- 2 Campo en Rusia (parte del complejo Tyumen)
- 3 Gran campo de Irak
- 5 Campo de Kazajistán
- 6 Campo del Mar del Norte (Reino Unido)
- 7 Región petrolera del Mar del Norte
- 9 Faja Petrolífera del Orinoco (Venezuela)
- 10 Zona con importantes yacimientos en Argelia y Libia
- 11 Campo gigante offshore (EAU)



ENTREVISTA

AL ING. LUIS MANUEL PERERA PÉREZ

¿Cuál considera que ha sido el mayor desafío técnico al que se ha enfrentado a lo largo de su carrera y cómo lo superó?

El ser Administrador del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, por la magnitud del activo y la producción de aceite involucrada fue necesario tener planeación y orden, confiar en el gran equipo de trabajo que existía en el Activo y en la experiencia que adquirí en la administración de otros campos terrestres.

¿Qué proyectos o logros profesionales valora como los más representativos de su trayectoria?

He tenido logros en diferentes etapas de mi desarrollo profesional, pero estar al frente del proyecto Delta del Grijalva fue una muestra de que con gente joven y muy capaz técnicamente se pueden realizar muchas cosas. La participación en el desarrollo de campos en diversos activos de la región sur, fortaleció mi conocimiento y me ayudó a enfrentar otros retos técnicos. Dirigir al Activo Ku-Maloob-Zaap y al Activo Cantarell representó muchos retos profesionales, sobre todo en lo operativo y en temas específicos como la generación de energía en los campos Ek-Balam.

¿Cómo ha logrado mantenerse actualizado ante la evolución tecnológica y los cambios en su disciplina?

Durante los primeros 28 años en la empresa los cambios se dieron en torno al proceso de los activos de producción, lo cual representó el enfrentarse a una gran diversidad de campos tanto terrestres como marinos, la actualización se dio de forma natural al enfrentarse a diferentes retos. En este sentido el tiempo que estuve en la Gerencia de Planeación de la Región Marina Noreste, sirvió para fortalecer mi experiencia y complementar mis conocimientos en temas presupuestales ya desde el enfoque a nivel regional.

Por otro lado, mis últimos dos años he transitado en áreas que no dominaba del todo como lo es el manejo de recurso técnico especializado, la capacitación y el desarrollo profesional, el tener la experiencia ya en la cadena de valor me ha servido para orientar los esfuerzos en estos temas de una forma adecuada. Recientemente, en la Gerencia de Aseguramiento Técnico se complementa mi trayectoria en torno a darle certeza a los proyectos de exploración y extracción.

¿Qué aprendizajes clave le ha dejado su experiencia en la industria?

Que siempre se debe generar equipos de trabajo competitivos, en un ambiente de respeto, fortaleciendo el aprendizaje de todos, teniendo como eje rector el producir aceite y gas de una manera rentable y segura. Asimismo, siempre hacer las cosas de la mejor manera desde el inicio, en el entendido de que los cambios son muchos y siempre dejar una huella positiva por donde se pasa.

¿Puede compartir alguna decisión técnica o estratégica que haya marcado un antes y un después en su carrera?

Las decisiones tomadas durante la contingencia por el desafortunado evento en la plataforma Nohoch-A, definitivamente marcaron un antes y un después en mi vida profesional, considero al paso del tiempo que como empresa tenemos los mejores controles y procedimientos que pueden salvaguardar los procesos y vidas, pero de nada sirven si estos los vulnera algún miembro del equipo.

¿Cuál ha sido su contribución más significativa al desarrollo de su equipo, área o proyecto?

El principal aporte a los equipos donde he tenido la fortuna de colaborar es el demostrarles que existe otra

forma de trabajar basada en el respeto, el crecimiento y calidad técnica en lo que hacemos y contribuimos a la empresa.

¿Qué habilidades o valores considera fundamentales para alcanzar una trayectoria profesional sólida y reconocida?

El ser ordenado, enfocado en resultados, el estar pendiente de las personas que trabajan en el equipo, ser resiliente y no considerar que ya se tiene todo el conocimiento, siempre hay algo que aprender y como eje rector el ser una persona íntegra.

¿Cómo ha influido su liderazgo en la formación y crecimiento de otros profesionales?

He contribuido al crecimiento de muchos profesionistas, juntos hemos avanzado por muchos retos de los cuales nos han dejado aprendizaje en lo personal y profesional.

¿Qué retos visualiza hacia el futuro en su especialidad y cómo considera que deben afrontarse?

El desarrollo del personal es fundamental para el crecimiento de una empresa, los retos de obtener hidrocarburos en yacimientos con un alto grado de madurez, explorar en áreas complejas geológicamente y tener proyectos rentables, nos ponen en el escenario de utilizar nuevas herramientas, metodologías, analítica y ciencia de datos, inteligencia artificial, etc.

¿Qué mensaje o recomendación le daría a las nuevas generaciones de ingenieros que inician su carrera?

Debenguiarse con rectitud, honestidad y resiliencia hacia los retos profesionales que se enfrenten, prepararse y tener un diferenciador en sus conocimientos o habilidades, los cuales le servirán para contribuir en los equipos de trabajo en que participen.



ING. LUIS MANUEL PERERA PÉREZ

Gerente de Aseguramiento Técnico de Exploración y Extracción en PEMEX

Ingeniero Petrolero, egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, maestría en Ingeniería Petrolera por la UNAM en la especialidad de Ingeniería de Yacimientos, diplomado en dirección de empresas D-1 por el IPADE, Programa Ejecutivo de Desarrollo (UNAM) y diplomado en dirección de proyectos.

Experiencia laboral de 29 años en petróleos mexicanos, ocupando los siguientes cargos; responsable del equipo de productividad de pozos y Líder del Proyecto San Manuel del Activo Muspac, Líder del Proyecto Delta del Grijalva (Activo Samaria-Luna), Coordinador de Diseño de los Proyectos Jujo-Tecominoacán y Bellota-Chinchorro del Activo Bellota Jujo, Administrador del Activo de Producción Cinco Presidentes de la Región Sur, Administrador del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, Gerente de Programación y Evaluación y Administrador del Activo Cantarell de la Región Marina Noreste, Gerente de Recursos Técnicos Especializados y Gerente de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción; actualmente Gerente de Aseguramiento Técnico de Exploración y Extracción de la Subdirección Técnica de Exploración y Extracción.

Principales proyectos y logros: participación en el estudio integral de los campos Cactus-Nispero-Rio Nuevo en la ciudad de Chiba Japón realizando actividades de ingeniería de yacimientos y simulación numérica, desarrollo complementario de los campos Sen, Pijije y Tizón; así como el desarrollo inicial del campo Terra, documentación de la suspensión de la inyección de nitrógeno en los campos Jujo-Tecominoacán, desarrollo complementario del campo Madrefil, disminución de la declinación de los campos del Activo Cinco Presidentes, desarrollo complementario de los campos Ayatsil y Ek-Balam, continuidad eléctrica del campo Ek-Balam y disminución de la quema de gas del Activo Cantarell. Basificación de 223 profesionistas del Programa de Fortalecimiento Disciplinas Es Especiales (PFDE), contratación de 400 nuevos ingenieros del PFDE, 6500 profesionistas con disciplina asignada y designación de grado de dominio técnico; en proceso el desarrollo de planes de especialidad por disciplina.

Participación como autor, coautor y expositor en congresos nacionales e internacionales; publicación de 16 artículos nacionales y 7 internacionales.



FRANKENSTEIN

O EL MODERNO PROMETEO

Surgida en 1818 de una competencia amistosa con Lord Byron, Polidori y Percy Shelly, Mary Shelly escribió, con tan solo 18 años, la primera pesadilla tecnológica: crear algo que no podemos controlar. Cargada de elementos góticos es considerada como la primera novela de ciencia ficción, rompiendo esquemas y cuyo legado persiste, convirtiéndose en un clásico de la literatura universal.

¿De qué va?

Recogido de entre los hielos del Ártico, Víctor Frankenstein cuenta su vida y su tragedia al capitán Walton: cómo descubrió el secreto para dar vida a la carne muerta y cómo creó el monstruo que después se rebeló contra él y al que ahora persigue.

Mi humilde opinión

★★★★★ Todos deberían leerlo

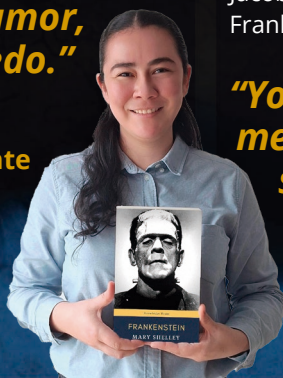
Narrado de forma epistolar, se divide en dos partes: la cruda verdad de Víctor Frankenstein y la cruel venganza del monstruo. La historia empieza con un hombre obsesionado, Víctor Frankenstein, quien, guiado por la soberbia y la grandeza científica, crea un ser más alto, más fuerte y rápido que cualquier ser humano, pero también más horrible que cualquier otra cosa vista. No es solo terror, es tecnología.

El creador: no inventa por necesidad, lo hace por ambición, quiere ser un dios, dueño de la vida. Su error no es científico, es moral: da vida y luego abandona a su criatura.

La criatura: no nace monstruo. Aprende, siente, busca afecto, se vuelve violenta solo cuando es rechazada. Una creación sin cuidado puede volverse contra su creador.

"Si no puedo inspirar amor, desencadenaré el miedo."

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



El mito prometeico: Mary Shelly escribe en plena Revolución Industrial, donde las fábricas y el vapor prometían progreso, pero crecía el miedo a que la tecnología deshumanizara al hombre. Esa tensión es el corazón de la novela, la fascinación por el avance y el terror a sus consecuencias.

La tragedia no es crear un monstruo, la tragedia es dejarlo solo. El dilema no es controlar lo que inventamos, sino hacernos responsables de ello. Frankenstein no es solo una novela gótica, es una advertencia eterna sobre la ciencia sin ética, la tecnología sin responsabilidad y el poder sin conciencia.

El miedo no está en la criatura, el miedo está en el creador. ¿Crees que ya vivimos entre nuestros propios "monstruos tecnológicos"? La inteligencia artificial, las redes sociales, la hipervigilancia, la genética, las armas.

"Ten cuidado, porque no tengo miedo y eso me hace poderoso."

Sobre la autora

Mary Wollstonecraft Shelley fue una escritora, dramaturga, ensayista y biógrafa británica, hija de Mary Wollstonecraft, filósofa y feminista autora del libro "Vindicación de los derechos de la mujer", y del filósofo político William Godwin. Se casó con el filósofo, escritor y poeta romántico Percy Bysshe Shelley.

A saber

La novela ha sido adaptada en múltiples ocasiones a la pantalla grande y la televisión, la más reciente llega de la mano del mexicano Guillermo del Toro, protagonizada por Jacob Elordi como la criatura, y Oscar Isaac como Víctor Frankenstein. La puedes ver en Netflix.

"Yo era afectuoso y bueno, y la aflicción me ha convertido en demonio. Haz que sea feliz, y seré virtuoso otra vez."



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



Sanar también es un acto de *Rebeldía*

Por Rosario de la Cruz Moreno

Vivimos en una época en la que hablar de salud mental es urgente, pero todavía cuesta hacerlo con el corazón abierto. Las mujeres y sobre todo las más jóvenes, cargamos con un peso silencioso: el de ser fuertes, perfectas, siempre luminosas. Nos enseñaron a sonreír incluso cuando algo dentro de nosotras se quebraba. Sin embargo, hoy más que nunca, necesitamos recordar que sanar no es debilidad: es una forma de revolución.

Cuidar de la mente y del alma no es una moda ni un lujo. Es un gesto profundo de amor propio y de resistencia. En un mundo que nos exige productividad, imagen y velocidad, detenernos a respirar, llorar o pedir ayuda se convierte en un acto feminista. Es decirle al sistema:

Mi bienestar importa, mi historia también.

La salud mental no distingue género, pero las mujeres y las niñas enfrentamos batallas que no siempre se nombran: la autoexigencia, la culpa, el cuerpo vigilado, el miedo heredado. Hablar de salud mental desde una mirada femenina es, por tanto, hablar de libertad, de romper silencios, de sanar juntas.

*La nueva revolución no siempre se grita: se siente.
Está en las chicas que se atreven a pedir ayuda.
En las jóvenes que escuchan sin juzgar.
En las maestras que enseñan a respirar antes que a memorizar.*

En la Colectiva 50+1 Juvenil junto con nuestras Presidentas Katherine Esparza, Presidenta Nacional, y Silvia Bonifacio Presidenta Estatal, miramos en la misma dirección, juntas y firmes, por una sociedad más justa y solidaria.

En cada mujer que comprende que cuidarse no es egoísmo, sino supervivencia. No tenemos que poder con todo. Solo tenemos que permitirnos sentirlo todo.

Porque cuando una mujer sana, abre camino para que muchas más también lo hagan. Sanar es tender puentes, es reconciliarnos con lo que somos y con lo que soñamos ser. Y en ese acto íntimo y poderoso, el de mirarnos con ternura, empieza la verdadera revolución.

Por: Rosario de la Cruz Moreno

Colectiva 50+1 Juvenil Tabasco





LAS 18 MUJERES QUE HAN GANADO EL PREMIO NOBEL DE LITERATURA: HABLEMOS DE BRECHA DE GÉNERO

Desde 1901 a la fecha, solo 18 mujeres han sido galardonadas con el Premio Nobel de Literatura, frente a un centenar de hombres. La primera fue la autora sueca Selma Lagerlöf, en 1909, "en reconocimiento al elevado idealismo, la vívida imaginación y la percepción espiritual que caracterizan sus escritos". En 1914, se convirtió en la primera mujer miembro de la Academia Sueca.

La década de los 90 supuso un hito para las escritoras, con el reconocimiento a figuras como Wislawa Szymborska, Toni Morrison y Nadine Gordimer. Aunque la desigualdad persiste, la presencia de las mujeres en la literatura ha crecido con fuerza en las últimas décadas: nueve escritoras han sido premiadas desde el año 2000.

La más reciente es la escritora surcoreana Han Kang, quien en 2024 se convirtió, a sus 53 años, en la primera mujer asiática y la persona más joven en recibirlo de los últimos 37 años, "por su intensa prosa poética que afronta traumas históricos y expone la fragilidad de la vida humana".

El número de mujeres reconocidas con este premio evidencia la falta de visibilidad que han tenido históricamente en la literatura, pero gracias al cambio cultural, durante los últimos años ha crecido el interés por buscar y conocer obras escritas por mujeres.

Los números [por continente]

11 ganadoras corresponden a Europa
5 para América (3 de Estados Unidos)
1 para África
1 para Asia (la ganadora más reciente)

Las galardonadas

2024	Han Kang (Corea del Sur)
2022	Annie Ernaux (Francia)
2020	Louise Glück (Estados Unidos)
2018	Olga Tokarczuk (Polonia)
2015	Svetlana Alexiévich (Bielorusia)
2013	Alice Munro (Canadá)
2009	Herta Müller (Alemania)
2007	Doris Lessing (Reino Unido)
2004	Elfriede Jelinek (Austria)
1996	Wislawa Szymborska (Polonia)
1993	Toni Morrison (Estados Unidos)
1991	Nadine Gordimer (Sudáfrica)
1966	Nelly Sachs (Suecia)
1945	Gabriela Mistral (Chile)
1938	Pearl S. Buck (Estados Unidos)
1928	Sigrid Undset (Noruega)
1926	Grazia Deledda (Italia)
1909	Selma Lagerlöf (Suecia)



Por: Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente

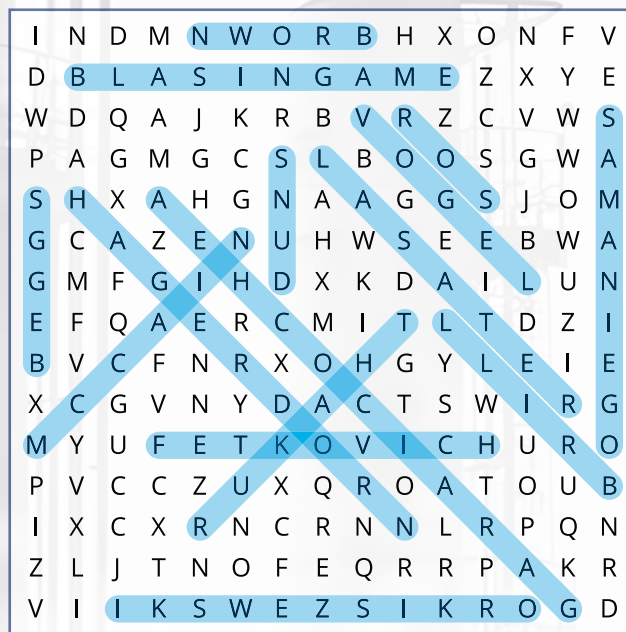
Ingeniera Petrolera en Petróleos Mexicanos

SOLUCIONES



Edición Teporingo

SOPA DE LETRAS PETROLERA



CRUCIGRAMA DE CONOCIMIENTOS PETROLEROS





EDICIÓN
CEMPASÚCHIL
Enero 2026

Gasolinera, PEMEX 1950.

Eventos de la industria petrolera nacional e internacional 2026

Enero

EXITEP 2026

27-29, Monterrey, Nuevo León, México

Marzo

Expo MEiH 2026 (antes "Expo Oil & Gas")

24-26, Ciudad de México, México

Junio

Mexico Energy Forum 2026

3, Ciudad de México, México

Congreso Mexicano del Petróleo 2026

3-6, Boca del Río, Veracruz, México

Septiembre

Mexico Oil & Gas Summit 2026




22-23, Ciudad de México, 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?**

Esríbenos 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:

MAPERSAL
ESTUDIO GRÁFICO

Escanea el código para
acceder todas las ediciones

