

Revista Petrolera

Ingeniería por México

ABRIL 2026 Año 3 No. 6



**EDICIÓN
BIZNAGA**
Abril 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”

A la comunidad petrolera,

En el marco de nuestro compromiso con la difusión del conocimiento y el fortalecimiento del sector energético, se presenta la más reciente edición de la **Revista Petrolera, Edición Biznaga**. La presente publicación, emitida por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, refrenda su vocación como un espacio de convergencia para el análisis técnico, la experiencia profesional y la proyección cultural de nuestro gremio.

La presente edición integra contenidos que reflejan la complejidad, los retos y las oportunidades que caracterizan a la industria petrolera en la actualidad. En la sección **Entorno Petrolero**, se exponen temas de relevancia estratégica, entre los que destacan los avances de Petróleos Mexicanos en el ámbito energético; el desarrollo de actividades conjuntas de perforación entre Woodside Energy y Pemex; la participación de Repsol en nuevos proyectos de exploración; la contribución del Instituto Mexicano del Petróleo en materia de innovación y la reciente adquisición de Talos Energy México por Grupo Carso.

Por su parte, la sección **Memorias Técnicas** reúne aportaciones especializadas orientadas al análisis y solución de problemáticas propias del sector, incluyendo estrategias de estimulación en formaciones carbonatadas bajo condiciones HPHT, la incorporación de inteligencia artificial en las geociencias, el estudio de fenómenos de precipitación en sistemas de producción, la optimización del transporte de hidrocarburos, y la caracterización de litofacies mediante herramientas avanzadas y de sistemas gas-condensado.

La sección **Hitos Históricos** ofrece un panorama complementario que permite contextualizar distintos procesos desde una perspectiva amplia, abordando acontecimientos de gran impacto en la historia, expresiones que han marcado generaciones, desarrollos tecnológicos representativos de distintas décadas, así como referentes culturales y sociales de relevancia global.

En la sección **¿Sabías que?** se presentan contenidos orientados a la divulgación técnica y cultural, incorporando temas que abarcan desde fundamentos avanzados de la física hasta la conceptualización de pruebas de goteo desarrollado por el Ing. Ricardo Espinosa Ramos.

El **Anekdótico** de esta edición rescata la experiencia profesional del Ing. Javier Molina Ocampo, cuya trayectoria constituye un testimonio del conocimiento práctico, la disciplina y la evolución dentro de la industria petrolera.

Asimismo, el **Rincón de Lectura** incorpora una recomendación literaria a cargo de la Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente, quien presenta la obra *La guerra no tiene rostro de mujer*, de Svetlana Alexiévich, como una invitación a la reflexión desde una perspectiva humanista.

La presente edición reafirma el valor del intercambio de ideas, la generación de conocimiento y el fortalecimiento de la identidad profesional que distingue a nuestra comunidad. Se extiende una cordial invitación a su lectura, con la certeza de que sus contenidos contribuirán al análisis y entendimiento del entorno energético contemporáneo.

Con alto sentido de responsabilidad y compromiso hacia nuestra comunidad,

M. en I. Eduardo Poblano Romero

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Consejo Directivo Nacional
2024 - 2026



Ingeniería por México



Biznaga

Echinocactus platyacanthus

Es uno de los cactus más abundantes y ampliamente distribuidos en México. Especie endémica de nuestro país. Se distribuye en los estados de Chihuahua, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí, Tamaulipas y Zacatecas.

Pueden alcanzar una altura de 2 m y un diámetro de más de 80 cm, sin embargo, su crecimiento es muy lento, un centímetro por año, aproximadamente.

A lo largo de su vida, las biznagas cambian de apariencia. Los ejemplares jóvenes presentan una forma globosa, bandas horizontales de color rojizo púrpureo y espinas amarillentas mientras que, los más longevos, lucen estructuras columnares, bandas y espinas negras.

Crece exclusivamente en suelos calcáreos y produce numerosas flores amarillas durante todo el año. Su fruto amarillento se esconde dentro de una masa de lana suave y blanca, sus semillas son negras y brillantes.

El tejido del interior de su tallo se utiliza para preparar un dulce tradicional conocido como acitrón¹, el cual es utilizado, entre otros, para decorar la Rosca de Reyes. Esta es una de las razones que ponen en riesgo su conservación.

Servicios ambientales que aporta:

- Sus raíces se extienden a lo largo de grandes áreas, lo cual le permite retener agua durante la época de lluvia y frenar la erosión del suelo.
- Son fuente de néctar para los polinizadores.

Amenazas y causas de su reducción poblacional:

- Sobreexplotación con fines alimentarios (acitrón).
- El cambio de uso de suelo.
- Su uso como forraje para algunos animales.
- El saqueo ilegal para su uso como planta de ornato.

Las especies en riesgo son aquellas cuyas poblaciones han ido disminuyendo como consecuencia de las actividades antropogénicas que ocasionan la transformación de su hábitat. Entre estos factores, se incluyen la sobreexplotación, contaminación e introducción de especies invasoras.

En México, las especies en riesgo se clasifican en cuatro categorías, según la **NOM-059-SEMARNAT-2010**:

- E** Probablemente extinta en el medio silvestre (48 especies, en México).
- P** En peligro de extinción (535 especies, en México).
- A** Amenazadas (912 especies, en México).
- PR** Sujetas a protección especial (1,183 especies, en México).

“Porque sólo se **protege** y **conserva**, lo que se **conoce** y **valora**”.

Fuente: www.unam.mx



Consejo Directivo Nacional 2024 - 2026



M. en I. Eduardo Poblano Romero
Presidente



Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso
Vicepresidente



M. en I. Rafael Guerrero Altamirano
Primer Secretario Propietario



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



Mtro. León Daniel Mena Velázquez
Tesorero



Mtra. Abigaíl Martínez Hernández
Primer Secretario Suplente



Mtro. Jesús Rojas Palma
Segundo Secretario Suplente



M. en I. Alfonso Palacios Roque
Subtesorero

Titulares de Objetivos Estratégicos



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



Ing. Rafael Pérez Herrera
Desarrollo Profesional de sus Colegiados



Dr. Néstor Martínez Romero
Vinculación con Entidades del Sector Energético



OBJETIVO ESTRATÉGICO 1 PROGRESO Y FORTALECIMIENTO DE LA INGENIERÍA PETROLERA

Titular: M. en I. Luis Manuel Perera Pérez

No. Comité

C1 Promoción e integración gremial Responsable: Luis Manuel Perera Pérez

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

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

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

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

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

OBJETIVO ESTRATÉGICO 3 VINCULACIÓN CON ENTIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO

Titular: Dr. Néstor Martínez Romero

No. Comité

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

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

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

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

OBJETIVO ESTRATÉGICO 2 DESARROLLO PROFESIONAL DE SUS COLEGIADOS

Titular: Ing. Rafael Pérez Herrera

No. Comité

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

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

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

- C5.1 Promoción de la Certificación Nacional de Ingeniería Petrolera
M. en A. Manuel Soto Meneses
- C5.2 Fortalecimiento técnico de los colegiados
Ing. 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 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



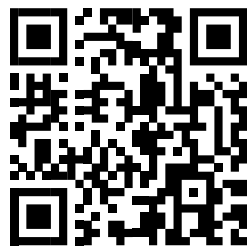
Congreso Mexicano del Petróleo



Ingeniería por México

Boca del Río, Veracruz

3 - 6 de junio, 2026 • WTC



Registro CMP



CONTENIDO



ENTORNO PETROLERO

Logros y avances de Petróleos Mexicanos en el 2025	8
Woodside Energy y Pemex arrancan perforación de 24 pozos submarinos en el campo Trion de aguas profundas.....	10
Grupo Carso cierra compra de Talos Energy México; aumenta participación en Zama	12
Repsol invertirá 600 mdd para desarrollar bloque 29 en aguas profundas de México	13
IMP lidera la innovación tecnológica en EXPO MEIH 2026	14



MEMORIAS TÉCNICAS

Estrategia para estimular carbonatos HPHT de baja porosidad y permeabilidad. <i>Autor: Ing. Antonio Velázquez Osorno</i>	16
Uso de algoritmos de inteligencia artificial en las geociencias. <i>Autor: Ing. Daniel Alejandro Pineda Flores</i>	20
Predicción de litofacies a partir de IA para la optimización del desarrollo en la caracterización estática de un campo. <i>Autor: MSc. Enrique Vidal Córdova</i>	24
Análisis, predicción y control de la precipitación de asfaltenos en pozos petroleros e instalaciones. <i>Autor: Ing. José de Jesús Hernández Serrato</i>	27
Técnicas de optimización para el transporte de aceite extrapesado. <i>Autor: Ing. Karen Cecilia Martínez Mateo</i>	30
Caracterización integrada y optimización del desarrollo de un sistema gas-condensado hidráulicamente conectado. <i>Autor: Ing. Giddel Hernández Martínez</i>	34



HITOS HISTÓRICOS

Frases icónicas que marcaron la historia	46
25 mujeres que cambiaron la historia	47
Títulos de la copa mundial de la FIFA.....	48
Los eventos más devastadores de la historia	49
Los dispositivos que definieron cada década	50



¿SABÍAS QUÉ?

Del cero absoluto a la cosa más caliente del universo	52
Procedimiento para prueba de goteo. <i>Autor: M. en I. Ricardo Espinosa Ramos</i>	54



ANECDOTARIO

Entrevista al M. en I. Javier Molina Ocampo.....	56
--------------------------------------------------	----



RINCÓN DE LECTURA

La guerra no tiene rostro de mujer	58
------------------------------------------	----



Logros y avances de Petróleos Mexicanos en el 2025

Consolidación Operativa y Fortaleza Financiera

En el marco del Plan Estratégico 2025–2035, la Secretaría de Energía presentó los resultados más recientes de Petróleos Mexicanos (Pemex), destacando avances significativos en disciplina financiera, estabilidad productiva y fortalecimiento del sistema nacional de refinación.

Estos resultados reflejan una etapa de consolidación institucional orientada a garantizar la seguridad energética del país y la sostenibilidad de largo plazo de la empresa productiva del Estado.

Fortaleza Financiera

Durante el periodo evaluado, Pemex avanzó en la reducción progresiva de su saldo de deuda respecto a niveles históricos, acompañado de una mejora en el perfil de vencimientos y una gestión activa de pasivos.

Las acciones implementadas incluyen:

- Optimización de estructuras financieras.
- Manejo responsable de obligaciones de corto y mediano plazo.
- Coordinación estratégica con autoridades hacendarias.



Este desempeño contribuye a fortalecer la liquidez, mejorar indicadores financieros clave y consolidar la confianza en la gestión corporativa.

Estabilidad Operativa en Exploración y Producción

En el segmento upstream, la empresa ha logrado estabilizar la producción de hidrocarburos líquidos mediante una estrategia enfocada en:

- Desarrollo eficiente de campos terrestres y aguas someras.
- Incorporación acelerada de nuevos desarrollos.
- Optimización de infraestructura existente.

Estos esfuerzos permiten sostener la plataforma productiva y asegurar el abastecimiento energético nacional.

Impulso a la Refinación Nacional

La estrategia de autosuficiencia energética se fortalece mediante el incremento progresivo en la capacidad de procesamiento del Sistema Nacional de Refinación y la integración operativa de la Refinería Olmecca.



PEMEX®

Este enfoque busca:

- Reducir la dependencia de importaciones de combustibles.
- Incrementar el valor agregado nacional.
- Fortalecer la cadena de suministro energética.

La eficiencia operativa y el mantenimiento oportuno de instalaciones continúan siendo prioridades estratégicas.

Planeación de Largo Plazo

El Plan Estratégico 2025–2035 establece una hoja de ruta orientada a:

- Consolidar la integración vertical de la cadena de valor.
- Fortalecer la disciplina presupuestal.
- Impulsar la eficiencia operativa y tecnológica.
- Garantizar sostenibilidad financiera en el mediano y largo plazo.

La coordinación institucional con los órganos reguladores, incluida la Comisión Nacional de Hidrocarburos, refuerza la alineación estratégica del sector energético.

Compromiso con el Desarrollo Nacional

Pemex reafirma su papel como empresa estratégica del Estado mexicano, contribuyendo al crecimiento económico, la generación de empleo y la estabilidad energética del país. Los resultados presentados consolidan una etapa de fortalecimiento institucional basada en responsabilidad financiera, eficiencia operativa y visión de largo plazo.

“Pemex avanza con paso firme hacia un modelo energético más sólido, sostenible y alineado con las prioridades nacionales.”

Fuente: www.gob.mx

Woodside Energy y Pemex

arrancan perforación de 24 pozos submarinos en el campo Trion de aguas profundas

Woodside Energy y Pemex pusieron en marcha la campaña de perforación en el campo Trion, un yacimiento ubicado en aguas ultraprofundas del Golfo de México que es considerado uno de los desarrollos offshore más relevantes del mundo.

El plan contempla la perforación de 24 pozos submarinos que estarán conectados a infraestructura flotante para la producción y almacenamiento de hidrocarburos.

Las labores serán realizadas por el buque perforador Deepwater Thalassa, operado por la empresa Transocean, el cual arribó a aguas mexicanas el pasado 5 de marzo para comenzar las operaciones.

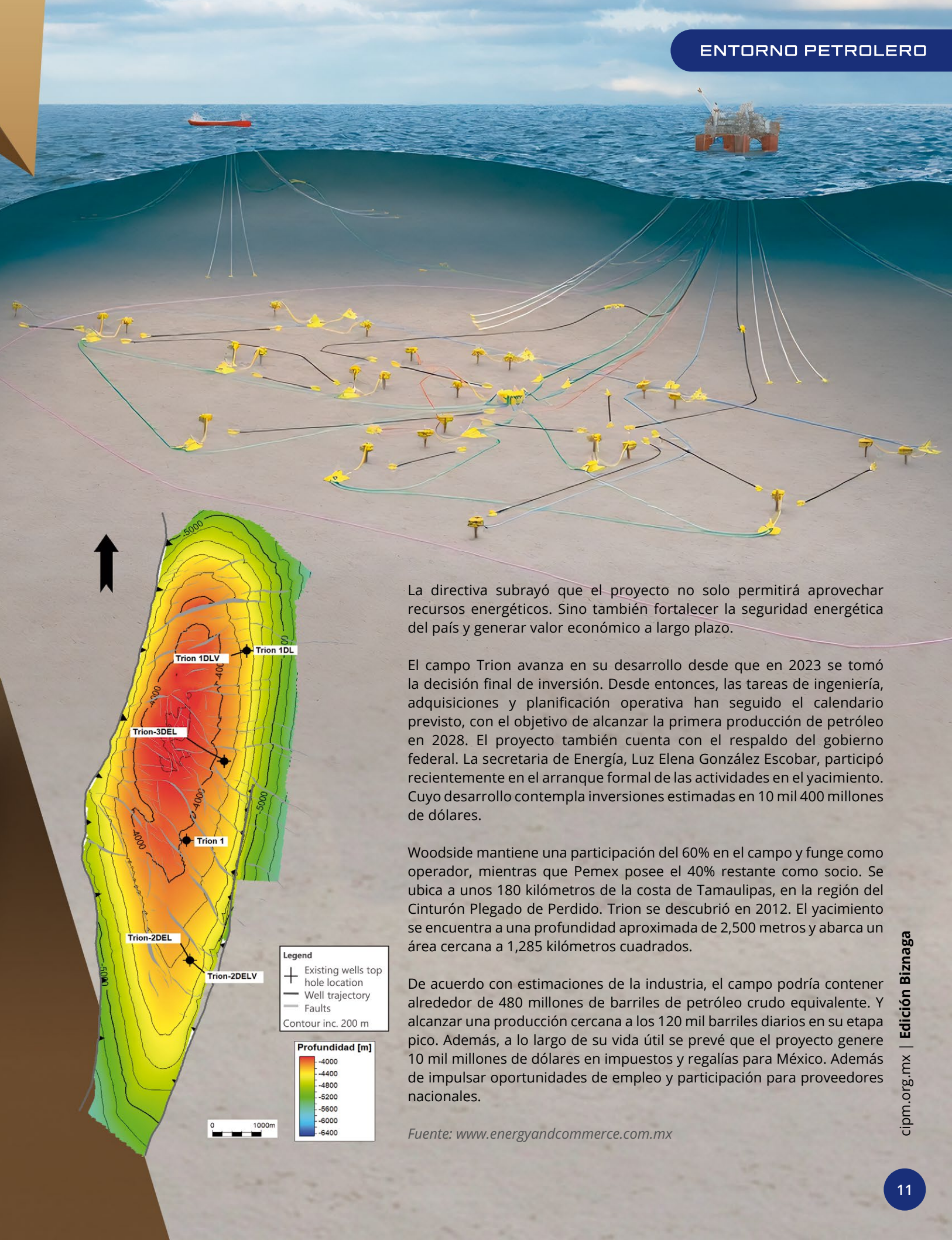
La compañía australiana Woodside, operadora del proyecto, explicó que las actividades de perforación contarán con el apoyo de embarcaciones de suministro y servicios logísticos que operan desde puertos del estado de Tamaulipas, lo que también contribuirá a fortalecer las cadenas de suministro locales y regionales vinculadas con la industria energética.

Los pozos submarinos estarán conectados a una unidad flotante de producción denominada Tláloc, diseñada para procesar hasta 100 mil barriles diarios de crudo.

A su vez, el petróleo extraído será almacenado en una instalación flotante de almacenamiento y descarga, conocida como Chalchi, con capacidad para aproximadamente 950 mil barriles.

Liz Westcott, directora ejecutiva interina de Woodside Energy, señaló que el inicio de la campaña de perforación representa un paso clave para el desarrollo del proyecto y para el avance del sector de hidrocarburos en aguas profundas de México.





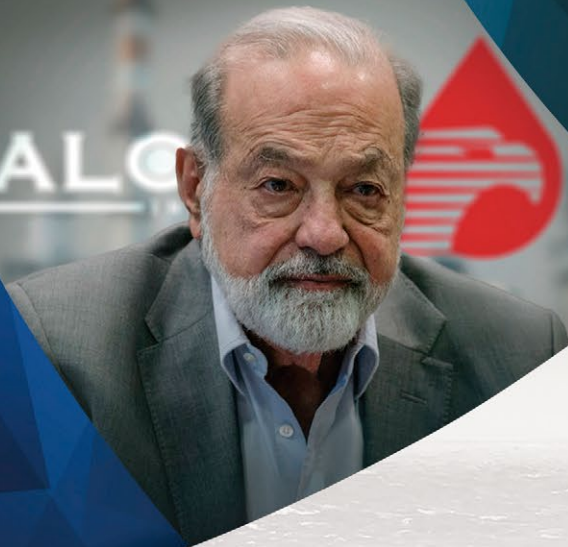
La directiva subrayó que el proyecto no solo permitirá aprovechar recursos energéticos. Sino también fortalecer la seguridad energética del país y generar valor económico a largo plazo.

El campo Trion avanza en su desarrollo desde que en 2023 se tomó la decisión final de inversión. Desde entonces, las tareas de ingeniería, adquisiciones y planificación operativa han seguido el calendario previsto, con el objetivo de alcanzar la primera producción de petróleo en 2028. El proyecto también cuenta con el respaldo del gobierno federal. La secretaria de Energía, Luz Elena González Escobar, participó recientemente en el arranque formal de las actividades en el yacimiento. Cuyo desarrollo contempla inversiones estimadas en 10 mil 400 millones de dólares.

Woodside mantiene una participación del 60% en el campo y funge como operador, mientras que Pemex posee el 40% restante como socio. Se ubica a unos 180 kilómetros de la costa de Tamaulipas, en la región del Cinturón Plegado de Perdido. Trion se descubrió en 2012. El yacimiento se encuentra a una profundidad aproximada de 2,500 metros y abarca un área cercana a 1,285 kilómetros cuadrados.

De acuerdo con estimaciones de la industria, el campo podría contener alrededor de 480 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Y alcanzar una producción cercana a los 120 mil barriles diarios en su etapa pico. Además, a lo largo de su vida útil se prevé que el proyecto genere 10 mil millones de dólares en impuestos y regalías para México. Además de impulsar oportunidades de empleo y participación para proveedores nacionales.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx



Grupo Carso

cierra compra de Talos Energy México; aumenta participación en Zama

En un movimiento estratégico que redefine el panorama de la inversión privada en el sector petrolero nacional, Grupo Carso, propiedad del empresario Carlos Slim, anunció la adquisición del 30.10% restante de Talos Energy México. Con esta operación, el conglomerado mexicano toma el control del 80% de la filial, mientras que el 20% restante permanece bajo el control de la estadounidense Talos Energy.

La transacción, que inició su proceso de gestión en diciembre de 2024, culminó tras obtener todas las autorizaciones corporativas y regulatorias correspondientes. El acuerdo contempla un pago total de 82.7 millones de dólares en efectivo por concepto de contraprestaciones contingentes por parte de Zamajal, subsidiaria de Carso. Este monto se liquidará en dos etapas: una primera entrega de 49.7 millones tras la concreción de la compra y los 33 millones restantes una vez que se alcance la primera producción comercial del campo Zama.

Talos Energy México posee una participación del 17.35% en el yacimiento petrolero Zama, uno de los activos

más prometedores del país. En este proyecto, Petróleos Mexicanos (Pemex) mantiene la mayor participación con el 50.4%, mientras que Harbour Energy (operador del proyecto) controla el 32.22% restante.

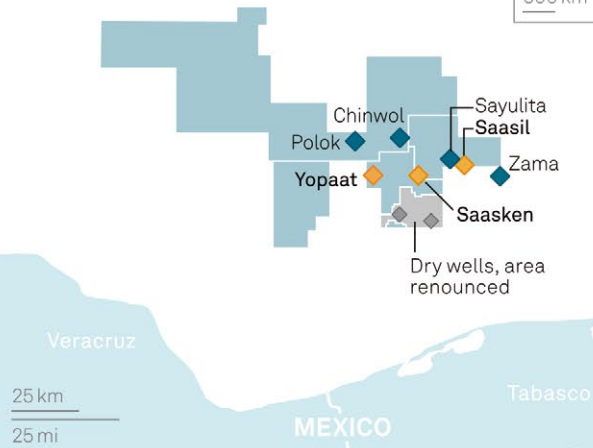
Joseph Mills, presidente interino y director ejecutivo de Talos Energy, destacó hace unos meses que esta venta permite maximizar los rendimientos para sus accionistas y cristalizar beneficios inmediatos, manteniendo al mismo tiempo un pie en el progreso de Zama.

Por su parte, Grupo Carso continúa expandiendo su huella energética. Recientemente, su filial GSM Bronco recibió la asignación del campo Macavil mediante contratos mixtos con Pemex por una duración de 20 años. Con estas adquisiciones, Slim refuerza su sociedad con la petrolera estatal en un momento crítico para la industria, apostando por la producción de gas húmedo y condensado para fortalecer la seguridad energética del país.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx



- Privately operated blocks
- Oil and gas projects**
- ◆ Under consideration
- ◆ Other potential production



Repsol invertirá 600 mdd para desarrollar bloque 29 en aguas profundas de México

Repsol prevé destinar **entre 500 y 600 millones de dólares** para el desarrollo del bloque 29 en aguas profundas del Golfo de México, un proyecto estratégico que podría alcanzar una producción cercana a **60,000 barriles diarios de crudo** y que mantiene como objetivo iniciar producción en 2028.

El desarrollo se basa en los descubrimientos de los campos **Polok y Chinwol**, anunciados por la compañía en 2020 dentro de la **Cuenca Salina**, frente a las costas de Veracruz y Tabasco. En su momento, la empresa destacó que se trataba de un hallazgo relevante dentro de los proyectos de exploración en aguas profundas de México.

El bloque 29 forma parte de los contratos adjudicados durante las rondas petroleras realizadas en 2018, y desde entonces ha sido considerado por la compañía como uno de los activos con mayor potencial dentro de su portafolio internacional de exploración y producción.

En paralelo al avance técnico del proyecto, Repsol ha reforzado su control sobre el bloque mediante la adquisición progresiva de participaciones de sus socios. En septiembre de 2024, la empresa acordó la compra del **16.67% que pertenecía a PTT Exploration and Production (PTTEP)**, lo que elevó su participación a 46.67%.

Posteriormente, la compañía adquirió otro **18.33% a Petronas**, con lo que incrementó su presencia en el proyecto hasta alcanzar el **65% del capital**. Con estos movimientos, la petrolera consolidó el control total del bloque, sujeto en su momento a los procesos regulatorios correspondientes.

En el ámbito regulatorio, en 2024 la entonces Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobó la viabilidad técnica del programa de transición del bloque 29, correspondiente al desarrollo de los campos Polok y Chinwol. Este plan contempla inversiones iniciales por **102.45 millones de dólares**, orientadas a avanzar en la fase preparatoria del proyecto.

Con este desarrollo, Repsol refuerza su presencia en el sector energético mexicano y apuesta por consolidar uno de los proyectos de aguas profundas más relevantes dentro de su estrategia global.

La compañía ha señalado que el bloque 29 podría convertirse en uno de sus principales motores de crecimiento en los próximos años, en línea con la expansión de su cartera de producción en mercados internacionales estratégicos.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx



IMP

lidera la innovación tecnológica en EXPO MEIH 2026

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) reafirmó su posición como el brazo tecnológico y estratégico de la industria energética nacional tras una destacada participación en la EXPO MEIH 2026. Este encuentro, consolidado como uno de los foros más influyentes del sector, sirvió de plataforma para que el Instituto presentara sus capacidades de investigación y fortaleciera vínculos con tomadores de decisiones.

La ceremonia de inauguración y el tradicional corte de listón estuvieron encabezados por la Dra. Elizabeth Mar Juárez, Directora General del IMP, quien estuvo acompañada por figuras clave del sector como el Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán, de la Unidad Técnica de Extracción de Hidrocarburos, y el Ing. Carlos Morales Mar, Director General de la Agencia Estatal de Energía de Veracruz.

Vanguardia en energías limpias y eficiencia

A través de un stand institucional, el IMP desplegó un robusto programa de presentaciones técnicas. Especialistas de la institución compartieron soluciones disruptivas en áreas que marcan la pauta de la transición energética actual, tales como el hidrógeno geológico, la geotermia y la eólica

marina. Asimismo, se presentaron innovaciones críticas para la industria tradicional, enfocadas en la eficiencia en refinación y tecnologías avanzadas de medición y optimización de procesos.

Un aliado estratégico para el futuro

La participación en EXPO MEIH 2026 no solo permitió posicionar al IMP como un referente en investigación y desarrollo, sino que facilitó el acercamiento con empresas globales e instituciones para promover la transferencia tecnológica. En el foro se subrayó que, ante la creciente demanda global de energía, la inversión en ciencia y tecnología es la única vía para garantizar la seguridad energética y avanzar hacia modelos más sostenibles.

Con estos resultados, el Instituto Mexicano del Petróleo consolida su liderazgo como centro público de investigación de clase mundial, refrendando su compromiso de generar conocimiento que impulse el desarrollo soberano y tecnológico de México en el escenario internacional.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx



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

¡Súmate al CIPM!



Contactos por Sección:

- | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 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.alejandra.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 |



Estrategia para estimular carbonatos HPHT de baja porosidad y permeabilidad

Autor: Ing. Antonio Velázquez Osorno
 Coautores: Ing. Yuri de Antuñano Muñoz
 Dr. Miguel Alejandro González Chávez
 Ing. Alberto José Gómez Altuve
 Ing. Laura Vázquez Macedo
 Ing. Emmanuel Antonio Andrade Sierra

Resumen

Este caso técnico presenta la estimulación ácida de un pozo exploratorio en un yacimiento carbonatado HPHT, con propiedades petrofísicas desfavorables ($\varphi = 2\%$, $k = 0.15$ mD). La estrategia adoptada se distinguió por integrar ensayos de laboratorio, modelado de simulación avanzado y monitoreo en tiempo real, lo que permitió ajustar la inyección de fluidos y minimizar los riesgos asociados a sólidos. Los resultados obtenidos no solo mejoraron la productividad del pozo, sino que también aportaron valor económico y un marco metodológico replicable para futuros proyectos de estimulación en ambientes similares.

Introducción

Los yacimientos carbonatados de alta presión y temperatura (HPHT) presentan desafíos particulares para las técnicas convencionales de estimulación, debido a la rápida reacción de los sistemas ácidos, la limitada penetración en la matriz y restricciones operativas asociadas a sus condiciones extremas de presión, temperatura y heterogeneidad estructural. Estos yacimientos, comúnmente localizados a profundidades superiores a los 7,000 metros, suelen caracterizarse por baja permeabilidad y una declinación acelerada de presión, lo que dificulta la recuperación eficiente de hidrocarburos.

Para mejorar la productividad de este tipo de pozos, se emplean técnicas avanzadas de estimulación, entre las que destacan los tratamientos matriciales. Este tipo de intervención buscan incrementar la conectividad entre la matriz del yacimiento y el pozo mediante la disolución selectiva de la roca carbonatada, favoreciendo la creación de canales de flujo que incrementen la movilidad de los fluidos. No obstante, el diseño e implementación de

estos tratamientos bajo condiciones HPHT requieren una planificación meticulosa, una selección adecuada de sistemas químicos, el apoyo de simulaciones avanzadas y una ejecución operativa precisa.

En este contexto, el presente trabajo aborda las estrategias y mejores prácticas desarrolladas para la estimulación y en yacimientos carbonatados HPHT con propiedades petrofísicas desfavorables, destacando los factores clave de diseño y los principales retos operacionales asociados a su implementación.

Información del yacimiento y del pozo

El pozo evaluado corresponde a una terminación en agujero descubierto perforada hasta aproximadamente 8,000 m MD, con un intervalo neto expuesto de 118 m en las formaciones carbonatadas del Cretácico. La presión de yacimiento es del orden de 14,550 psi y la temperatura de fondo cercana a 190 °C. Las porosidades varían entre 0.2 y 2.0 %, con permeabilidades inferiores a 0.15 mD (Figura 1).

Generalidades			Factores Críticos	
Profundidad	8,000	md	Tipo de terminación	Agujero descubierto
Presión del yacimiento	1,023	kg/cm ²	Pérdida de lodo	+/- 115 m ³
Densidad aceite	43.8	*API	Diámetro última etapa	4 1/8" (10.47 cm)
Temperatura de fondo	189	°C	Espesor expuesto	348 md
Formación a evaluar	Cretácico		Diámetro aparejo de producción	OD 3.5", DI 2.75" (6.98 cm)
Tipo hidrocarburo	Gas y Condensado			

Figura 1. Generalidades y Factores críticos del pozo a evaluar.

Durante la perforación y terminación del pozo se registró una pérdida total de lodo de 114 m³, información que permitió estimar el alcance del daño por invasión en el intervalo evaluado en agujero descubierto de 4 1/8". Para este análisis se asumió un modelo de invasión radial uniforme, considerando que el volumen perdido se alojó predominantemente en el volumen poroso alrededor del pozo. Con base en este supuesto, se estimó un radio de invasión de 12.9 ft (3.9 m).

Esta estimación del radio de invasión se utiliza como parte de la justificación para realizar una estimulación matricial orientado a superar el daño por invasión y mejorar la conectividad matriz-pozo (Figura 2).

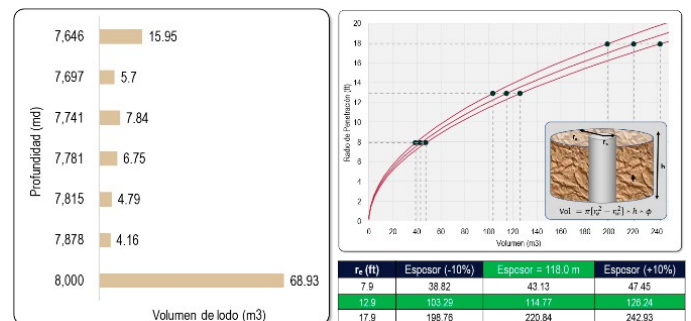


Figura 2. Estimación del radio de invasión por pérdidas de lodo.

Adicionalmente, se calcularon las capacidades volumétricas del pozo con el objetivo de cuantificar los volúmenes asociados al aparejo de producción, hasta llegar a la zona de interés en el agujero descubierto (Figura 3). Estas capacidades permitieron estimar el volumen total, información fundamental para la estimación del diseño del tratamiento de estimulación.

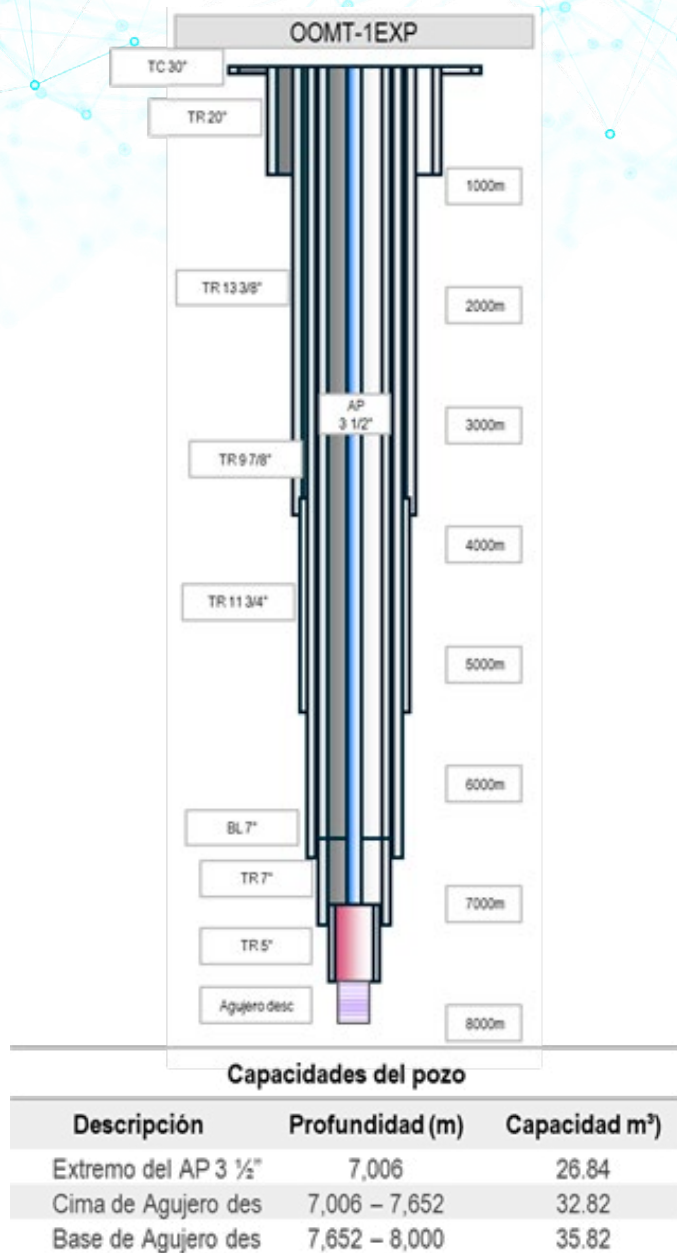
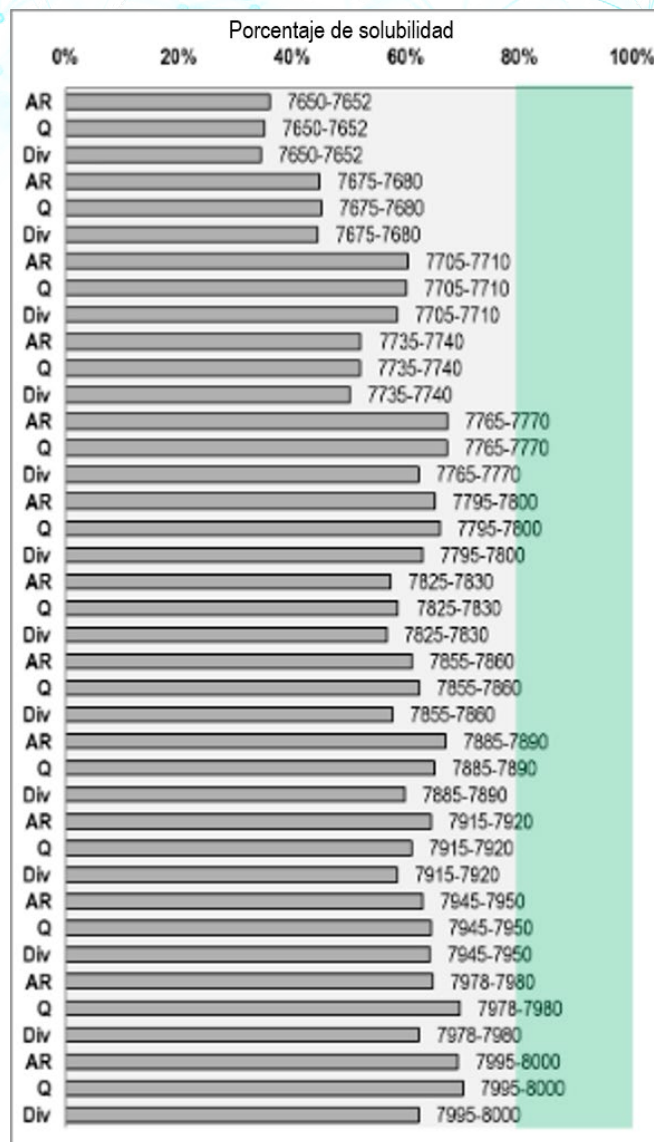


Figura 3. Estado mecánico y capacidades.

Evaluación en laboratorio

Se realizaron pruebas de caracterización de fluidos y compatibilidad entre los sistemas químicos de estimulación, el aceite un pozo de correlación y lodo de perforación. El uso de un pozo de correlación fue necesario debido a la ausencia de otros pozos productores en el campo que permitieran

realizar evaluaciones con fluidos del mismo sistema, siendo estos totalmente compatibles. Adicionalmente, se llevaron a cabo pruebas de solubilidad utilizando recortes de canal en condiciones de laboratorio. Los resultados obtenidos mostraron una baja reactividad de la matriz (Figura 4), se considera una baja solubilidad si los porcentajes de este son menores a 80%, esto justificó la selección de sistemas de reacción controlada con el objetivo de extender la penetración efectiva durante la estimulación.



Nomenclatura: AR: Ácido Retardado, DIV: Divergente, Q: Quelante

Figura 4. Solubilidades por intervalo y tipo de sistema químico.

Estrategia de estimulación y ejecución

Con base en las condiciones del yacimiento, las propiedades petrofísicas desfavorables y los resultados de las pruebas de laboratorio, se evaluaron distintas alternativas de estimulación comúnmente aplicadas en yacimientos carbonatados HPHT (Figura 5).

Estrategia	Descripción técnica
1.- Colocación de baches ácidos en fondo con TF (Disminuir presión de admisión y de superficie)	Variables clave: Colocación y profundidad, gastos de inyección, sistemas ácidos y solventes aromáticos. Condiciones operativas: TF 1 1/2" -1 1/2" con longitudes de 6,500-6,800 m, gasto máximo de 1 bpm, bombeo solo de ácidos orgánicos. Restricciones: Carretes no cubren con la longitud deseada, colocación de bache a pozo abierto, fallas en equipo de bombeo. Variables clave: Mejor desempeño en liner liso disparado (Espesor máximo 60 m).
2.- Fracturamiento Ácido/ Fracturamiento encapsulado	Condiciones operativas: Gasto de 4 a 24 bpm, uso de técnica de ácido encapsulado, uso de gel lineal o salmuera cálcica densificada. Restricciones: Longitud óptima de intervalo expuesto para poder realizar este tratamiento es de 60 m, pérdida de energía a lo largo del intervalo a probar, los sistemas ácidos se gastan a lo largo del espesor total, fallas en el equipo de bombeo.
3.- Estimulación Matricial Extendida	Variables clave: Gastos de inyección, sistemas químicos ácidos, etapas de divergencia. Condiciones operativas: Gasto de 4 a 18 bpm, uso de sistemas inorgánicos, orgánicos y Quelantes, de 2 a 3 etapas con sistemas divergentes ácidos viscoelásticos, uso de gel lineal o salmuera cálcica densificada. Restricciones: Fallas en el equipo de bombeo

Figura 5. Estrategia de estimulación de pozos HPHT.

Seguimiento operativo, ejecución y control

El seguimiento operativo durante la intervención se estructuró como un proceso de toma de decisiones en tiempo real, orientado a minimizar riesgos operativos y maximizar la eficiencia del tratamiento bajo condiciones HPHT. Previo a la estimulación, el pozo fue alineado a pruebas de admisión con el objetivo de abatir la presión de cabeza mediante aperturas controladas en diferentes estranguladores, permitiendo evaluar el comportamiento hidráulico del sistema pozo-yacimiento.

El diseño y control de la intervención se soportaron en cédulas de tratamiento y simulaciones desarrolladas con base en la geometría del pozo, las capacidades volumétricas calculadas y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento (Figura 6).

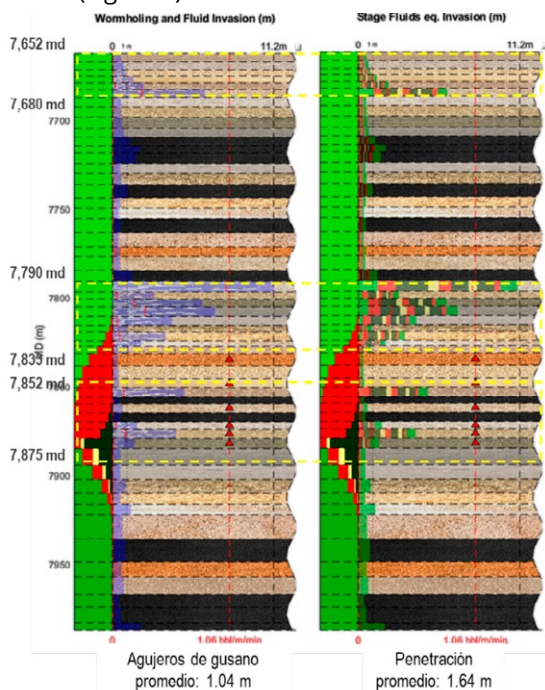


Figura 6. Simulación de cédula de tratamiento.

Estas herramientas permitieron definir los rangos operativos de gasto, volumen por etapa y la secuencia de los sistemas químicos, asegurando una ejecución compatible con las limitaciones mecánicas del pozo y del equipo de bombeo. La ejecución del tratamiento (Figura 7), se apoyó en el monitoreo continuo de presión y gasto durante las etapas de bombeo, lo que permitió identificar cambios en la admisión asociados a la entrada de los distintos sistemas químicos.

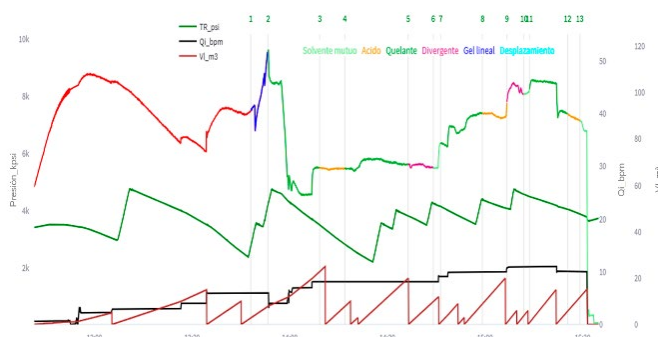


Figura 7. Gráfica de monitoreo de intervención y arribos de sistemas químicos a formación.

Con base en la respuesta observada, se ajustaron de manera dinámica los volúmenes y las etapas de desplazamiento, lo que permitió ejecutar de forma continua la prueba de admisión y la estimulación matricial dentro de una misma intervención operativa (Figura 8).

La consistencia observada entre las simulaciones previas y el comportamiento registrado en campo permitió reducir la incertidumbre operativa y confirmar la viabilidad del diseño bajo condiciones HPHT. El control operativo incluyó la verificación de tiempos, volúmenes acumulados y condiciones de bombeo, así como la mitigación de riesgos relacionados con fallas en el equipo y variaciones inesperadas en la presión de inyección.

		Cédula ejecutada			
Ced #	Sistema	Gasto Liq (bpm)	Vol Liq Etapa (m³)	Vol acum liq (m³)	
Pha. Admisión	1	Gel lineal	0.7-2.2	5	5
	2	Quelante	3.0-4.0	15	20
	3	Ácido	6.0	10	30
	4	Quelante	6.0-8.0	25	55
Estimulación matricial	5	Divergente	8.0	10	65
	6	Solvente	8.0	3	68
	7	Quelante	8.0	20	88
	8	Ácido	8.0	12	100
	9	Divergente	9.0-10.0	9	109
	10	Solvente	10.0	3	112
	11	Quelante	10.0	20	132
	12	Ácido	11.0	6	138
	13	Solvente	11.0	6	144
	14	Salmuera 1.38 gr/cc	11.0	16	159
	15	Salmuera 1.38 gr/cc	10.0	16	174

Figura 8. Cédula de tratamiento realizada.

Resultados

Posterior a la intervención, se realizó un seguimiento del desalojo de fluidos y la respuesta productiva del pozo mediante una medición, lo que permitió evaluar de manera objetiva la efectividad del tratamiento y validar la estrategia de estimulación aplicada (Figura 9).

Medición previa al tratamiento				
Estrangulador	Qc (bd)	Qg (MMpcd)	Qw (bd)	
5/16"	601	7.061	45	
Medición posterior al tratamiento				
Estrangulador	Qc (bd)	Qg (MMpcd)	Qw (bd)	ΔQc (bd) / ΔQg (MMpcd)
5/16"	809	15.227	60	208 / 8.166

Figura 9. Comparativa de mediciones antes y después de la intervención.

Conclusiones

1. La estimulación de yacimientos en formaciones de carbonatos bajo condiciones de alta presión y temperatura (HPHT), caracterizado por muy baja porosidad y permeabilidad, requiere de estrategias de intervención que prioricen el control de la reacción y eficiencia de penetración en la matriz, más allá del uso de sistemas ácidos convencionales.
2. La integración de pruebas de laboratorio, incluyendo caracterización de fluidos, compatibilidad y solubilidad, permitió identificar la baja reactividad de la formación y sustentar la selección de sistemas de reacción controlada como alternativa técnica viable para este tipo de yacimientos.
3. La estimación de la invasión del lodo y la determinación de la capacidad del pozo, son básicos para determinar los volúmenes y secuencia de los sistemas químicos a emplear.
4. El monitoreo en tiempo real de presión y gasto durante la ejecución, hizo posible integral de manera efectiva la prueba de admisión y la estimulación matricial dentro de una misma intervención, optimizando la toma de decisiones operativas y reduciendo la incertidumbre asociada a la ejecución bajo condiciones HPHT.
5. La producción del pozo posterior al tratamiento confirmó la efectividad de la estrategia de estimulación matricial extendida, validando su aplicabilidad en yacimientos HPHT con propiedades petrofísicas desfavorables y de alta complejidad operativa.

Nomenclatura

HPHT	Alta presión – Alta Temperatura
MD	Metros desarrollados
mD	Milidarcy
φ	Porosidad

k	Permeabilidad
AD	Agujero descubierto
TF	Tubería flexible
AP	Aparejo de producción
bpm	Barriles por minuto
psi	Libras por pulgada cuadrada
g/cc	Gramos por centímetro cúbico
API	Grados API
DIV	Divergente
AR	Ácido retardado
Q	Quelante
Qg	Gasto de gas
Qc	Gasto de condensado
Qw	Gasto de agua

Referencias

- Economides, M.J., Hill, A.D., Ehlig-Economides, C., y Zhu, D. 2013. Petroleum Production Systems. 2ª edición. Pearson.
- Fredd, C.N. y Fogler, H.S. 1998. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media. SPE Journal.
- SPE 129329. Matrix Acidizing Design Guidelines for Carbonate Reservoirs.

Ing. Antonio Velázquez Osorno



Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional (ESIA Unidad Ticomán). Inició su trayectoria en la industria petrolera en mayo de 2013 como Ingeniero de Productividad de Pozos en el Activo de Producción Bellota-Jujo, donde formó parte del Grupo Multidisciplinario de Administración de Yacimientos durante 11 años.

En mayo de 2024 se incorporó a Petróleos Mexicanos, a través del Programa de Fortalecimiento de Disciplinas y Especialidades de PEP, siendo asignado a la Coordinación Técnica de Soporte a la Producción.

Su experiencia se enfoca en el diseño y ejecución de cédulas de estimulación y fracturamiento en pozos estratégicos, exploratorios y de desarrollo, abarcando actividades de estudio, análisis, pruebas de laboratorio, diseño, simulación y monitoreo en tiempo real, con el objetivo de asegurar la eficiencia y el éxito de las intervenciones.

Uso de algoritmos de inteligencia artificial en las geociencias

Autor: Ing. Daniel Alejandro Pineda Flores

Résumé ejecutivo

Actualmente, la aplicación de algoritmos de inteligencia artificial (IA) en los diferentes flujos de trabajo dentro de las geociencias tiende a ir en aumento, ya que permite manejar grandes volúmenes de datos enfocados en satisfacer la necesidad de interpretaciones precisas demarcando una reducción de la incertidumbre en los resultados obtenidos.

A través de un proceso inteligente de adquisición de tecnologías, PEMEX apuesta por aplicar flujos de trabajo que utilizan IA en diversos procesos dentro de la cadena de valor, desde la caracterización estática y dinámica, incluso durante la perforación de los pozos en tiempo real, manteniéndose en la vanguardia en resolver retos asociados a la calidad de datos y la validación de resultados.

Introducción

En las últimas décadas, el crecimiento exponencial de datos disponibles dentro de las estaciones de trabajo ha generado la necesidad del desarrollo de herramientas enfocadas en aprovechar en lo máximo en la medida de lo posible, este valioso recurso: la información. En realidad, la IA ha sido incorporada dentro de la industria petrolera desde la década de 1950 que se ha mantenido en constante evolución (Figura 01), a través de tres principales categorías: metodologías, redes neuronales y herramientas.

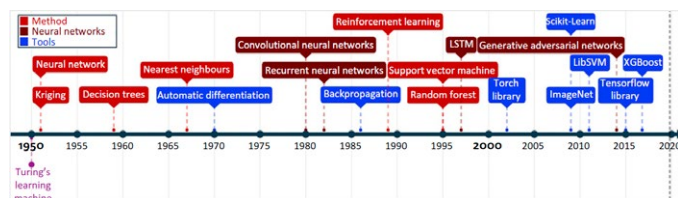


Figura 1. Evolución a través del tiempo de la IA.

Las **metodologías** son técnicas matemáticas o algoritmos que no necesariamente son **redes neuronales**, pero sí forman parte central de la analítica y el machine learning y ayudan a resolver problemas estructurados.

Por otro lado, las redes neuronales son modelos inspirados en el cerebro, capaces de aprender relaciones complejas y por último las **herramientas** son librerías o framework de programación para implementar los modelos.

Categoría	Aplicaciones petroleras
Metodologías (ML clásico)	Mapas petrofísicos (Kriging), clasificación de litologías, modelos PVT, optimización
Redes Neuronales (DL)	Interpretación sísmica, predicción de producción, análisis de imágenes
Herramientas (software)	Construcción de modelos, automatización, mantenimiento

Marco teórico y antecedentes

El primer paso consiste en tener claro los conceptos y las relaciones entre los términos que hoy en día son comunes dentro de nuestras actividades diarias.

Inteligencia Artificial (IA)

Busca que las máquinas realicen tareas inteligentes: reconocer patrones, razonar, aprender, optimizar.

Machine Learning (ML)

Es una subárea de la IA enfocada en que las máquinas aprendan automáticamente a partir de datos, sin ser programadas explícitamente para cada tarea.

Hoy en día el *Machine Learning* también conocido como "Aprendizaje Automático", tiene un impacto significativo dentro de la rama de las geociencias ya que los diferentes softwares especializados van actualizando y mejorando sus tecnologías en torno a la reducción de incertidumbre sin usar instrucciones específicas, sin estar programado explícitamente para realizar una tarea determinada. **Nunca pretende ser perfecto en todas sus predicciones, sino que solo busca ser estadísticamente "suficientemente bueno" para el trabajo o la situación en particular.**

De esta forma, el escalamiento de la tecnología ML hacia el área de las geociencias se puede enfocar en la solución de **clasificación y predicción** de las características de todos los elementos que nos ayudan a enfatizar las zonas dentro de las cuales se encuentran los elementos con las mejores características de los yacimientos, utilizando todo el universo de información disponible desde datos geológicos, geofísicos y de producción para identificar patrones que no son evidentes para el ojo humano.

En la siguiente (Figura 02) se muestran de manera conceptual la caracterización de litofacies sísmicas y cómo se integran las diferentes propiedades elásticas, estadísticas y geológicas para construir modelos de facies en geociencias. Cada subfigura (a-f) representa uno de los pasos fundamentales para clasificar facies, ya sea mediante estadística clásica, geoestadística o métodos basados en Machine Learning.

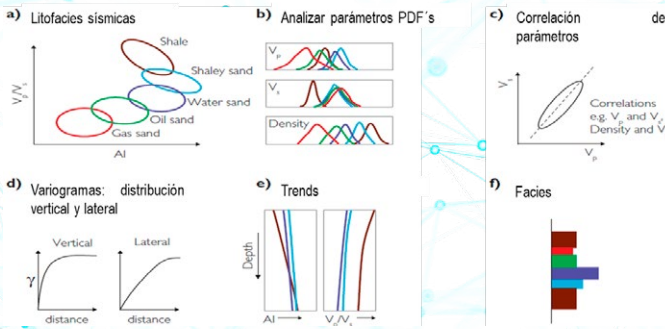


Figura 2. Elementos de análisis petrofísico y sísmico para la clasificación de facies.

Aplicaciones en geociencias

Existen tres formas en que las máquinas pueden ser programadas para aprender a resolver problemas específicos de acuerdo con la disponibilidad de los datos, pero sobre todo de acuerdo con el objetivo requerido. Es decir, es posible aprovechar el universo de datos disponibles mediante algoritmos de aprendizaje y observar la relación que existe dentro de ellas, decidir incluso que es lo que necesitamos observar para enfocar los resultados en un producto en específico. En la figura XXX se muestra como el ML permite que los datos de subsuelo “enseñen” a los modelos estadísticos a reconocer patrones. Se divide en tres ramas: aprendizaje supervisado, **aprendizaje no supervisado** y **aprendizaje por refuerzo**, cada una con aplicaciones claras en la cadena de valor geocientífica.

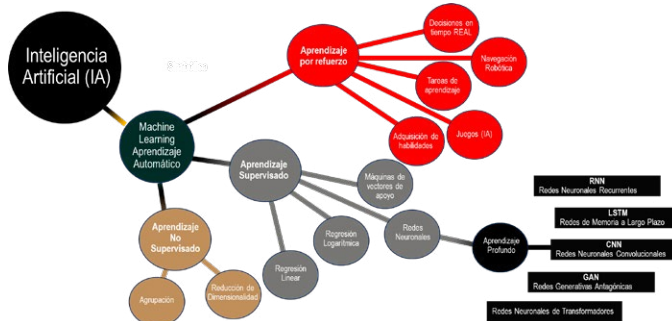


Figura 3. Clasificación de los tipos de aprendizaje en Inteligencia Artificial.

Aprendizaje NO supervisado. En este tipo de ML proporcionamos la información de entrada y dejamos que la red neuronal busque patrones por sí misma. No se requieren salidas específicas. Su propósito es descubrir estructuras geológicas ocultas en los datos. De acuerdo con este enfoque, no necesitamos conocer la respuesta de antemano y a menudo resulta difícil interpretar la salida.

Esta tecnología se aplica a los volúmenes sísmicos dentro de la categoría de agrupación (*Clustering*) con el objetivo de obtener clasificaciones de facies sísmicas mediante mapas auto organizados (*self-organizing map, SOM*), los cuales

permiten identificar diferentes respuestas en múltiples atributos sísmicos a en cada una de las muestras sísmicas, dichas agrupaciones son conocidas como Neuronas. Como resultado cada neurona permite visualizar rasgos por debajo de la resolución sísmica, ya sea en zonas con señal coherente que puede ser interpretada y utilizada para comprender de mejor manera el modelo geológico conceptual, y de igual forma las zonas en las cuales se tiene ruido o señal que no tiene ningún sentido geológico.

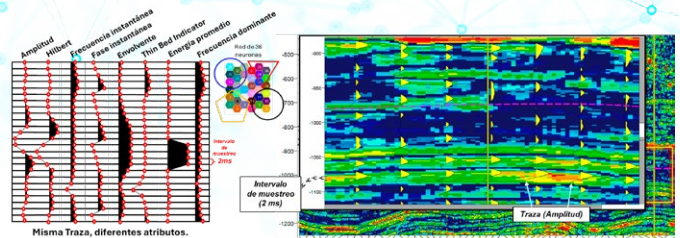


Figura 4. Convergencia de varios atributos dentro de una misma traza a nivel de muestreo: Resultado de un Mapa Auto Organizado.

Bajo esta perspectiva, es posible interpretar de manera más fácil y ordena una gran cantidad de información que converge en un solo volumen sísmico y de manera interna separar la información de mayor utilidad: sismofacies. Obsérvese la Figura 03. Las principales ventajas en la implementación de esta tecnología radican en que los resultados se obtienen relativamente rápido. Por otro lado, la desventaja es que al igual que cualquiera de los atributos sísmicos convencionales, no tiene ninguna relación con alguna propiedad, es decir su interpretación es de carácter cualitativo. La implementación de sus resultados conociendo sus límites técnicos la posiciona como una herramienta poderosa que ofrece la ventaja de generar un volumen sísmico discreto que puede ser utilizado como una variable secundaria dentro de un modelo geocelular.

Aprendizaje Supervisado. Trabaja en base a un conjunto de entradas y salidas para la solución de un problema concreto y específico, dejamos que determine la relación entre estas entradas y salidas. Podemos interpretar la salida, ya que hemos especificado su naturaleza en la entrada. Necesita un número suficiente de valores de entrada para poder entrenar adecuadamente la red y reducir la incertidumbre en el producto final.

Aplicamos este tipo de red neuronal de aprendizaje profundo conocido como CNN (Convolutional Neural Network) dentro de los volúmenes sísmicos mediante un algoritmo preentrenado por más de 6,000 modelos sintéticos diferentes enfocados en detectar patrones asociados a discontinuidades dentro del volumen sísmicos de amplitud, Dip y Azimuth. Esta tecnología ayuda a obtener el máximo provecho a la información sísmica en donde el trabajo de los interpretes se encuentra limitado, ya que ayuda a identificar características dentro de los

reflectores sísmicos como densidad del reflector, ruido del reflector, ruido blanco, frecuencia dominante, variación del cizallamiento y la variación vertical (capas inclinadas), y **características específicas de las fallas** identificadas tales como echado, acimut, ubicación, desplazamiento, salto, atenuación, número de fallas y curvatura.

No se tiene que construir ningún modelo ni parametrizar ninguna variable, por lo que requiere menos esfuerzo manual solo se necesita seleccionar el modelo sintético de partida e incluso se puede generar uno basado en nuestros propios datos. Cada modelo depende de las características del subsuelo y se adecuan a entornos como fallas de alto y bajo ángulo. La tecnología mejora la visualización de las discontinuidades e introduce el término de esqueletización, el cual busca reducir la forma de las discontinuidades a su representación esquemática, preservando su topología, simplifica la representación de objetos y facilita la extracción de características relevantes.

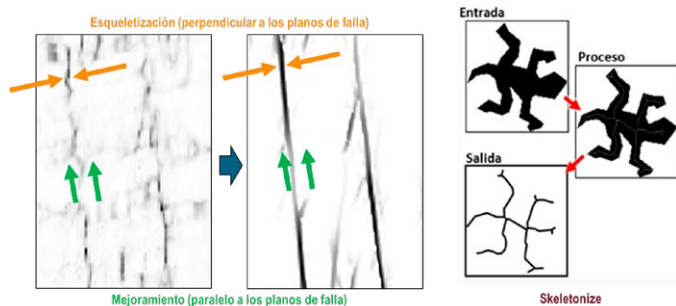


Figura 5. Aplicación del Método de Esqueletización para la Extracción de Fallas.

Durante la interpretación manual, un geocientífico a menudo identifica correctamente las fallas. Sin embargo, es un trabajo tedioso y requiere mucho tiempo. Los resultados del CNN proporcionan volúmenes confiables para utilizarlos como una guía para la interpretación de fallas y enfocar las horas de trabajo en a la interpretación del modelo geológico, reduce significativamente los pasos de parametrización para llegar a obtener resultados con sentido geológico ya que clasifica los datos en dos clases: fallas y no fallas. Obsérvese la Figura 5.

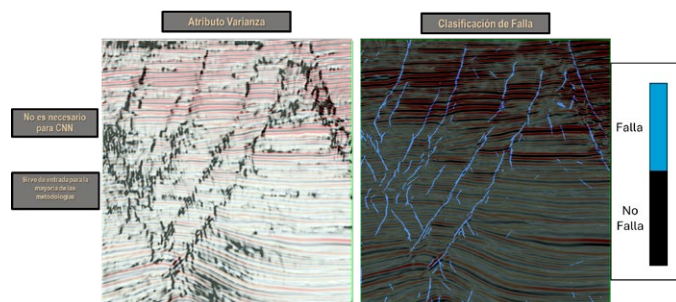


Figura 6. Comparación entre Atributo de Varianza y Clasificación Automática de Fallas.

En la Figura 6 se muestran las diferencias entre los atributos convencionales y los resultados de la aplicación de ML, obsérvese que los resultados reducen significativamente el ruido y enfoca la señal para resaltar de manera aceptable las fallas con un sentido geológico, gracias al preentrenamiento de los modelos sintéticos.

Aprendizaje por refuerzo. Aprende a partir de la propia experiencia, de acuerdo con un proceso de prueba y error en el que se recompensan las decisiones correctas específicas. Permite la creación de escenarios para tomar decisiones en base a la probabilidad y la estadística. Necesita tener una respuesta previa como respaldo.

Esta tecnología utiliza la segmentación automática y el reconocimiento de patrones para lograr obtener una correlación de registros utilizando la información de pozos adyacentes en conjunto con la información que se obtiene en tiempo real durante la perforación del pozo. La interpretación de las correlaciones tiende a realizarse manualmente comparando las diferentes curvas, la IA genera miles de escenarios de interpretación en segundos y es capaz de establecer los segmentos en los cuales se relacionan de mejor manera cada uno de los registros lo que genera un nivel de confianza para cada segmento interpretado.

En la Figura 7 se muestra el impacto al evolucionar en el sistema de limitaciones geológicas, ya que los controles de calidad en cada segmento delimitados por las líneas de colores. Horizontalmente se tienen la visualización estratigráfica y verticalmente la estructural, ambas se interpretan al mismo tiempo y van generando el modelo por donde va a pasar el pozo.

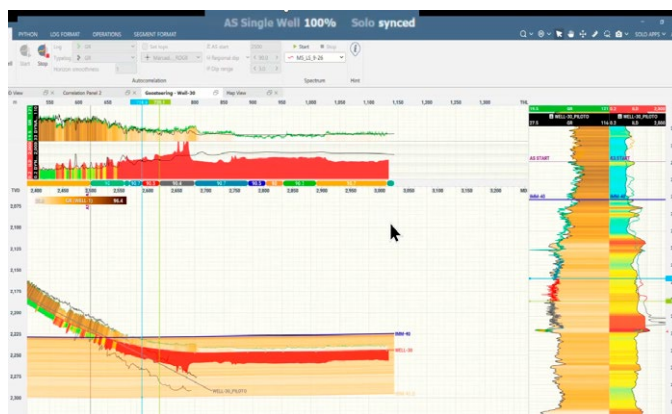


Figura 7. Interpretación estratigráfica y estructural asistida por IA.

El algoritmo de auto interpretación automática genera miles de iteraciones de interpretación en segundos y es capaz de identificación de patrones, con una precisión que permite asistir de manera automática en el picado de las cimas geológicas de múltiples pozos en segundos a partir de un pozo correlación.

Conclusiones

La inteligencia artificial se ha consolidado como una herramienta indispensable en las geociencias. Sus aplicaciones aportan eficiencia y precisión. Sin embargo, persisten retos relacionados con la calidad de datos y la validación experta. El futuro apunta hacia una integración más estrecha entre IA y las ciencias de la Tierra, con un impacto significativo en la investigación y la industria.

Ing. Daniel Alejandro Pineda Flores



Es Ingeniero en Geociencias egresado del Instituto Tecnológico de Cd. Madero en el año 2010. Se ha

desarrollado como especialista en caracterización sísmica implementando metodologías y tecnologías de última generación enfocadas en minimizar la incertidumbre en el riesgo geológico para la perforación.

Ha cursado diversos diplomados en geomecánica 3D/4D (SLB-PMX) en el Activo de Producción Cantarell, Inversión Sísmica Determinística (CGG) e Inversión sísmica Geoestadística (GeoSoftware antes CGG) en la Gerencia de Planes de Explotación, aplicándolos en el análisis de posicionamiento de pozos reduciendo la incertidumbre en el diseño de pozos horizontales, así como análisis de modelos geológicos apegados a la producción histórica de yacimientos.

Inició su carrera profesional en el Activo de Producción Cantarell en el equipo VCD (Campo Akal), evaluó y analizó tecnologías en la Gerencia de Aseguramiento Tecnológico de Exploración y Producción (LUMINA, PaleoScan, StarSteer, Paradise, Ikon RockDock). Actualmente desarrolla proyectos marinos y terrestres dentro de la Gerencia de Planes de Extracción y forma parte de la AMGE delegación Villahermosa.



Predicción de litofacies a partir de IA para la optimización del desarrollo en la caracterización estática de un campo

Autor: MSc. Enrique Vidal Córdova
 Coautores: Ing. A. G. Martínez Díaz
 Ing. A. Ávila Cal y Mayor
 Ing. D.A. Olgún Cobos
 Ing. D. González Domínguez
 Ing. D. Suárez Contreras
 Ing. G. Luna Camarillo

Resumen

El presente estudio destaca la integración de datos sísmicos 3D, información geológica y registros de pozos en un ambiente deltaico de la costa de México. Con la revolución de la Inteligencia Artificial (IA), se han desarrollado flujos de trabajo para extraer patrones estratigráficos y geomorfológicos complejos.

La implementación de estas herramientas permitió optimizar el desarrollo del campo, facilitando la toma de decisiones en periodos cortos de tiempo.

Introducción

La optimización en la industria de hidrocarburos requiere una comprensión precisa del subsuelo, especialmente en sistemas sedimentarios complejos como los deltas del Plioceno Inferior en el Golfo de México. Estos sistemas presentan desafíos significativos para la modelización tradicional debido a su heterogeneidad intrínseca (canales, lóbulos y barras de desembocadura).

El aprendizaje automático (ML) emerge como una solución eficiente para analizar vastas cantidades de datos, identificando relaciones complejas que escapan a los métodos convencionales.

Marco tectónico regional

El Campo X se ubica en la Cuenca Salina del Istmo, dentro de las Cuenca Terciarias del Sureste de México. Geológicamente, consiste en una trampa combinada (estructural y estratigráfica) conformada por un anticlinal asimétrico de orientación NW-SE.

La configuración estructural es resultado de esfuerzos compresivos y el empuje de sal (Figura 1).

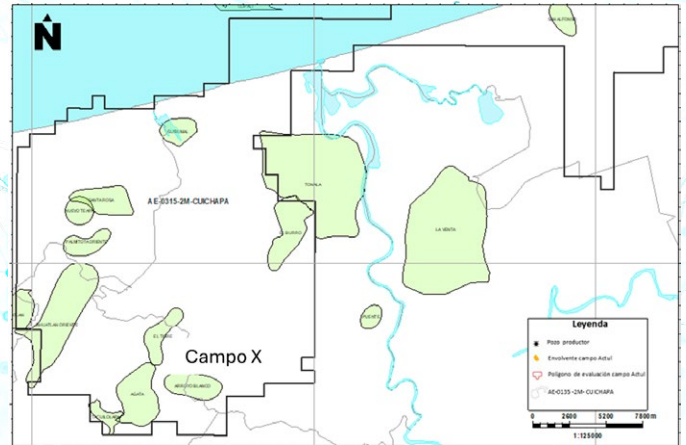


Figura 1. Mapa de ubicación geográfica del Campo X.

Estratigrafía de secuencias

Este estudio permite visualizar las variaciones de la línea de costa a través de ciclos de progradación y retrogradación, identificando la transición entre depósitos fluviales y la influencia marina hacia la cuenca.

La arquitectura de estos ambientes se manifiesta inicialmente con valles cortados por la caída del nivel base, seguidos por la agradación de canales amalgamados en periodos de nivel bajo o lowstand. Posteriormente, la dinámica es influenciada por mareas durante sistemas transgresivos, concluyendo con sucesiones de nivel alto o highstand que resultan en el relleno de canales y el retrabajo de sedimentos según las oscilaciones del nivel del mar (Figura 2).

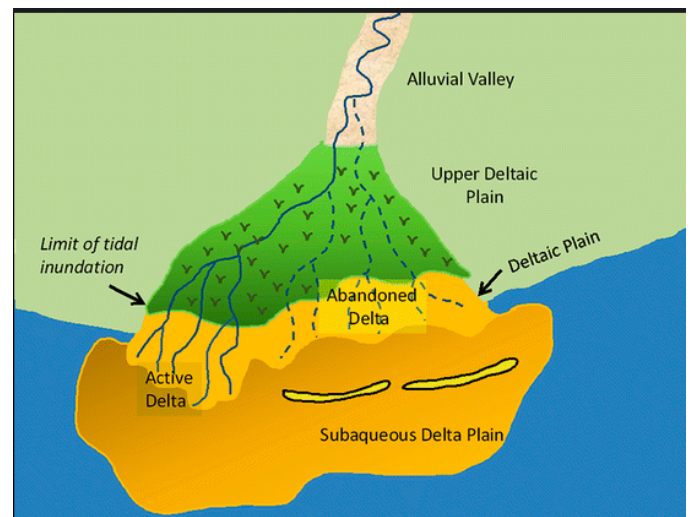


Figura 2. Modelo de depósito conceptual de un delta dominado por ríos (Harff et al. 2016).

La formación de elementos arquitecturales y las características estratigráficas de las sucesiones fluviales dependen de la presencia o ausencia de influencia marina.

Para el estudio del Campo X, el análisis incorporó la totalidad de los pozos, iniciando la evaluación mediante el uso de registros geofísicos de rayos gamma (GR). Esta metodología permitió identificar cambios en las tendencias litológicas (Figura 3).

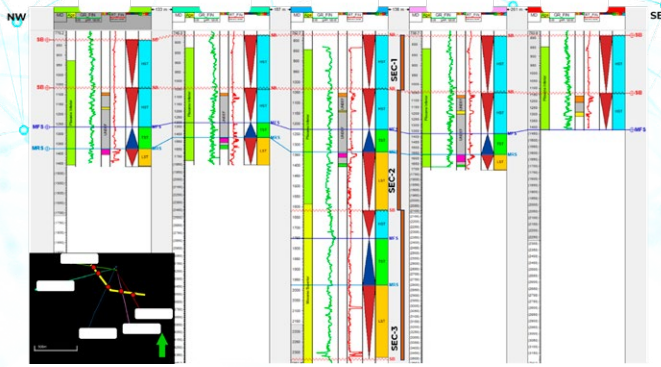


Figura 3. Sección estratigráfica con dirección SE-NW mostrando la interpretación de apilamientos sedimentarios de 3er orden visualizando los diferentes system tracts y las secuencias principales.

Se utilizaron líneas sísmicas del cubo 3D integrando el atributo de coseno de fase.

Esta herramienta permite analizar la variabilidad lateral y las variaciones en las facies sísmicas (Figura 4), facilitando la identificación de eventos geológicos como patrones de terminación (onlap, downlap, toplap) y superficies erosivas (Posamentier et al. 1988).

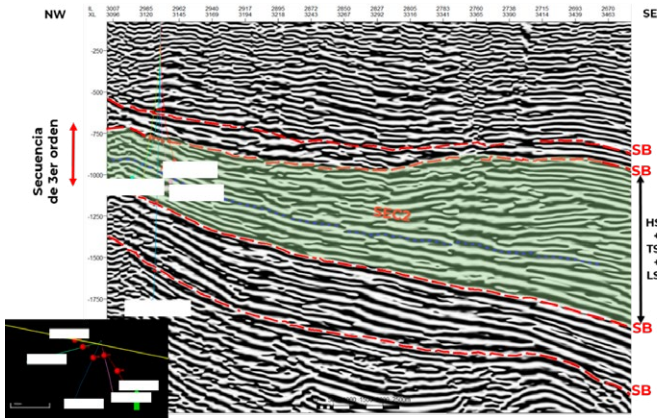


Figura 4. Interpretación bajo la metodología de estratigrafía de secuencias de tercer orden.

Generación de electrofacies mediante agrupación en clústeres basada en gráficos de resolución múltiple.

Para este estudio se integró la información de cuatro pozos utilizando los registros GR, RHOB y DTCO para generar las electrofacies.

Estas facies se clasificaron según su granulometría, abarcando desde arenas medias a gruesas hasta arcillas limosas (Figura 5).

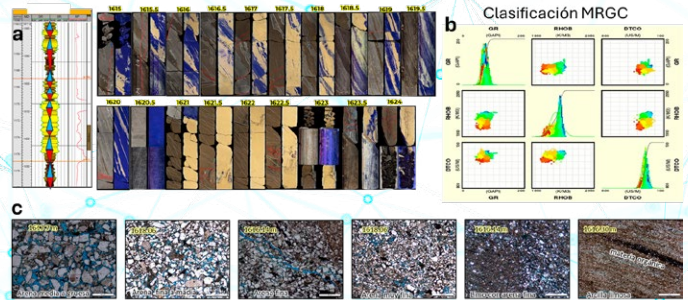


Figura 5. a) Slab del núcleo mostrando la heterogeneidad del intervalo. b) Clasificación de electro facies de acuerdo con la información de registros de pozo. c) Láminas delgadas con las 6 facies descritas macroscópicamente y microscópicamente.

Los registros discretos fueron generados para los 4 pozos del campo de estudio, mostrando una buena correlación entre los registros agrupados con las 6 electrofacies estimadas, las cuales reflejan las heterogeneidades del yacimiento y del ambiente sedimentario descrito en el estudio (Figura 6.)

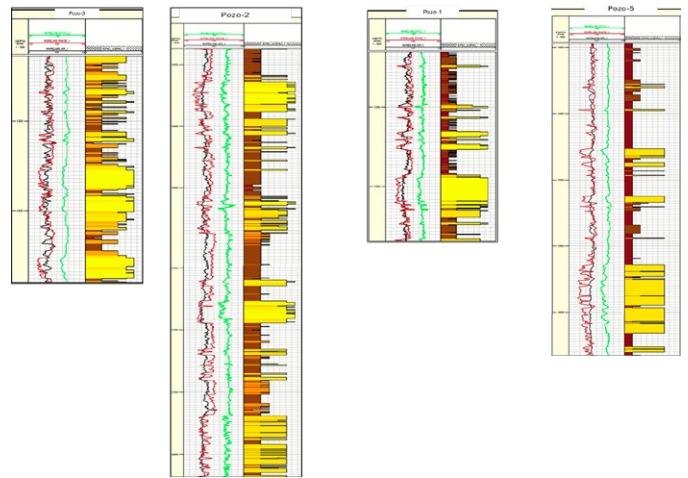


Figura 6. Correlación litoestratigráfica de las electrofacies calculadas a partir de la metodología MRGC.

Interpretación de atributos sísmicos

Mediante la interpretación de los atributos sísmicos, se interpretaron canales y barras de desembocadura asociados a un delta inferior. Cabe resaltar que los diferentes tipos de atributos muestran una respuesta geomorfológica similar, con esto se redujo la incertidumbre arquitectónica de los ambientes sedimentarios (Figura 7).

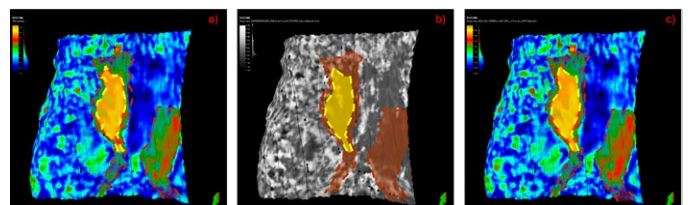


Figura 7. Atributos sísmicos mostrando la geomorfología interpretada del área de estudio.

Predicción de litofacies mediante "Machine Learning"

Para la generación de las litofacies se crearon registros discretos mediante redes neuronales (Figura 8).

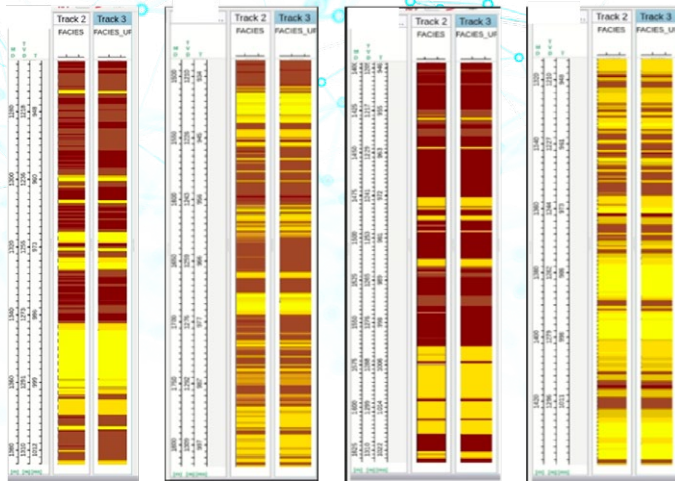


Figura 8. Correspondencia entre los registros discretos a nivel pozo y escalado al volumen sísmico.

Para alimentar el modelo de litofacies se emplearon los cubos de amplitud y del atributo sísmico Sweetness, los cuales al momento de hacer la propagación de la asociación de trazas sísmicas con los registros discretos mostraron las facies de los yacimientos, similares a los que los atributos sísmicos convencionales nos mostraron (Figura 11).

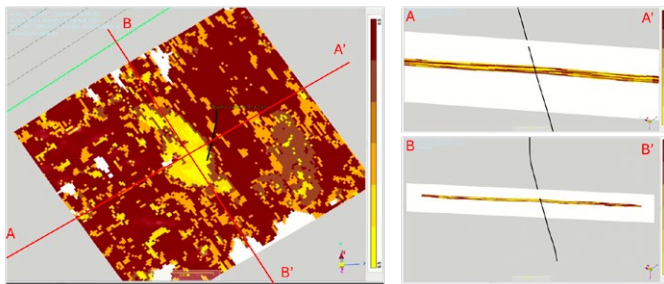


Figura 9. Extracción de la predicción de litofacies en el horizonte y secciones sísmicas que muestran la heterogeneidad del ambiente sedimentario.

Conclusiones

El estudio presentado demuestra el potencial del Machine Learning (ML) para optimizar la caracterización de yacimientos en ambientes geológicos complejos.

La integración de datos sísmicos 3D, datos de pozos y algoritmos de ML permitió predecir la distribución de litofacies en un campo petrolero en el Golfo de México.

Este estudio confirma el valor del ML como una herramienta innovadora para la caracterización de yacimientos, con el potencial de revolucionar la forma en que se exploran y producen los recursos petroleros.

Bibliografía

- Catuneanu, O. (2002). Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls. *Journal of African Earth Sciences*, 35(1), 1-43.
- Puskarczyk, E. (2020). Application of multivariate statistical methods and artificial neural network for facies analysis from well logs data: An example of Miocene deposits. *Energies*, 13(7), 1548.
- Van Wagoner, J. C., Posamentier, H. W., Mitchum, R. M., Vail, P. R., Sarg, J. F., Loutit, T. S., & Hardenbol, J. (1988). An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions.
- Ye, S. J., & Rabiller, P. (2000, June). A new tool for electrofacies analysis: multi-resolution graph-based clustering. In *SPWLA Annual Logging Symposium* (pp. SPWLA-2000). SPWLA.

MSc. Enrique Vidal Córdova



Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México con Maestría en Ciencias, especializado en Petrofísica por la Universidad de Alberta. Con 11 años de experiencia en la industria petrolera.

En 2014 se desempeñó como sedimentólogo y bioestratógrafo para dar sustento a la optimización de producción de campos del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap en los campos Ku, Maloob y Zaap.

En 2015 se desempeñó como geólogo de yacimientos en la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Lakach, validando los modelos geológicos y estratigráficos de múltiples campos de aguas profundas tales como: Lakach, Trión, Maximinus, Supremus, Kunah y Piklis.

En el año del 2020 se incorporó a la Gerencia de Caracterización y Evaluación Estática de Campos Estratégicos (GCEECE) donde su principal función fue como geólogo de yacimientos y geomodelador para diferentes campos alrededor de México. Dentro de la GCEECE colaboró en diferentes proyectos multidisciplinarios, los cuales han presentado retos geológicos y de ingeniería.

Actualmente, se encuentra dentro de la Gerencias de Caracterización y Evaluación de Campos Nuevos (GCECN).

Análisis, predicción y control de la precipitación de asfáltenos en pozos petroleros e instalaciones

Autor: Ing. José de Jesús Hernández Serrato

Resumen

La precipitación y deposición de asfáltenos constituye una de las principales problemáticas operativas en la industria petrolera, al afectar la productividad de los pozos, el transporte de hidrocarburos y la confiabilidad de las instalaciones superficiales. Este fenómeno se origina por la desestabilización del sistema coloidal del crudo ante cambios de presión, temperatura y composición, provocando la formación de agregados sólidos que se depositan en el medio poroso, tuberías y equipos de proceso.

El presente artículo analiza los fundamentos fisicoquímicos de los asfáltenos, describe los principales métodos de predicción de su precipitación como el análisis SARA, el Índice de Inestabilidad Coloidal (CII), la relación asfáltenos/resinas y criterios termodinámicos y revisa las estrategias más utilizadas para su control. Asimismo, se presenta un caso aplicado en instalaciones superficiales que evidencia el impacto operativo y los beneficios de una intervención química adecuada.

Finalmente, se discuten tecnologías emergentes, como el uso de nanopartículas, que representan una alternativa prometedora para la mitigación de este problema en campos maduros.

Introducción

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos y compuestos heteroatómicos que se clasifica, de manera general, de acuerdo con su densidad API en crudos ligeros, medianos, pesados y extrapesados. Las fracciones más pesadas del crudo concentran compuestos polares y de alto peso molecular, entre los que destacan las resinas y los asfáltenos. Estos últimos desempeñan un papel relevante en la estabilidad del sistema, ya que permanecen dispersos en el crudo gracias a la acción peptizante de las resinas.

Sin embargo, durante la explotación y producción de los yacimientos, el fluido experimenta variaciones significativas de presión, temperatura y composición desde el yacimiento hasta la superficie. Estas alteraciones pueden romper el equilibrio coloidal del sistema resina-asfáltenos, dando lugar a la precipitación y deposición de asfáltenos. Este fenómeno

genera problemas operativos como taponamientos en la formación, obstrucciones en pozos, líneas de flujo e instalaciones, así como la formación de emulsiones estables difíciles de manejar.

Se estima que cerca del 20 % de los yacimientos a nivel mundial presentan problemas asociados a asfáltenos, lo que representa costos adicionales relevantes en la producción de hidrocarburos. Por ello, la comprensión de los mecanismos de precipitación, así como el desarrollo de herramientas de predicción y control, resulta fundamental para una gestión eficiente de los activos petroleros.

Asfáltenos y estabilidad del crudo

Desde el punto de vista químico, los asfáltenos se definen por criterios de solubilidad. Son insolubles en solventes no polares de bajo peso molecular como n-pentano o n-heptano y solubles en solventes aromáticos, tales como tolueno o benceno. Esta característica explica su tendencia a precipitar cuando el crudo sufre cambios en su composición o en sus condiciones termodinámicas.

En el crudo, los asfáltenos se encuentran en forma de nanoagregados estabilizados por resinas. Cuando se reduce la capacidad peptizante del medio, estos agregados crecen, colisionan entre sí y forman flóculos de mayor tamaño que pueden depositarse en el medio poroso o en las superficies internas de tuberías y equipos. La severidad del problema depende no tanto de la cantidad de asfáltenos presentes, sino del grado de estabilidad del sistema coloidal.

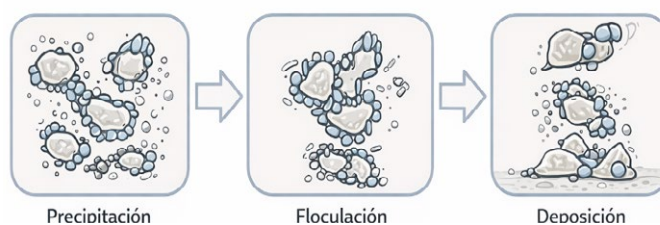


Figura 1. Etapas del proceso de precipitación, floculación y deposición de asfáltenos.

Factores que influyen en la precipitación de asfáltenos

La precipitación de asfáltenos está asociada a la alteración del equilibrio termodinámico del crudo. Entre los factores con mayor influencia se encuentran:

- **Presión:** la reducción de presión, especialmente por debajo del punto de burbuja, modifica la composición del fluido y favorece la inestabilidad de los asfáltenos.
- **Temperatura:** cambios térmicos afectan la solubilidad de las fracciones pesadas.
- **Composición del crudo:** variaciones en la relación entre saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos influyen directamente en la estabilidad.

- **Factores cinéticos y químicos:** condiciones de flujo, presencia de aditivos e interacciones electrostáticas.

Estos factores se manifiestan a lo largo del sistema de producción, desde el yacimiento y la cara de la formación, hasta el pozo, las líneas de flujo y las instalaciones superficiales.

Métodos de predicción de la precipitación de asfáltenos

Análisis SARA

El análisis SARA permite caracterizar el crudo a partir de sus fracciones Saturadas, Aromáticas, Resinas y Asfáltenos. Esta información resulta clave para evaluar la estabilidad del sistema y anticipar problemas de precipitación.

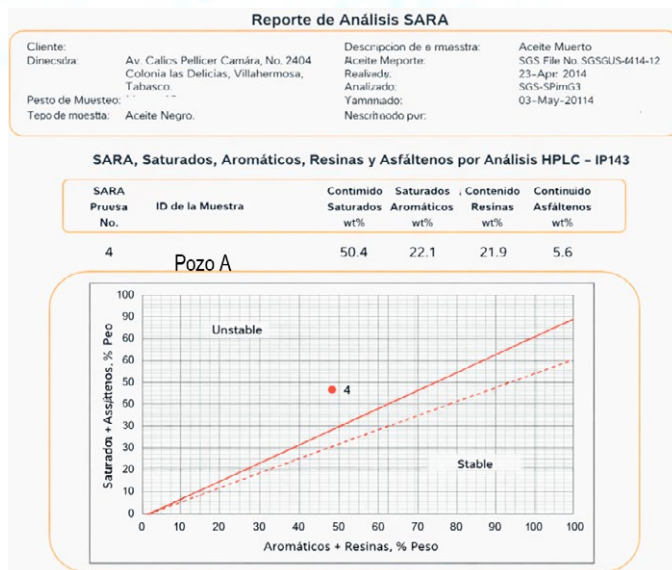


Figura 2. Evaluación de la estabilidad del crudo mediante el índice SARA.

Índice de Inestabilidad Coloidal (CII)

El CII integra las fracciones que favorecen y desfavorecen la estabilidad del sistema resina-asfáltenos. Valores de CII mayores a 0.9 se asocian con crudos inestables, mientras que valores menores a 0.7 indican sistemas estables.

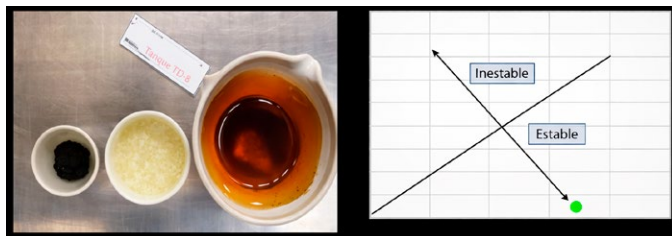


Figura 3. Índice de inestabilidad coloidal, SARA.

Relación asfáltenos/resinas

La relación másica asfáltenos/resinas es un criterio práctico

para evaluar la estabilidad. Cuando este valor es inferior a 0.35, el crudo se considera estable. Este enfoque ha demostrado ser útil para el análisis de pozos en operación.

Estimación termodinámica

Herramientas como el **diagrama de Boer** permiten evaluar la tendencia a la precipitación considerando la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de burbuja, así como la densidad del fluido. No obstante, estas metodologías suelen ser conservadoras y deben complementarse con información de campo.

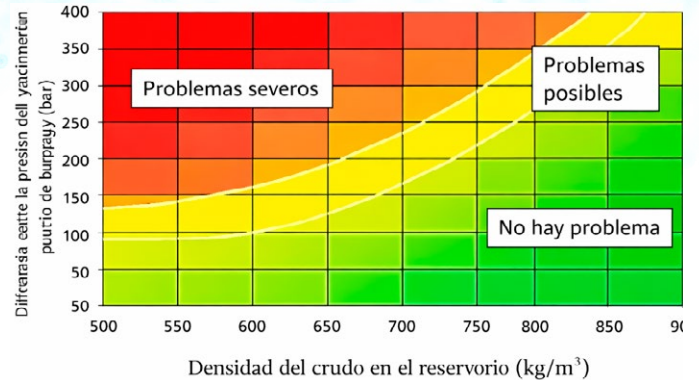


Figura 4. Criterio termodinámico de estabilidad de asfáltenos basado en el diagrama de Boer.

Estrategias para el control de la precipitación de asfáltenos

Las estrategias de control buscan mantener al crudo fuera de las condiciones críticas de precipitación o remover los depósitos ya formados. Entre las principales alternativas se encuentran:

- **Cambios en el esquema de producción:** ajuste de presión, temperatura y tasas de flujo.
- **Tratamientos químicos:** uso de solventes, dispersantes e inhibidores, ampliamente aplicados tanto en pozo como en superficie.
- **Métodos mecánicos:** limpieza mediante herramientas especializadas.
- **Tratamientos térmicos:** aplicación de calor para fundir depósitos orgánicos.
- **Métodos eléctricos y biológicos:** tecnologías en desarrollo con aplicaciones limitadas.

Caso aplicado en instalaciones superficiales

En un tanque de almacenamiento de 200 Mb que recibía corrientes de crudo con alta tendencia a la formación de emulsiones, se implementó un tratamiento químico no reactivo por etapas. Como resultado, se logró reducir la interfase emulsionada de 1.8 m a 0.70 m, reincorporando más de 14,000 barriles de aceite previamente retenidos en la emulsión, lo que evidenció el impacto económico y operativo de una estrategia adecuada.

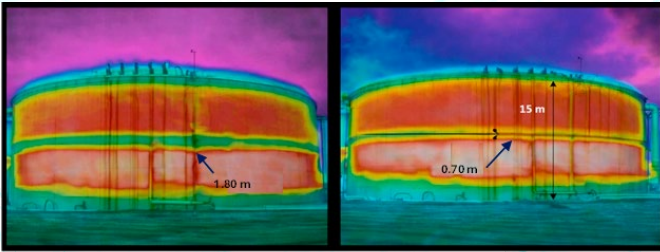


Figura 5. Aplicación de tratamiento químico no reactivo por etapas.

Tecnologías emergentes: nanotecnología

La aplicación de nanopartículas representa una alternativa innovadora para la prevención de la precipitación de asfaltenos. Debido a su alta área superficial y afinidad química, estos materiales pueden capturar selectivamente los asfaltenos y evitar su agregación y deposición. Estudios recientes han demostrado que los nanofluidos pueden mantener su efecto inhibitorio durante periodos prolongados, con concentraciones bajas y sin afectar los procesos de refinación, lo que los convierte en una opción atractiva para campos maduros.

Discusión

La selección de una estrategia de control debe basarse en un análisis integral que considere las características del crudo, las condiciones de operación y la viabilidad económica.

Si bien los tratamientos químicos continúan siendo la alternativa más utilizada, las tecnologías emergentes ofrecen oportunidades para mejorar la eficiencia y reducir costos a largo plazo. La combinación de métodos de predicción confiables con intervenciones oportunas resulta clave para minimizar el impacto de los asfaltenos en la producción.

Conclusiones

La precipitación de asfaltenos es una problemática compleja que afecta de manera significativa la explotación de los yacimientos petroleros. Su mitigación requiere una comprensión adecuada de los mecanismos fisicoquímicos involucrados y la aplicación de herramientas de predicción que permitan anticipar condiciones críticas. Los tratamientos químicos continúan siendo la opción más extendida; sin embargo, el desarrollo de tecnologías basadas en nanotecnología, ultrasonido y campos electrostáticos abre nuevas posibilidades para el control eficiente de esta problemática. Se recomienda la evaluación mediante pruebas tecnológicas que permitan determinar la relación costo-beneficio de estas alternativas en condiciones reales de operación.

Ing. José de Jesús Hernández Serrato



Ingeniero Petrolero por el Instituto Politécnico Nacional (IPN, 2008). Cuenta con más de 20 años de experiencia en Petróleos Mexicanos, donde ha desempeñado funciones en áreas de planeación, evaluación, operación y coordinación operativa en activos de las regiones Norte y Sur. Ha ocupado cargos de jefatura y coordinación de operación de pozos e instalaciones. Es especialista en metrología de flujo, certificado por el Centro Nacional de Metrología (CENAM), cuenta con un Diplomado en Finanzas Corporativas por el IPADE Business School y actualmente cursa el Posgrado en Ingeniería con orientación en Gestión de Proyectos.



Técnicas de optimización para el transporte de aceite extrapesado

Autor: Ing. Karen Cecilia Martínez Mateo

Resumen

Este trabajo tiene como finalidad dar a conocer los resultados que se han obtenido al operar la producción de aceite extrapesado en un Campo Terrestre, así como los retos y buenas prácticas en el área operativa. El objetivo de operar este campo es incorporar a producción la reserva del Campo AETI y con ello apuntalar el crecimiento del factor de recuperación actual.

Se presentan los retos a los cuales se ha enfrentado el área operativa para el manejo y transporte de hidrocarburos; donde los trabajos realizados entre 2008 y 2022, no han sido exitosos.

En 2022 la situación cambió y se logró una operación viable; con la implementación de la inyección alterna de vapor y la adecuación de la infraestructura, se consiguió transportar la primera gota de aceite desde los pozos del Campo AETI a la Batería de Separación ATI. En el proceso de producción del campo a bajas temperaturas (30°C) se han presentado situaciones de represionamiento por taponamientos orgánicos, los cuales dejan fuera de operación los equipos de bombeo mecánico con los cuales producen los pozos. Sin embargo, actualmente se han logrado establecer mejores prácticas secuenciales para mitigar los tiempos fuera de operación y las diferidas de producción.⁶

Introducción

En 2008 se perforo el pozo AETI 49, con objetivo terciario probando los intervalos en la arena A6, obteniendo aceite extrapesado no productor, siendo el primer pozo en este horizonte.

Para los años 2012 y 2013 se perforaron 6 pozos con objetivos terciarios A6 encontrando arenas lenticulares productoras de aceite extrapesado no comercial. En el año 2019 se realizó una prueba tecnológica sin éxito, para la explotación en frío en el pozo AETI 56 con el nanofluido CK-1430, el cual tiene un efecto de craqueo en frío.

A finales de 2022 se realizó inyección alterna de vapor exitosa en el AETI 31 y logró operar con BM alineado a Frac Tank. En 2023 se realizaron interconexiones en pera para fluir hacia Batería de Separación ATI, el aceite extrapesado de los pozos

terciarios con al aceite ligero de pozos mesozoico. En el mismo año se realizó el taponamiento con equipo del pozo AETI 39 para reutilizar el aparejo de producción térmico y hacer cambio de aparejo en el AETI 49. En 2024 se realizó cambio de intervalos en el AETI 54 y cambio de aparejo en el AETI 56.

Actualmente el Campo AETI tiene una acumulada de 76 Mb con 2 pozos productores, 4 en programa para inyección alterna y 1 cerrado con posibilidades.

Propiedades y características del yacimiento

De acuerdo con los pronósticos de Consumo de Energía al año 2030 los hidrocarburos contribuirán aproximadamente con el 60% de la demanda total; entre estos, el petróleo crudo contribuirá con el 35%, en México esta demanda conjugada con la declinación de los campos de aceite ligero ha vuelto la mirada a los campos de aceite extrapesado y no convencionales.²

Actualmente, se estima que más del 60% de las reservas de petróleo en México corresponden a aceites pesados y extrapesados.²

Ahora bien, la explotación de este tipo de fluidos representa retos tecnológicos importantes debido a que pueden presentar valores de viscosidad extremadamente grandes; dependiendo de su composición y las condiciones de presión y temperatura. Por lo tanto, se han desarrollado diversas tecnologías para disminuir la viscosidad y facilitar el transporte de los aceites pesados y extrapesados en el sistema integral de producción.⁴

En Figura 1 se puede apreciar que el aceite pesado y extrapesado conforman aproximadamente un 40% de los recursos de petróleo total del mundo, que oscilan entre 1,4 y 2,1 trillones de m³ (9 y 13 trillones de barriles).

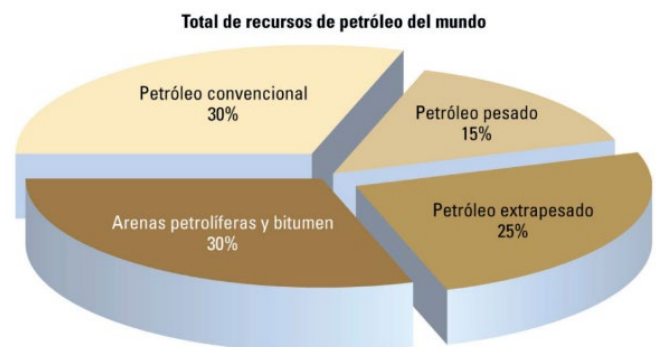


Figura 1. Total de recursos de petróleo del mundo.²

La mayoría de los aceites pesados y extrapesados no son recuperables en su forma natural o a través de métodos de producción convencionales. Además, dado que su costo de refinación es más elevado, los procesadores pagan a los productores menos por el aceite pesado en comparación de

lo que pagan por el aceite crudo ligero producido por métodos de recuperación convencionales.

Un campo de aceite extrapesado es el Campo AETI, ubicado a 25 km al noroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, México, productor de aceite extrapesado en formaciones de arenas poco consolidadas. Sus valores de densidades oscileñ entre los 5 y 10 °API con viscosidades alrededor 31,000 cp a temperatura de yacimiento.

Siendo las arenas productoras Arena 1-4-6 para el aceite extrapesado con una profundidad de 1200 mvbnm y el mioceno para aceite extrapesado con una profundidad de 2400 mvbnm, con una porosidad de 15 y 25% respectivamente una permeabilidad de 1000 – 6000 md y 95 – 100 md, en un yacimiento de aceite negro.⁶

Formación	Arenas 1-4-6 Extrapesado	Mioceno Pesado
Área Km ²	37.4	
Profundidad (mvbnm)	1,200	2,400
Roca	Arenas no consolidadas	
Porosidad (%)	25	15
Permeabilidad (mD)	1,000 – 6,000	95-100
Tipo fluido	Aceite negro	
Densidad del aceite °API	04-10.0	-
Viscosidad @T.Y. (Cp)	31,000	-
Presión (kg/cm ²):		
• Inicial	80 – 130	-
• Actual	80 – 130	-
• Saturación	-	-
Temperatura (°C)	45 – 60	-

Tabla 1. Propiedades del yacimiento AETI.

Operación del campo

El campo AETI se encuentra en el sector SOAC que está conformado por 3 campos: C, AETI y O, el campo C y O solo tienen intervalos productores en objetivos mesozoicos, y el único que se explota en objetivos Mesozoico y Terciario es el Campo AETI.

Los aceites extrapesados han sido explotados con la inyección alterna de vapor en conjunto con la operación del sistema artificial de producción principalmente Bombeo Mecánico, junto con implementación de mejoradores de flujo e interconexiones a líneas de flujo que transportan aceite de 30°API para que la mezcla con estos fluidos extrapesados facilite el transporte.

El proceso de inyección alterna de vapor en el campo AETI, consiste en inyectar vapor en un pozo productor durante un periodo de dos a cuatro semanas.^{1,6,7}

Posteriormente, el pozo es cerrado por aproximadamente 5 a 10 días entrando a la fase de remojo, la cual, permite la transferencia de calor hacia los alrededores. Al abrirse el pozo, el ritmo de producción de aceite es alto (+/- 100 bls) debido a la reducción de su viscosidad; sin embargo, con el tiempo, la temperatura en la zona calentada va disminuyendo como resultado de la remoción del calor al producir los fluidos y las pérdidas sufridas en las capas superiores e inferiores al yacimiento productor, originando con esto la declinación de la producción hasta alcanzar de nuevo el gasto de producción en frío (30° C) y posteriormente someterlo a otro ciclo de inyección de vapor.^{1,6,7}

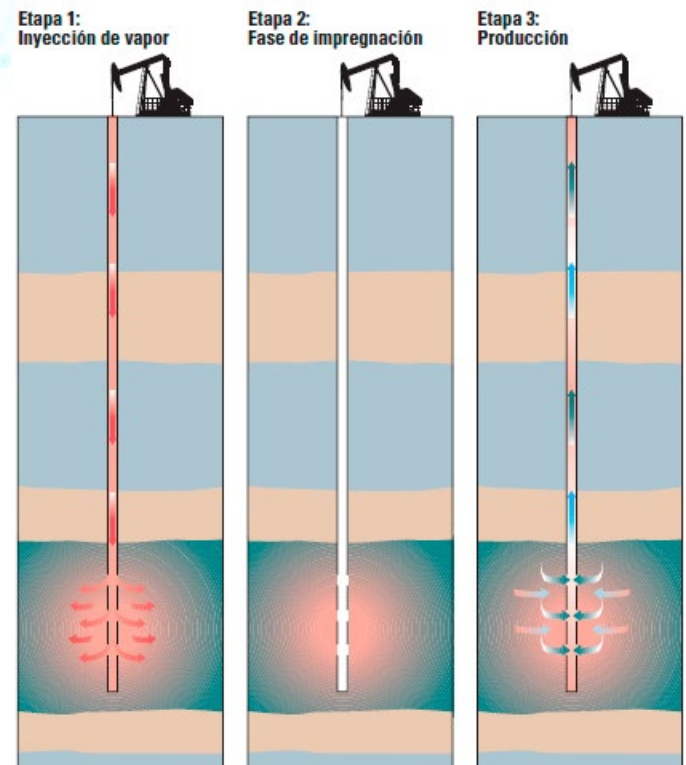


Figura 2. Proceso de inyección de vapor.

Problemática

El aceite extrapesado del campo AETI, al disminuir la temperatura alrededor de los 45° C, en superficie se han constatado problemas de sobrepresión e incrustaciones orgánicas por aceite viscoso.

Por lo cual se han implementado las siguientes técnicas para minimizar estas problemáticas:

1. Tratamiento de aceite caliente

Consiste en la inyección de aceite deshidratado a alta temperatura, que permite limpiar y desazolvar las bombas en fondo, así mismo se limpia y reduce la viscosidad del fluido que se encuentra en el aparejo de bombeo logrando el desplazamiento sin obstrucción del fluido en fondo hacia la superficie mediante el sistema de producción.



Figura 3. Tratamiento de aceite caliente con unidad de bombeo.

2. Mezclador de fluidos con pozos de aceite ligero y aceite extrapesado.

Consiste en utilizar infraestructura de pozos de aceite ligero para poder mezclar fluidos de diferentes densidades y transporte a Batería de Proceso.

La interconexión de los pozos de aceite extrapesado y pozos de aceite ligero es un método de dilución in-situ, el cual reduce la densidad de mezcla y mejora el perfil de transporte hacia la Batería de Separación ATI sin necesidad de calentamiento constante en toda la línea de flujo.



Figura 4. Infraestructura de transporte en pozos de aceite ligero y extrapesado.

3. Mejoradores de flujo

Los mejoradores de flujo contienen elementos activos que rodean a las partículas del hidrocarburo, mejorando la viscosidad del crudo y su transportación. Estos disminuyen considerablemente la viscosidad en el aceite sin generar ningún tipo de efecto adverso en el producto, además de poder actuar como emulsionante y desmulsificante.³

Son clasificados en dos tipos:

- Base agua
- Base aceite

Datos y observaciones

Una vez disminuida la temperatura de los efectos del ciclo de vapor en el yacimiento los datos de viscosidad comienzan a reestablecerse a las condiciones originales de yacimiento,

Viscosidad (cp)	Temperatura (°C)
350,878	30
103,685	40
31,481	50
11,512	60

Tabla 2. Condiciones antes de optimización.

Alrededor de los 103,685 cp de viscosidad, en el seguimiento diario se puede observar represionamientos en las líneas de descarga que van de los 9 kg/cm2 a los 30 kg/cm2 por lo cual se deja fuera de operación dichos pozos generando diferidas de producción.

Por lo cual se toman las siguientes medidas para incorporar de nuevo dicha producción, limpieza de línea de descarga con tratamiento con Unidad de Aceite Caliente e inyección de mejoradores de flujo.

Los volúmenes de aceite caliente y productos químico mejorador de flujo estará en función del volumen de la línea de descarga, características mecánicas del pozo y fisicoquímicas del aceite.

Con estas técnicas se logra el restablecimiento de las condiciones de operación con los siguientes datos de acuerdo con el caso de estudio del pozo AETI 56.

Se realizaron pruebas en laboratorio con mejoradores de flujo a diferentes PPM entre ellas 1000, 1500 y 3000 PPM

Curva de viscosidad en blanco y 3000 PPM

Viscosidad (cp) antes Optimización	Viscosidad (cp) después de optimización	T (°C)	Reducción %
352,100	100,699	30	71
104,300	20,998	40	79
30,520	10,252	50	66
11,430	1701	60	85

Tabla 3. Condiciones después de optimización.

Con la aplicación de mejoradores de flujo se logró una reducción de viscosidad no lineal, siendo más eficiente a altas temperaturas (85% de reducción a 60 °C), pero logrando la viabilidad operativa a bajas temperaturas (40 - 30 °C) al reducir la viscosidad en un 79 a 71% permitiendo el flujo en superficie bajo condiciones de operación con bombeo mecánico.

Conclusiones

La aplicación de las técnicas de aseguramiento de flujo (tratamiento de aceite caliente, mezcladores y mejoradores de flujo) en el campo AETI ha permitido:

- **Extensión del Ciclo Térmico:** El aseguramiento de flujo permite producir los pozos incluso cuando la energía térmica del vapor ha declinado, operando eficientemente entre 35 °C y 45°C.
- **Menos Intervenciones Correctivas:** Se logró una disminución en el número de intervenciones correctivas aplicadas al pozo, lo que implica una mayor confiabilidad operativa y menores costos de mantenimiento.
- **Eliminación de diferida de producción:** Como resultado del flujo constante y eficiente del pozo, se han disminuido los paros no programados por problemas de represionamiento.
- **Reducción de riesgos de Operación:** Se eliminaron los riesgos asociados a los represonamientos, impactando positivamente la seguridad del personal y la integridad de los equipos.

La optimización del flujo ha mejorado la rentabilidad, la estabilidad operativa y la seguridad en el manejo del crudo extrapesado del Campo AETI.

Referencias

1. Prieto Sosa, T. (2016). Resultados exitosos del método alternativo a la inyección de vapor, para la incorporación de producción de aceite extrapesado en arenas con altas saturaciones de agua en el campo ST. Ingeniería Petrolera, (56), 397-411.
2. Comisión Nacional de Hidrocarburo, (2012). "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR". https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf
3. Arriola. (Eduardo). Optimización de la Producción Producción en Pozos con Crudo Pesado y Extra Pesado

Utilizando Mejoradores de Flujo. CDMX. petroquimex Recuperado de <https://petroquimex.com/PDF/MayJun16/Full-Paper-Golfo-articulo.pdf>

4. Green, D. W. y Willhite, G. P. 1998. Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Text Book Series, SPE.
5. Arteaga, M. 2013. Logros y Retos de la Primera Prueba Piloto de Inyección de Vapor en México. Ingeniería Petrolera, (8), 486-503. <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2013/vol53/no8/4.pdf>
6. Base de Datos AESL, PEMEX
7. Gonzalez&Villanueva. (2011). "Método predictivo para el proceso de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor "Huff & Puff". <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/2316/1/Tesis.pdf>

M.I. Karen Cecilia Martínez Mateo



Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Veracruzana con 13 años de experiencia en la industria, cuenta con una maestría en Administración de la Energía por el ITESM y una maestría en Ingeniería Petrolera por la Universidad de Negocios de Tabasco.

Inició su carrera profesional en 2013 el área de Sistemas Artificiales de Producción.

En 2014 ingresó a PEMEX a través del programa Talento PEP. 2014 -2022 Se desempeñó como Ingeniero de Productividad de Pozos en el Proyecto Antonio J. Bermúdez, AESL. 2023 - 2024: Se desempeñó como Ingeniero de Operación de Pozos en el Sector Operativo Samaria. Junio 2024 - Actualidad: Se desempeña como Encargada de Pozos y Líneas en el Sector Operativo área Cunduacán.



Caracterización integrada y optimización del desarrollo de un sistema gas-condensado hidráulicamente conectado

Autor: Ing. Giddel Hernández Martínez
Coautores: Ing. Humberto Iván Santiago Reyes
Ing. Ángel Adrián Ramírez Méndez

Resumen

La caracterización y el manejo eficiente de yacimientos de gas-condensado hidráulicamente conectados representan un reto técnico relevante, particularmente cuando los campos son evaluados y desarrollados de manera independiente bajo esquemas administrativos distintos. En este trabajo se presenta un estudio integral de los campos Alpha (α) y Beta (β), alojados en la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), previamente considerados como acumulaciones independientes, pero que exhiben inconsistencias volumétricas, factores de recuperación atípicos y comportamientos dinámicos no compatibles con yacimientos cerrados.

Mediante la integración sistemática de análisis de presión normalizada, balance de materia semianalítico y multitanque con transmisibilidad, evidencia mediante análisis geoquímico de aguas de formación (diagramas de Stiff), validación composicional y termodinámica de fluidos (PVT) y reinterpretación estructural apoyada en información sísmica reciente, se demuestra de manera concluyente que los campos Alpha y Beta conforman un sistema hidráulicamente conectado a través de un acuífero regional y producen un fluido de origen común. Este enfoque permitió reducir discrepancias históricas entre estimaciones volumétricas estáticas y dinámicas, así como explicar el incremento del volumen original de gas documentado y los elevados factores de recuperación observados en el campo Alpha.

Bajo un esquema de modelado integrado, el volumen original del sistema se estimó en 2,245 MMMpc de gas y 435 MMb de condensado. La discretización mediante un modelo multitanque permitió asignar de forma consistente 1,170 MMMpc de gas al campo Alpha y 1,075 MMMpc al campo Beta, capturando explícitamente el intercambio dinámico inducido por gradientes de presión. Los pronósticos de producción a 15 años indican factores de recuperación finales del 71% para gas y 43% para condensado a nivel de sistema, valores coherentes con la presencia de soporte hidráulico activo.

Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad al número de pozos de desarrollo en el campo Beta,

identificando seis nuevas localizaciones como el escenario óptimo, al maximizar el beneficio técnico con incrementos netos de 194 MMMpc de gas y 10 MMb de condensado, y evitar aportes adicionales de producción marginales.

Finalmente, la evaluación de un esquema de inyección de agua en el campo maduro Alpha demostró que la conversión de diez pozos a inyectores permite represar el sistema y generar beneficios incrementales adicionales de 22 MMb de condensado y 76 MMMpc de gas en el campo Beta.

Los resultados de este trabajo ponen de manifiesto la relevancia de emplear enfoques integrados de ingeniería de yacimientos para la caracterización y administración de sistemas de gas-condensado hidráulicamente conectados, aportando criterios técnicos sólidos y aplicables para la actualización de los planes de desarrollo, la definición del número óptimo de pozos y la evaluación de estrategias de manejo de presión, en alineación con las mejores prácticas de la industria petrolera y con un enfoque directamente orientado a la toma de decisiones operativas y estratégicas.

Palabras clave: yacimientos de gas-condensado, comunicación hidráulica, acuífero regional, balance de materia integrado, modelo multitanque, PVT, diagramas de Stiff, optimización del desarrollo, inyección de agua, Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Introducción

La caracterización y el manejo eficiente de yacimientos de gas y condensado hidráulicamente conectados continúan representando uno de los principales retos en la ingeniería de yacimientos, particularmente en sistemas de alta presión y alta temperatura (HPHT) y con soporte hidráulico activo. En este tipo de yacimientos, la interpretación aislada de cada campo puede conducir a inconsistencias volumétricas, factores de recuperación atípicos y decisiones de desarrollo no óptimas, si no se reconoce oportunamente la existencia de comunicación hidráulica y comportamiento dinámico integrado del sistema (Dake, 1978; Craft y Hawkins, 1991).

Diversos estudios han documentado que, en sistemas de gas-condensado con empuje hidráulico, la evolución de la presión, la respuesta $P/z-G_p$ y los factores de recuperación finales pueden desviarse significativamente de los rangos típicamente reportados para yacimientos cerrados, dando lugar a sobre estimaciones del volumen original de gas conforme avanza la explotación (Matthews y Russell, 1967; Havlena y Odeh, 1963; Gunawan y Blasingame, 2001). Estas discrepancias suelen estar asociadas a la presencia de acuíferos regionales, heterogeneidad estructural, conectividad entre compartimientos y efectos de compresibilidad de la roca, los cuales no siempre son capturados adecuadamente por evaluaciones volumétricas estáticas o balances de materia convencionales aplicados de forma independiente (Fetkovich, 1971; Earlougher, 1977).

En este contexto, el uso de modelos de balance de materia integrados, incluyendo modelos multitanque con transmisibilidad, se ha consolidado como una herramienta robusta para evaluar sistemas complejos con múltiples áreas de drenaje hidráulicamente comunicadas. Este enfoque permite correlacionar información estática, dinámica y de fluidos dentro de un marco físico consistente, reduciendo la incertidumbre volumétrica y proporcionando una base confiable para la planeación del desarrollo y la evaluación de escenarios futuros (Jansen et al., 2012; Walsh y Lake, 2003).

Adicionalmente, la integración de evidencias independientes de comunicación hidráulica, tales como la normalización de presiones a un mismo plano estructural, la similitud análisis geoquímico de agua de formación y la equivalencia composicional de los fluidos producidos, ha demostrado ser fundamental para sustentar la interpretación de yacimientos conectados más allá de la simple proximidad espacial (Stiff, 1951; Hem, 1985; Whitson y Brulé, 2000). En particular, el análisis comparativo de diagramas de Stiff y la validación de estudios PVT representativos constituyen herramientas clave para confirmar la existencia de un mismo sistema acuífero y un fluido de origen común.

El presente trabajo documenta la evaluación integrada de los campos Alpha y Beta, dos acumulaciones de gas-condensado contenidas en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano, previamente consideradas como entidades independientes desde el punto de vista administrativo y de desarrollo. Sin embargo, inconsistencias observadas en la evolución histórica del volumen original de gas del campo Alpha, factores de recuperación finales inusualmente elevados, discrepancias entre modelos volumétricos estáticos y dinámicos, así como nueva evidencia estructural derivada de la reinterpretación sísmica y del desempeño productivo de pozos recientes, motivaron la revisión del modelo conceptual del sistema.

El objetivo principal de este estudio es demostrar, mediante un enfoque técnico integral, que los campos Alpha y Beta constituyen un sistema hidráulicamente conectado a través de un acuífero regional, y cuantificar de manera consistente el volumen original de gas del sistema, su discretización por campo y las implicaciones directas en la estrategia óptima de desarrollo. Para ello, se integran análisis de presión, balance de materia semianalítico y multitanque, validación PVT, evidencia de análisis geoquímica de agua de formación, pronósticos de producción y análisis de sensibilidad al número de pozos e inyección de agua, siguiendo las mejores prácticas recomendadas por la industria para estudios de yacimientos complejos.

Los resultados obtenidos no solo permiten reducir las discrepancias volumétricas históricas, sino que también proporcionan criterios técnicos sólidos para la actualización del plan de desarrollo, la selección del número óptimo de pozos y la evaluación de esquemas de manejo de presión

en sistemas de gas-condensado conectados, contribuyendo así a una gestión más eficiente y sustentable de este tipo de yacimientos.

Descripción general y antecedentes técnicos de los campos en estudio

El campo Alpha fue descubierto en noviembre de 2004 en la formación JSK, Bloque II, a una profundidad aproximada de 6,150 mvbnm, alojado en rocas carbonatadas de tipo caliza y dolomía. El yacimiento presenta una porosidad original en el rango de 4–6 % y una permeabilidad que varía entre 40 y 103 mD. Las condiciones iniciales del yacimiento corresponden a una presión de 879 kg/cm², presión de saturación de 366 kg/cm² (obtenido en el PVT del pozo Alpha-214), una Relación Condensado-Gas inicial (RCG) de 227 bls/MMpc, densidad de 45 °API, una temperatura de 182 °C, por lo que se clasifica como un yacimiento de alta presión y temperatura (HPHT).

Desde su descubrimiento, se han perforado un total de 17 pozos en el campo. Actualmente, el sistema opera con seis pozos productores, alcanzando una producción promedio de 10.1 Mbd de condensado y 48.6 MMpcd de gas, con una Relación Agua-Gas (RAG) actual de 32 bls/MMpc. A la fecha de este estudio, la producción acumulada del campo asciende a 119.4 MMb de condensado y 665.1 MMMpc de gas.

La **Figura 1** muestra el mapa estructural de la cima de la Formación JSK, el cual ilustra la configuración estructural del yacimiento y la ubicación de los pozos analizados (sección izquierda) y en la sección derecha se muestra el comportamiento histórico de producción. Con base en la evaluación de reservas vigente, el volumen remanente de reservas 3P se estima en 6.1 MMb de condensado y 43.3 MMMpc de gas, lo que corresponde a factores de recuperación final de 65.6 % para el condensado y 83.7 % para el gas, respectivamente.

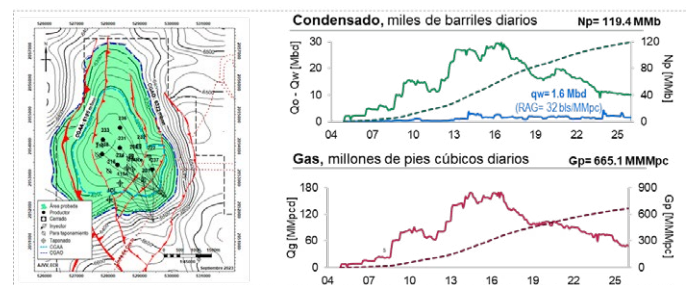


Figura 1. Mapa estructural de la cima de la formación JSK del campo a (izquierda) y comportamiento de producción (derecha).

El campo Beta fue descubierto en 2016 con la perforación del pozo Beta-1. Posteriormente, la perforación del pozo Beta-1DL permitió definir el Contacto Gas-Agua Original (CGAO) a una profundidad de 6,246 mvbnm. El campo inició su producción en mayo de 2021 a través del pozo Beta-5;

posteriormente, se incorporaron los pozos de desarrollo Beta-21, Beta-25A, Beta-3 y Beta-55, este último puesto en operación en noviembre de 2025.

El yacimiento del campo Beta, acumulado en una roca almacén de edad JSK, fue descubierto con una presión inicial de 610 kg/cm². El fluido presenta una densidad de 43 °API y una presión de saturación de 377 kg/cm², determinada a partir del estudio PVT del pozo Beta-1. Las propiedades petrofísicas indican una porosidad en el rango de 3-4 % y una permeabilidad promedio de 210 mD. El sistema se caracteriza por una RCG de 211 bls/MMpc y una temperatura de yacimiento de 182 °C.

En la **Figura 2**, en la sección izquierda, se muestra el mapa de la cima de la formación JSK y la ubicación de sus pozos objeto de estudio y, en la sección derecha el comportamiento histórico de producción. Con base en la evaluación de reservas vigente, el volumen remanente de reservas 3P se estima en 13.0 MMb de condensado y 81.7 MMMpc de gas, lo que corresponde a factores de recuperación final de 63.5 % para el condensado y 77.4 % para el gas, respectivamente.

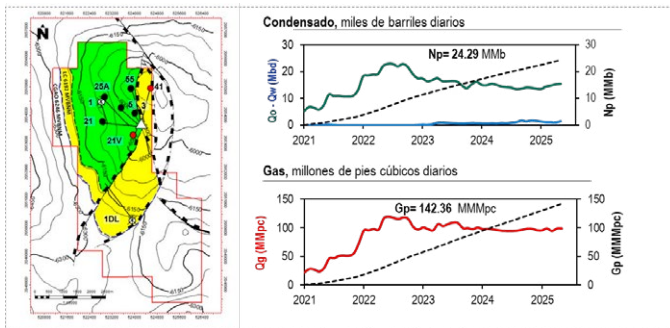


Figura 2. Mapa estructural de la cima de la formación JSK del campo α (izquierda) y comportamiento de producción (derecha).

Una de las principales problemáticas identificadas en el campo α es la actualización recurrente del Volumen Original de Gas (G), el cual muestra una tendencia sistemática al alza. Esta variación se deriva del incremento progresivo en el Factor de Recuperación de Gas final (Frg_{Final}), que ha evolucionado de valores inicialmente estimados del 65% hasta aproximadamente 84%, como resultado del aumento en el volumen de reservas de gas aún por drenar. Bajo las condiciones actuales de producción del yacimiento, se prevé que el factor de recuperación final alcance valores del orden del 90%. Dichos resultados se encuentran significativamente por encima de los rangos estadísticamente reportados a nivel nacional e internacional para yacimientos de gas y condensado con empuje hidráulico, lo que plantea interrogantes relevantes sobre los mecanismos de producción dominantes y la caracterización volumétrica del sistema.

La **Figura 3** ilustra la evolución histórica anual del G

documentado, junto con la tendencia del Frg_{Final} , evidenciando la relación directa entre la actualización volumétrica del yacimiento y el incremento progresivo en el factor de recuperación estimado.

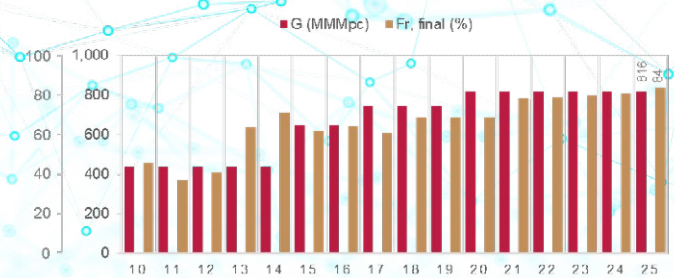


Figura 3. Evolución del volumen original de gas documentado y el Frg_{Final}

Otra problemática que presenta el campo α es que el cálculo volumétrico del valor de G mediante el modelo geocelular es de 816 MMMpc de gas con base a los parámetros petrofísicos promedios del modelo y el Factor de Volumen de Formación del Gas (Bg) de 0.0031 m³/m³. Por lo que, nos lleva a la siguiente pregunta el campo tiene aporte de otra zona, el campo cercano a 2 km de distancia produciendo en la misma formación será el responsable.

Otra problemática relevante identificada en el campo α se relaciona con la estimación volumétrica del volumen original de gas obtenida a partir del modelo geocelular, el cual se obtuvo un valor de 816 MMMpc de gas. Dicha estimación se fundamenta en el uso de parámetros petrofísicos promedios representativos del modelo, así como en un Factor de Volumen de Formación del Gas (Bg) de 0.0031 m³/m³. Sin embargo, este resultado contrasta con el comportamiento dinámico observado del yacimiento, lo que conduce a cuestionar la consistencia del cálculo volumétrico y a plantear la hipótesis de un posible aporte adicional de gas proveniente de otra zona. En este contexto, se evalúa la influencia potencial de un campo adyacente, localizado aproximadamente a 2 km de distancia y que produce de la misma formación, como una posible fuente de comunicación o soporte dinámico del sistema.

Un tercer elemento que se incorpora al análisis integral del sistema está relacionado con la interpretación estructural regional. Desde el punto de vista geológico, se asumía la existencia de un bajo estructural entre el campo α y el campo β . No obstante, en noviembre de 2025 entró a producción el pozo Beta-55, el cual registró una producción inicial superior a 3 Mbd de condensado y 17 MMpcd de gas. Dicho pozo había sido originalmente pronosticado en una posición estructural baja dentro de la porción norte del área; sin embargo, los resultados mostraron que su localización estructural se encuentra significativamente más alta, del orden de ± 250 mvbnm. Esta condición puede observarse en el mapa estructural presentado en la **Figura 4**.

Adicionalmente, la reinterpretación del cubo sísmico recientemente adquirido en la zona respalda esta nueva evidencia estructural, otorgando mayor certidumbre a la posición del pozo Beta-55. En conjunto, estos resultados sustentan una nueva hipótesis conceptual, en la cual los campos α y β se localizan sobre los flancos de una estructura principal, mientras que la porción central del sistema estructural podría corresponder a la zona de mayor elevación estructural y, potencialmente, a la región de mayor acumulación de hidrocarburos.

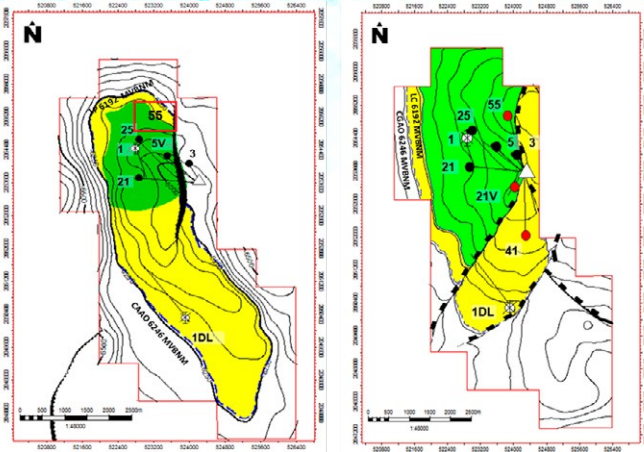


Figura 4. Mapa estructural de la cima de la Formación JSK en el campo β . A la izquierda se muestra la interpretación estructural previa a la perforación; a la derecha, la actualización del modelo estructural incorporando la información del pozo perforado y la reinterpretación del nuevo cubo sísmico.

Evidencias técnicas de la comunicación hidráulica

Como parte del análisis técnico integral, uno de los primeros pasos consistió en normalizar los registros de presión de ambos campos a un mismo plano de referencia estructural, definido a 6,243 m vbnm, con el objetivo de garantizar la consistencia del análisis desde el punto de vista de la ingeniería básica de yacimientos.

La Figura 5 resume la evolución histórica de presiones y los principales eventos que sustentan la hipótesis de comunicación hidráulica entre los campos α y β , los cuales se describen a continuación:

1. En el año 2004, el campo α registró una presión inicial de 879 kg/cm², la cual se considera representativa del estado original del sistema previo a cualquier influencia dinámica externa.
2. En 2017 se descubrió el campo β , registrándose una presión inicial de 634 kg/cm², ajustada al plano de referencia del campo α , lo que evidenció desde su descubrimiento un diferencial de presión significativo entre ambos campos.
3. En 2021 inició la explotación del campo β . Durante esta

etapa, en el pozo Beta-5 se registró una presión de 460 kg/cm², lo que representa un abatimiento aproximado de 174 kg/cm² con respecto a la presión inicial del campo β , aun cuando no se tenía producción en el campo. Este comportamiento constituye una de las evidencias más relevantes de comunicación hidráulica entre ambos campos.

4. En la actualidad, se estima una presión promedio del yacimiento del orden de 399 kg/cm², valor que se encuentra ligeramente por encima de la presión de rocío, lo cual tiene implicaciones directas en el comportamiento de fases y en la estrategia de manejo del yacimiento.



Figura 5. Comparación de presiones de yacimiento normalizadas al mismo plano de referencia para los campos α y β .

Evidencia de comunicación hidráulica a través de un acuífero regional a partir del análisis geoquímico de aguas de formación

Una segunda línea de evidencia que sustenta la existencia de comunicación hidráulica entre los campos α y β corresponde al análisis geoquímico de las aguas producidas. Este análisis se basó en el monitoreo sistemático de muestras de agua con características típicas de agua de formación, las cuales presentan salinidades elevadas, superiores a 130,000 ppm, y son producidas de manera consistente por pozos en ambos campos.

La evaluación se llevó a cabo mediante la comparación de las huellas geoquímicas obtenidas a partir del análisis de diagramas de Stiff, construidos con datos de concentración iónica mayoritaria (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} y CO_3^{2-}).

Los diagramas resultantes muestran patrones altamente similares entre los pozos analizados de los campos α y β , lo que indica una firma geoquímica común y sugiere la presencia de un mismo sistema acuífero regional.

En la **Figura 6** se presentan los diagramas de Stiff correspondientes a los pozos representativos de ambos campos, donde se observa la coincidencia en la forma y magnitud de las huellas geoquímicas.

Adicionalmente, en la Tabla 1 se resume el detalle de las muestras analizadas, incluyendo concentraciones iónicas y parámetros fisicoquímicos relevantes, los cuales respaldan cuantitativamente la interpretación de la comunicación hidráulica a través de un acuífero regional.

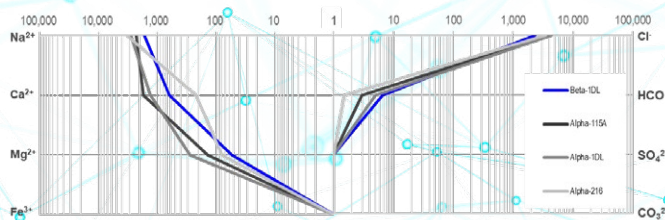


Figura 6. Análisis comparativo de huellas iónicas de agua de formación mediante diagramas de Stiff.

Pozo	Fecha de muestreo	Salinidad mg/L	Na+ Meq/L	Ca ²⁺ Meq/L	Mg ²⁺ Meq/L	Fe ³⁺ Meq/L	Cl ⁻ Meq/L	H ₂ CO ₃ Meq/L	SO ₄ Mg/L	CO ₃ Meq/L
Alpha-1DL	26-oct-10	255,000	2,798.10	1,317.36	276.19	0.07	4,386.51	5.00	0.00	0.00
Alpha-115A	11-dic-15	241,800	2,287.88	1,736.52	138.10	0.01	4,159.44	3.00	0.00	0.00
Alpha-216	26-ene-18	203,200	3,199.24	219.56	78.91	0.00	3,495.45	1.50	0.00	0.00
Beta-1DL	06-dic-18	133,511	1,644.87	620.00	53.78	0.07	2,312.08	6.64	0.00	0.00

Tabla 1. Composición iónica y salinidad de las muestras de agua de formación

Comparación composicional y comportamiento de fase del fluido producido

Una vez corroborada la existencia de los elementos técnicos que sustentan la comunicación hidráulica entre los campos, se procedió al análisis comparativo del tipo de fluido producido en los campos Alpha y Beta. Para este propósito, se emplearon análisis PVT representativos de los pozos Alpha-214 y Beta-1, los cuales fueron seleccionados por su calidad, consistencia y representatividad del sistema de fluidos del yacimiento.

Previo a su interpretación, cada estudio PVT fue sometido a un proceso riguroso de revisión y validación mediante la herramienta **PVT Tools**, asegurando la coherencia termodinámica y la confiabilidad de los datos experimentales. Ambos análisis alcanzaron índices de calidad superiores al 90%, lo que permite considerarlos altamente representativos del comportamiento volumétrico y de fase del fluido de yacimiento, bajo condiciones de presión y temperatura originales.

La **Figura 7** presenta, en la sección izquierda, la huella composicional del fluido para ambos pozos, donde se observa una superposición prácticamente total de las fracciones molares desde C₁ hasta C₇₊, sin variaciones composicionales significativas que indiquen segregación de fases o diferencias de origen. Este comportamiento sugiere de manera consistente la presencia de un mismo sistema de hidrocarburos compartido entre ambos campos.

Adicionalmente, la sección derecha de la **Figura 7** muestra el perfil del porcentaje de líquido retrógrado en función de la presión adimensional. Los resultados indican niveles de riqueza de condensado altamente similares, tanto en magnitud como en tendencia, lo que refuerza la interpretación de un fluido de naturaleza equivalente, con

comportamiento termodinámico indistinguible dentro del rango operativo del yacimiento.

En conjunto, la similitud composicional y el comportamiento coincidente del líquido retrógrado constituyen una evidencia técnica robusta de que los campos Alpha y Beta producen un mismo tipo de fluido.

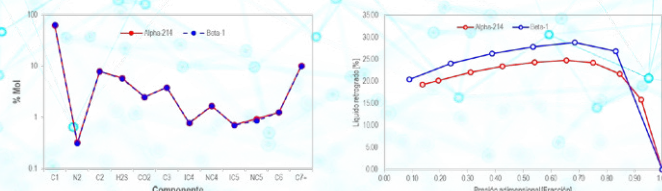


Figura 7. Comparación composicional y comportamiento del líquido retrógrado de los fluidos producidos en los campos Alpha y Beta.

Adicionalmente, se integró un análisis comparativo mediante un diagrama que relaciona la fracción molar del componente pesado C₇₊ con los grados API medidos en pruebas de separadores, con el objetivo de clasificar el tipo de hidrocarburo producido en ambos campos. En dicho gráfico, los análisis PVT correspondientes a los pozos Alpha-214 y Beta-1 se ubican dentro del dominio característico de gas condensado, mostrando una concordancia composicional consistente con la naturaleza del fluido previamente identificada.

De manera complementaria, se evaluó el comportamiento histórico de la Relación Gas-Aceite (RGA) reportada para ambos campos. El análisis evidencia valores comparables y tendencias convergentes, particularmente durante el periodo 2021–2024, lo cual sugiere un régimen de producción controlado por un mismo sistema de fluidos. Esta similitud en la evolución temporal de la RGA, en conjunto con la coincidencia composicional observada en el análisis C₇₊-API, proporciona evidencia adicional que incrementa la certidumbre de que los campos Alpha y Beta producen un fluido de yacimiento equivalente, consistente con la hipótesis de comunicación hidráulica previamente establecida, como se puede ver en la **Figura 8**.

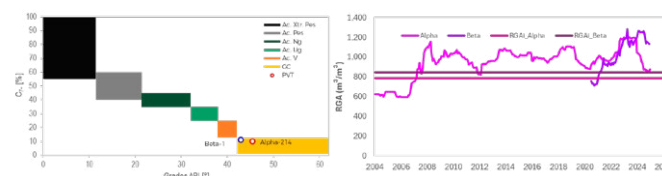


Figura 8. Clasificación del tipo de fluido mediante la relación C₇₊-API y comportamiento histórico de la Relación Gas-Aceite en los campos Alpha y Beta.

Volumen original de gas documentado para cada campo

Una condición adicional relevante en el análisis de ambos

campos es su clasificación administrativa y operativa. El campo Alpha se encuentra adscrito a la Región de Producción Sur y está oficialmente documentado como un campo Onshore, mientras que el campo Beta se clasifica como un campo Offshore, perteneciente a la Región Marina Suroeste. En consecuencia, y conforme a los registros institucionales, cada campo cuenta con un volumen original de gas documentado de manera independiente, determinado bajo esquemas de evaluación y reporte diferenciados.

Para el campo Alpha, se documentó recientemente un volumen original de gas de 1,150 MMMpc, estimado mediante la aplicación del método de análisis de yacimientos de gas anormalmente presurizados con doble pendiente en la gráfica $P/z-G_p$, conforme a la metodología propuesta por Gunawan y Blasingame (2001). En este enfoque, la primera pendiente del comportamiento $P/z-G_p$ refleja la influencia combinada de soporte de acuífero, efectos de compresibilidad de la roca y variaciones espaciales de presión, características de un régimen dominado por flujo transitorio y presión no uniforme.

A medida que avanza el agotamiento depresión, la gráfica $P/z-G_p$ exhibe un cambio sistemático de pendiente, el cual marca la transición hacia un régimen donde el yacimiento alcanza condiciones cercanas a presión normal, permitiendo una interpretación más directa del balance de materia. Este punto de inflexión, claramente identificado en la **Figura 9**, delimita la región de transición entre ambos regímenes y constituye el fundamento para la estimación confiable del gas original en sitio bajo este esquema semianalítico.

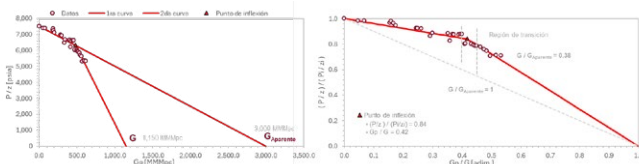


Figura 9. Análisis $P/z-G_p$ de doble pendiente para la estimación del gas original en un yacimiento de gas anormalmente presurizado (Campo Alpha).

Para el campo Beta, el volumen original de gas fue estimado mediante la aplicación de un modelo de balance de materia, utilizando como datos de entrada propiedades petrofísicas promedio representativas del yacimiento, una compresibilidad de la formación del orden de 8×10^{-6} psi⁻¹, y una presión inicial de 456 kg/cm². Con el fin de capturar de manera adecuada el efecto del soporte hidráulico, el acuífero fue modelado mediante el enfoque Fetkovich, asumiendo un sistema de empuje fondo consistente con la respuesta histórica de presión.

El proceso de ajuste de historia mostró una concordancia satisfactoria entre la presión calculada y la presión observada, así como una descomposición coherente de los mecanismos de empuje, dominados por la expansión del

gas, con contribuciones secundarias de la compresibilidad de la roca y de la entrada de agua, tal como se ilustra en la **Figura 10**. Bajo este esquema de modelado, se obtuvo un volumen original de gas de 570 MMMpc.

Los volúmenes originales de gas estimados para los campos Alpha y Beta fueron tomados como condiciones iniciales para el desarrollo del modelo de balance de materia como un solo sistema, constituyendo la base para la evaluación integrada del comportamiento dinámico y la interacción hidráulica entre ambos campos.

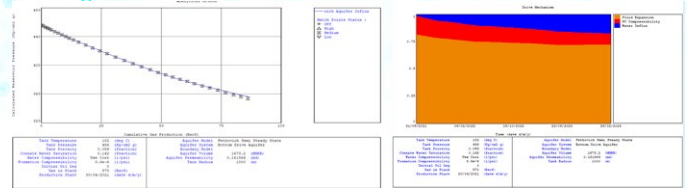


Figura 10. Respuesta de presión e índice de empuje del Campo Beta.

Estimación del volumen original de gas del sistema y su discretización entre los campos

Una de las principales incógnitas a resolver en la evaluación integrada del sistema fue la determinación del volumen original de gas del yacimiento conectado y su posterior discretización entre los campos Alpha y Beta. Para este propósito, se emplearon como datos de entrada un modelo composicional del fluido, definido mediante una ecuación de estado calibrada a partir del análisis PVT del pozo Alpha-214, así como el histórico conjunto de presión y producción de ambos campos. Adicionalmente, se consideró una compresibilidad efectiva de la formación del orden de 6×10^{-6} psi⁻¹, consistente con valores reportados para yacimientos de características similares.

El ajuste histórico del modelo se llevó a cabo mediante la calibración simultánea del parámetro de acuífero y de las presiones promedio del tanque equivalente, con el objetivo de reproducir de manera consistente la evolución histórica de presión y producción observada a nivel de sistema. Este proceso permitió capturar adecuadamente la interacción dinámica entre los campos y la respuesta global del yacimiento conectado.

El criterio de ajuste se fundamentó en la minimización de las discrepancias entre las presiones calculadas y las medidas, así como en la reproducción de tendencias dinámicas físicamente coherentes, tanto en el dominio temporal de presión como en la relación P/z versus gas producido acumulado, tal como se ilustra en la **Figura 11**.

Bajo este esquema de modelado integrado, el volumen original estimado para el sistema asciende a 2,245 MMMpc de gas y 435 MMB de condensado, valores que se consideran representativos del comportamiento volumétrico y dinámico

del yacimiento conectado, y que constituyen la base para la discretización posterior del volumen entre los campos Alpha y Beta.

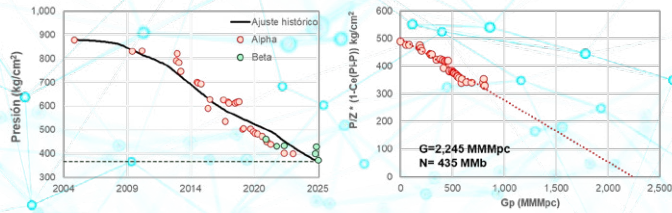


Figura 11. Resultado del ajuste histórico de presión y el cálculo del volumen original de gas del sistema Alpha-Beta.

El segundo paso del análisis consistió en la discretización del volumen original del sistema por campo, asegurando su consistencia con los modelos estáticos y la interpretación geológica disponible. Para este propósito, se desarrolló un modelo de balance de materia multitanque con transmisibilidad, en el cual cada campo fue representado como un tanque independiente hidráulicamente interconectado, tal como se ilustra en la **Figura 12**.

El ajuste de historia del modelo multitanque se llevó a cabo mediante la calibración simultánea del parámetro de transmisibilidad y de las presiones promedio de cada tanque, con el objetivo de reproducir de manera consistente el comportamiento histórico de producción y presión observado en los campos Alpha y Beta.

Este enfoque permitió capturar de forma explícita el intercambio de masa inducido por gradientes de presión, manteniendo coherencia con la física del sistema y evitando la introducción de supuestos no sustentados por datos.

Bajo este esquema de modelado, el volumen original discretizado resultó en 1,170 MMMpc de gas y 227 MMb de condensado para el campo Alpha, y 1,075 MMMpc de gas y 208 MMb de condensado para el campo Beta, transmisibilidad de 1,000 bd (cp/psi), valores que se consideran representativos del comportamiento volumétrico individual de cada campo dentro del sistema conectado.

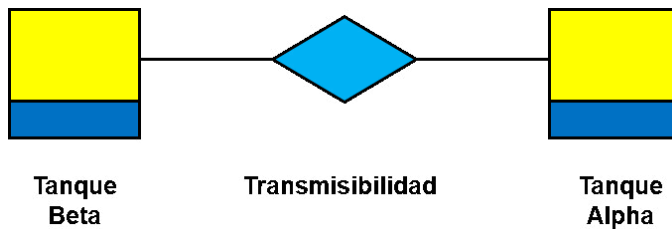


Figura 12. Modelo multitanque con transmisibilidad entre los campos Alpha y Beta.

Pronósticos de producción y evaluación del número óptimo de pozos para la actualización de la estrategia de desarrollo del sistema Alpha-Beta

Una vez estimado y discretizado el volumen original de hidrocarburos para cada campo, se desarrollaron pronósticos de producción integrados con el objetivo de evaluar el desempeño dinámico futuro del sistema y soportar la actualización de la estrategia de desarrollo, particularmente en lo referente al número óptimo de pozos por campo. Los pronósticos se realizaron para un horizonte de 15 años (2025-2040), considerando un esquema de 6 pozos productores en el campo Alpha y 5 pozos en el campo Beta.

Los escenarios de producción fueron construidos empleando tablas hidráulicas tipo representativas de cada yacimiento, calibradas con el comportamiento histórico de presión y producción, y bajo un límite operativo de gasto de 2 MMpcd de gas por pozo.

Los resultados indican que el campo Alpha podría alcanzar un factor de recuperación final del 73% para gas y 62% para condensado. Por su parte, el campo Beta presenta un factor de recuperación final estimado del 46% para gas y 31% para condensado. A nivel de sistema integrado, los pronósticos sugieren un factor de recuperación global del 71% para gas y 43% para condensado, asociados a un volumen total de 2,245 MMMpc de gas, como se ilustra en la **Figura 13**.

La marcada diferencia en los factores de recuperación entre ambos campos refleja el impacto combinado de las condiciones dinámicas del yacimiento, la conectividad hidráulica entre campos.

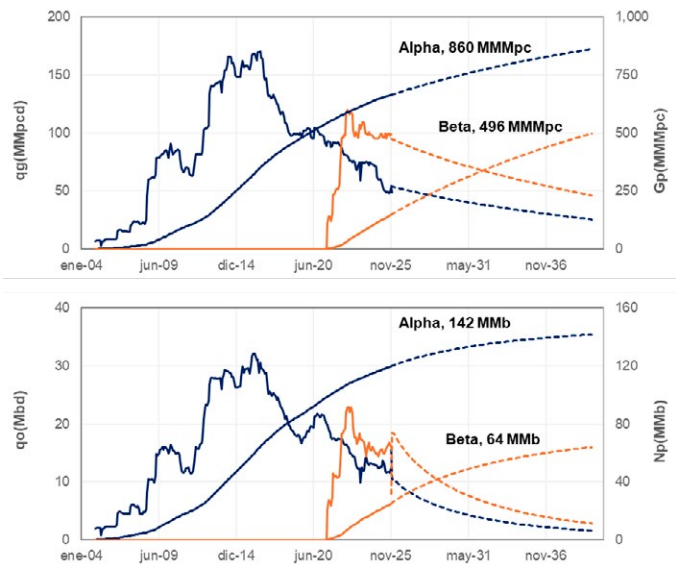


Figura 13. Escenario de producción base sistema Alpha-Beta.

En la **Figura 14** se presenta el pronóstico del comportamiento dinámico de las principales variables para los campos Alpha y Beta, incluyendo la evolución de la presión promedio, la Relación Condensado-Gas (RCG) y el corte de agua. En ambos yacimientos se observa una declinación progresiva de la presión que conduce a valores inferiores a la presión

de rocío, condición bajo la cual se favorece la formación de bancos de condensado en la vecindad del pozo, con el consecuente deterioro de la productividad.

Bajo estas condiciones, los componentes pesados del gas tienden a condensarse y depositarse preferentemente en la cercanía del pozo y en el fondo de este, limitando su movilidad hacia superficie. Como resultado, la producción en cabeza de pozo se enriquece en componentes más ligeros, lo que se refleja en una disminución de la Relación Condensado-Gas observada en ambos campos.

De manera simultánea, el incremento progresivo del corte de agua, particularmente en etapas avanzadas de la explotación, indica una mayor participación de la entrada de agua y un aumento del flujo fraccional, efectos que en conjunto contribuyen a la reducción de la productividad del sistema.

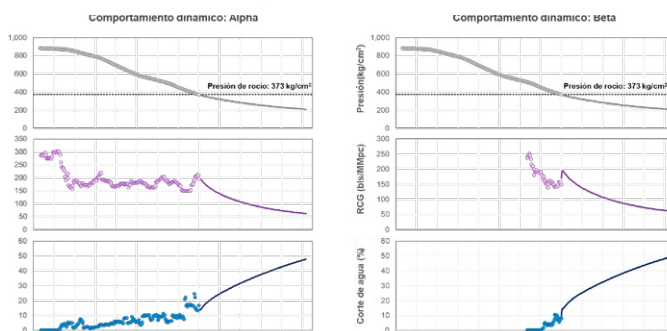


Figura 14. Comportamiento de presión, RCG y corte de agua pronosticado.

Actualmente, el campo Beta cuenta con dos terminaciones documentadas dentro del plan de desarrollo vigente; no obstante, la incorporación de nueva información sísmica sugiere la existencia de áreas adicionales con potencial de drenaje, lo que abre la posibilidad de expandir el número de pozos productores. Con base en este nuevo entendimiento, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad al número de pozos adicionales en el campo Beta, con el objetivo de cuantificar su impacto en el desempeño productivo del sistema integrado Alpha-Beta.

El análisis consideró la perforación incremental de un pozo cada cuatro meses, iniciando en abril de 2026, construyéndose un total de 10 escenarios, en los cuales se adiciona un pozo de manera progresiva respecto al caso base.

La evaluación de cada escenario se realizó utilizando como métrica principal el incremento en la producción acumulada de gas y condensado del sistema, permitiendo identificar el beneficio marginal asociado a cada pozo adicional.

Como se observa en la **Figura 15**, el aumento en el número de pozos genera un incremento temprano en las tasas de producción, particularmente durante el periodo

de incorporación de nuevos pozos; sin embargo, dicho beneficio presenta producción acumulada marginal conforme avanza el tiempo, debido a la aceleración de la declinación asociada al agotamiento del yacimiento y a las restricciones de presión. Estos resultados proporcionan una base técnica para la identificación de un número óptimo de pozos, equilibrando el beneficio incremental de producción frente a la sostenibilidad del sistema y los criterios de desarrollo del campo.

Con base en el análisis de sensibilidad al número de pozos adicionales, la **Figura 15** muestra el comportamiento de la producción acumulada de condensado (N_p) y de gas (G_p) en función del número de pozos incorporados al desarrollo del campo Beta.

Se observa un incremento significativo de la producción acumulada al aumentar el número de pozos hasta aproximadamente seis perforaciones, a partir de las cuales la pendiente de ambas curvas se reduce de manera notable, evidenciando volúmenes a recuperar marginales.

Este comportamiento indica que, más allá de seis pozos, las ganancias adicionales en N_p y G_p son limitadas en comparación con el esfuerzo de inversión requerido.

En consecuencia, el escenario de seis pozos adicionales se identifica como la configuración óptima, al maximizar la recuperación incremental de **194 MMMpc de gas** y **10 MMB de condensado** y mantener una relación favorable entre beneficio técnico y complejidad del desarrollo.

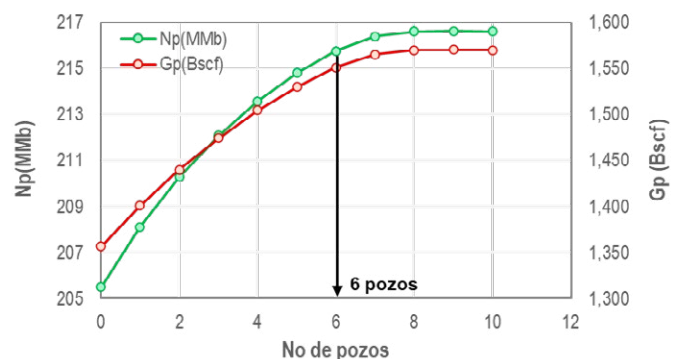


Figura 15. Estimación del número óptimo de pozos en el sistema Alpha-Beta.

Un resultado adicional del análisis consistió en evaluar los efectos inducidos en el campo Alpha derivados de la incorporación de nuevas localizaciones de desarrollo en el campo Beta.

Como se muestra en la **Figura 16**, la comunicación dinámica entre ambos campos se traduce en una reducción gradual de la producción de gas y condensado en el campo maduro Alpha, asociada al incremento del drene preferencial hacia las nuevas áreas en desarrollo.

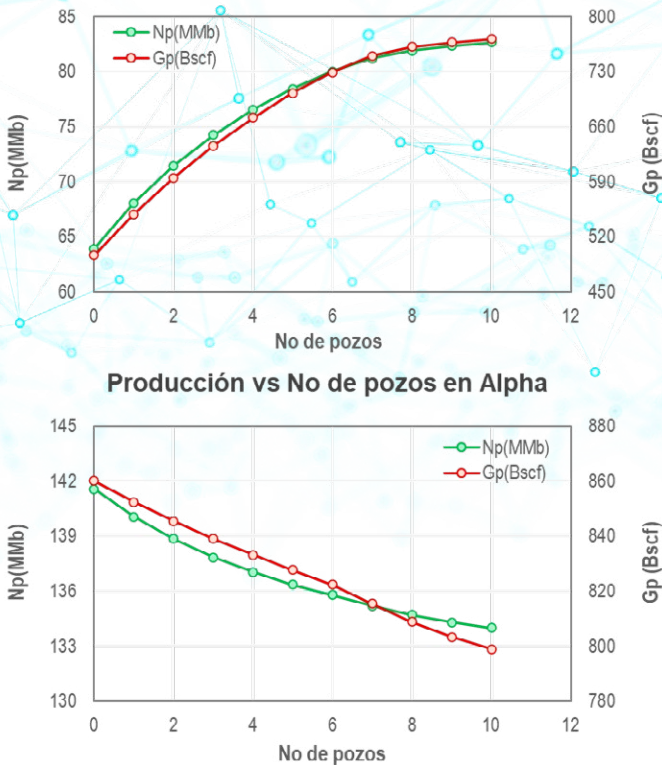


Figura 16. Impacto de la incorporación de pozos adicionales en el campo Beta sobre la producción acumulada de gas y condensado del campo Alpha.

Como análisis complementario, se evaluó un escenario de conversión de pozos productores y cerrados con potencial de reutilización como pozos inyectoros de agua en el campo maduro Alpha, con el objetivo de represar el sistema integrado Alpha-Beta y cuantificar su impacto en la producción incremental del campo Beta.

El esquema de inyección considera el inicio de operaciones en el año 2027, con la incorporación secuencial de un pozo inyector por mes hasta alcanzar un total de 10 pozos. El gasto total de inyección es de 100 Mbd, equivalente a 10 Mbd por pozo.

Todas las localizaciones de inyección fueron definidas dentro del campo Alpha, aprovechando la infraestructura existente y la conectividad hidráulica previamente identificada entre ambos campos.

Los resultados del escenario indican un beneficio incremental estimado de **22 MMb de condensado** y **76 MMMpc de gas** durante el periodo de evaluación. Este incremento se atribuye principalmente a la mejora en el soporte de presión del sistema y a la mitigación del abatimiento asociado a la explotación prolongada del campo Beta.

Los efectos del esquema de inyección sobre la respuesta productiva del sistema se muestran en la **Figura 17**.

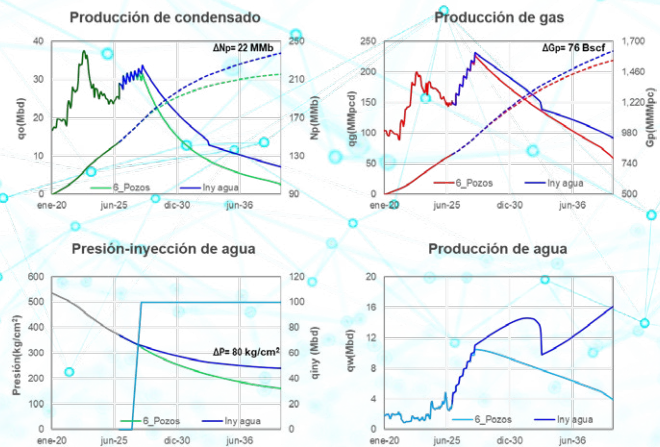


Figura 17. Impacto incremental en la producción al convertir el campo Alpha en una zona de inyección de agua y beneficios asociados en la productividad del campo Beta.

Conclusiones

- La aplicación integrada de modelos de balance de materia, junto con principios fundamentales de la ingeniería de yacimientos, demostró ser una herramienta técnica eficiente para mejorar el entendimiento de sistemas de yacimientos complejos hidráulicamente conectados, proporcionando soporte confiable para la toma de decisiones estratégicas. Asimismo, este enfoque establece una base conceptual y cuantitativa sólida para el desarrollo de estudios de mayor complejidad, como la simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados, al reducir la incertidumbre inicial y optimizar los tiempos y esfuerzos de modelado, consolidándose como un componente clave en la gestión integral de yacimientos.
- Los campos Alpha y Beta cuentan con un sustento técnico sólido para ser considerados como un sistema hidráulicamente conectado a través de un acuífero regional, respaldado por la consistencia en la presión estática de yacimiento, la similitud en la huella composicional obtenida del análisis Stiff, y la producción de un mismo tipo de fluido, corroborada mediante muestras PVT representativas de ambos campos.
- Bajo el esquema de modelo integrado, el volumen original del sistema se estimó en 2,245 MMMpc de gas y 435 MMb de condensado, valores que capturan de manera consistente el comportamiento volumétrico y dinámico del yacimiento hidráulicamente conectado y que constituyen una base técnica confiable para la planeación del desarrollo.
- A nivel de sistema integrado, y bajo un horizonte de pronóstico de 15 años, se estima alcanzar un factor de recuperación final del 71% para gas y del 43% para condensado, asociados a un volumen total recuperable de 2,245 MMMpc de gas.
- Bajo las condiciones actuales de producción de los campos Alpha y Beta y con base en la información técnica disponible a la fecha, se concluye que la incorporación

óptima de seis nuevas localizaciones maximiza el valor técnico del desarrollo del sistema, al aportar un incremento neto de 194 MMMpc de gas y 10 MMB de condensado. Este resultado sustenta la actualización del plan de desarrollo vigente, al representar cuatro pozos adicionales respecto al esquema actualmente documentado.

- El escenario de conversión de diez pozos a inyección de agua en el campo Alpha genera un beneficio incremental significativo en el campo Beta, estimado en 22 MMB de condensado y 76 MMMpc de gas.

Referencias

- Craft, B.C. and Hawkins, M.F. 1991. Applied Petroleum Reservoir Engineering. 2nd ed. Englewood Cliffs, New Jersey, USA: Prentice Hall.
- Dake, L.P. 1978. Fundamentals of Reservoir Engineering. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Earlougher, R.C. Jr. 1977. Advances in Well Test Analysis. SPE Monograph Series, Vol. 5. Richardson, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.
- Fetkovich, M.J. 1971. A Simplified Approach to Water Influx Calculations—Finite Aquifer Systems. Journal of Petroleum Technology 23 (7): 814–828. SPE-2603-PA.
- Gunawan, A. and Blasingame, T.A. 2001. A Semianalytical p/z Technique for the Analysis of Reservoir Performance From Abnormally Pressured Gas Reservoirs. SPE Journal 6 (2): 187–196. SPE-72372-PA. <https://doi.org/10.2118/72372-PA>.
- Havlena, D. and Odeh, A.S. 1963. The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Journal of Petroleum Technology 15 (8): 896–900. SPE-559-PA. <https://doi.org/10.2118/559-PA>.
- Hem, J.D. 1985. Study and Interpretation of the Chemical Characteristics of Natural Water. 3rd ed. Water-Supply Paper 2254. Alexandria, Virginia, USA: U.S. Geological Survey.
- Jansen, J.D., Douma, S.D., Brouwer, D.R., Van den Hof, P.M.J., Bosgra, O.H., and Heemink, A.W. 2012. Closed-Loop Reservoir Management. SPE Journal 17 (4): 914–927. SPE-119098-PA. <https://doi.org/10.2118/119098-PA>.
- Matthews, C.S. and Russell, D.G. 1967. Pressure Buildup

and Flow Tests in Wells. SPE Monograph Series, Vol. 1. Richardson, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.

- Stiff, H.A. Jr. 1951. The Interpretation of Chemical Water Analysis by Means of Patterns. Journal of Petroleum Technology 3 (10): 15–17. SPE-951376-G.
- Walsh, M.P. and Lake, L.W. 2003. A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 6 (6): 405–413. SPE-84906-PA. <https://doi.org/10.2118/84906-PA>.
- Whitson, C.H. and Brulé, M.R. 2000. Phase Behavior. SPE Monograph Series, Vol. 20. Richardson, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.

Ing. Giddel Hernández Martínez



Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad del Istmo Campus Tehuantepec. Trabajó en Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V. como Ingeniero de Yacimientos-Productividad en dos periodos 2013-2015 y 2017-2019.

Ingresó al Programa de Inducción para Recién Egresados en Ingeniería Petrolera y Geociencias 2015 impartido en el Instituto Mexicano del Petróleo. Trabajó en PEMEX como Ingeniero de Yacimientos de 2015-2017 en el proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna. Actualmente, trabaja en Pemex como ingeniero de Yacimientos en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción. Es Miembro de la SPE.

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





COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO



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

Escríbenos y te decimos cómo:

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

Ing. Aarón Retana Pérez
aaron_retana@yahoo.com





SOPA DE LETRAS PETROLERA

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

Encuentra las siguientes palabras:

DRAKEWELL

GHAWAR

RUMAILA

KASHAGAN

BAKU

CANTARELL

TENGIZ

ORINOCOBELT

BURGAN

PRUDHOEBAY

KIRKUK

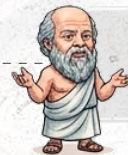


Frases icónicas que marcaron la historia



"El arte supremo de la guerra es someter al enemigo sin luchar."

Sun Tzu, c. 500 a.C.



"Solo sé que no sé nada."

Sócrates, 399 a.C.

"Y sin embargo, se mueve."

Galileo Galilei, 1633.



"Ser o no ser, esa es la cuestión."

William Shakespeare, 1600.



"Vine, vi, vencí."

Julio César, 47 a.C.



"Pienso luego existo."

René Descartes, 1637.



"Si he visto más lejos, es subido a hombros de gigantes."

Isaac Newton, 1676.



"Imposible es una palabra que sólo se encuentra en el diccionario de los tontos."

Napoleón Bonaparte, 1813.

"Sé el cambio que deseas ver en el mundo."

Mahatma Gandhi, 1913.



"Gobierno del pueblo, por el pueblo, para el pueblo."

Abraham Lincoln, 1863.



"¡Trabajadores del mundo, uníos!"

Karl Marx, 1848.



"Nada en la vida es para temer, solo es para comprender."

Marie Curie, 1920.



"La imaginación es más importante que el conocimiento."

Albert Einstein, 1929.

"La historia será amable conmigo porque pretendo escribirla."

Winston Churchill, 1948.



"I have a dream."

Martín Luther King Jr., 1963.



"No preguntes qué puede hacer tu país por ti, pregunta qué puedes hacer tú por tu país."

John F. Kennedy, 1961.



"Todo lo que puedas imaginar es real."

Pablo Picasso, 1950.



"Esto es un pequeño paso para el hombre, un gran salto para la humanidad."

Neil Armstrong, 1969.



"La educación es el arma más poderosa que puedes usar para cambiar el mundo."

Nelson Mandela, 1990.

Fuente: La vida en un gráfico

25 mujeres

que cambiaron la historia



Cleopatra VII
(69 a.C.-30 a.C.)
Última faraona de Egipto.



Wu Zetian
(624-705)
Única emperatriz china.



Juana de Arco
(1412-1431)
Heroína militar francesa.



Isabel I
(1533-1603)
Reina Tudor y estadista.



Catalina la Grande
(1729-1796)
Reformadora imperial rusa.



Susan B. Anthony
(1820-1906)
Pionera del sufragio femenino.



Florence Nightingale
(1820-1910)
Fundadora de la enfermería moderna.



Ada Lovelace
(1815-1852)
Primera programadora de computadoras.



Sojourner Truth
(c. 1797-1883)
Abolicionista y oradora de derechos.



Mary Wollstonecraft
(1759-1797)
Filósofa feminista temprana.



Harriet Tubman
(c. 1822-1913)
Libertadora del Ferrocarril Subterráneo.



Emmeline Pankhurst
(1858-1928)
Líder sufragista británica.



Marie Curie
(1867-1934)
Pionera en investigación de radiactividad.



Maria Montessori
(1870-1952)
Pionera en educación infantil.



Eleanor Roosevelt
(1884-1962)
Diplomática de derechos humanos.



Katherine Johnson
(1918-2020)
Matemática de investigación de la NASA.



Indira Gandhi
(1917-1984)
Primera mujer Primera Ministra de la India.



Hedy Lamarr
(1914-2000)
Pionera de la tecnología inalámbrica.



Rosa Parks
(1913-2005)
Icono de los derechos civiles.



Simone de Beauvoir
(1908-1986)
Filósofa feminista existencialista.



Rosalind Franklin
(1920-1958)
Descubrió la estructura del ADN.



Margaret Thatcher
(1925-2013)
Primera mujer Primera Ministra británica.



Valentina Tereshkova
(1937-Presente)
Primera mujer en el espacio.



Benazir Bhutto
(1953-2007)
Primera mujer Primera Ministra musulmana.



Malala Yousafzai
(1997-Presente)
Activista por la educación femenina.

Fuente: Britannica, Biography, Nobel Prize



Títulos de la Copa mundial de la **FIFA**

1930

4 - 2 contra Argentina
Uruguay

1934

2 - 1 contra Checoslovaquia
Italia

1938

4 - 2 contra Hungría
Italia

1950

2 - 1 contra Brasil
Uruguay

1954

3 - 2 contra Hungría
Alemania

1958

5 - 2 contra Suecia
Brasil

1982

3 - 1 contra Alemania
Italia

1978

3 - 1 contra Países Bajos
Argentina

1974

2 - 1 contra Países Bajos
Alemania

1970

4 - 1 contra Italia
Brasil

1966

4 - 2 contra Alemania
Inglaterra

1962

3 - 1 contra Checoslovaquia
Brasil

1986

3 - 2 contra Alemania
Argentina

1990

1 - 0 contra Argentina
Alemania

1994

0 [3 p.] - 0 [2 p.] contra Italia
Brasil

1998

3 - 0 contra Brasil
Francia

2002

2 - 0 contra Alemania
Brasil

2006

1 [5 p.] - 1 [3 p.] contra Francia
Italia



PRÓXIMAMENTE

2022

3 [4 p.] - 3 [2 p.] contra Francia
Argentina

2018

4 - 2 contra Croacia
Francia

2014

1 - 0 contra Argentina
Alemania

2010

1 - 0 contra Países Bajos
España

Fuente: La vida en un gráfico

Los eventos MÁS DEVASTADORES de la historia

Primera Guerra Mundial
Años: 1914 - 1918
Lugar: Mundial
Muertes: 22 M



Transición Ming a Qing
Años: 1618 - 1683
Lugar: China
Muertes: 28 M



Rebelión Taiping
Años: 1850 - 1864
Lugar: China
Muertes: 30 M



Guerra de los Tres Reinos
Años: 184 - 280
Lugar: China
Muertes: 34 M



Rebelión de An Lushan
Años: 755 - 763
Lugar: China
Muertes: 36 M



VIIH/SIDA
Años: 1981 - presente
Lugar: Mundial
Muertes: 40 M



Gran Hambruna
Años: 1959 - 1961
Lugar: China
Muertes: 45 M

Plaga de Justiniano
Años: 541 - 549
Lugar: Europa
Muertes: 50 M



Colonización Europea
Años: 1492 - 1600s
Lugar: América
Muertes: 55 M



Conquistas Mongolas
Años: 1206 - 1368
Lugar: Asia
Muertes: 60 M



Segunda Guerra Mundial
Años: 1939 - 1945
Lugar: Mundial
Muertes: 67 M

Pandemia de Gripe
Años: 1918 - 1920
Lugar: Mundial
Muertes: 67 M

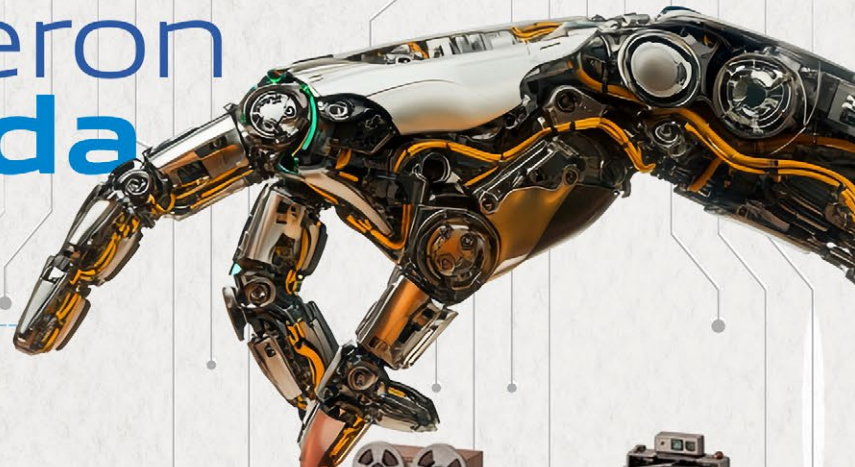




La Peste Negra
Años: 1346 - 1353
Lugar: Eurasia
Muertes: 180 M



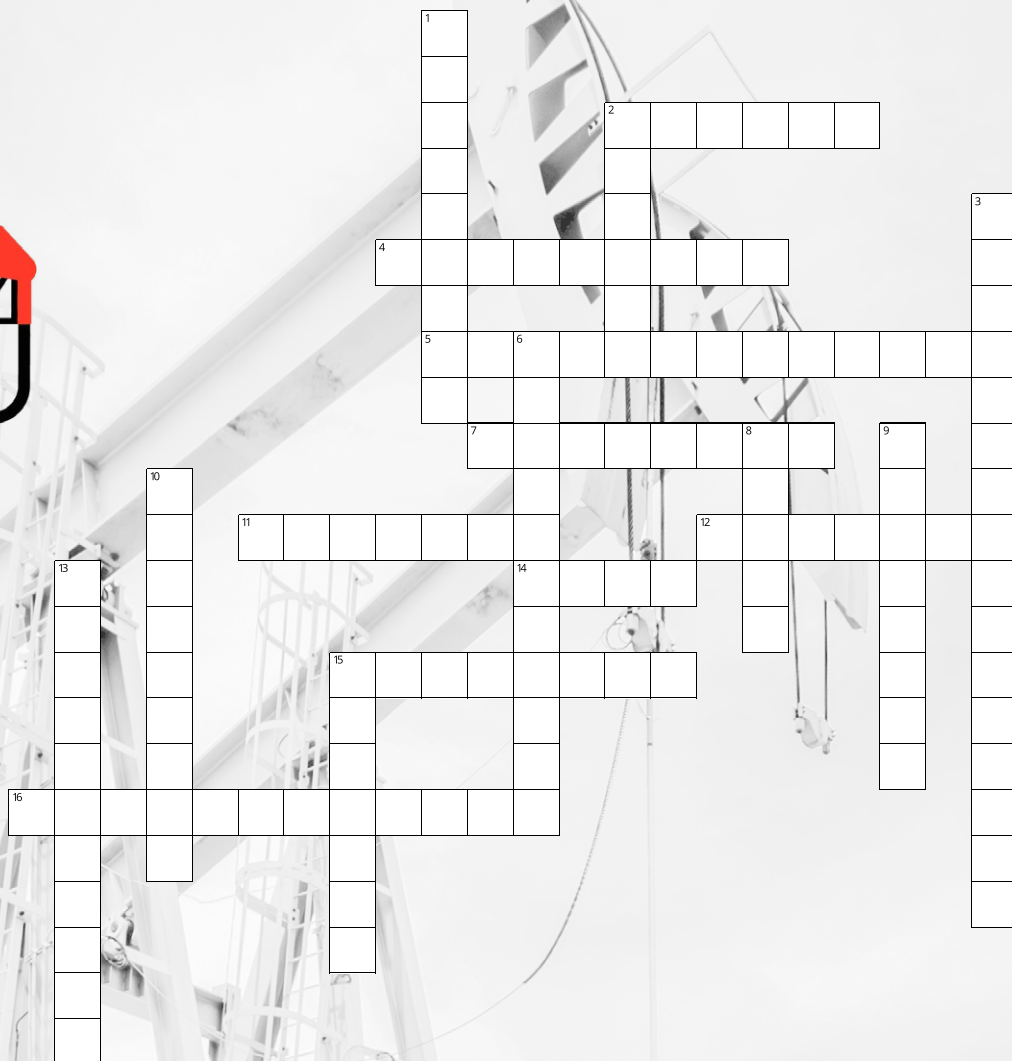
Fuente: Our World in Data, Enciclopedia Británica, World Health Organization (WHO), Center for Disease Control and Prevention (CDC).

Los dispositivos que definieron cada década



 1908: Lavadora Eléctrica	 1908: Aspiradora Eléctrica Portátil	 1906: Fonógrafo Acústico			
 1913: Refrigerador Doméstico	 1922: Batidora Eléctrica	 1926: Tostadora Automática de Pan	 1930: Radio de Coche	 1935: Grabadora de Cinta Magnética	 1948: Cámara Instantánea
 1971: Calculadora de Bolsillo	 1967: Horno Microondas Doméstico	 1962: Casete de Audio	 1954: Cafetera de Goteo Automática	 1954: Radio de Transistores	 1950: Mando a Distancia de TV
 1972: Consola de Videojuegos Doméstica	 1972: Reloj Digital	 1975: VCR Doméstico	 1975: Radiocasete	 1977: Ordenador Personal	 1979: Reproductor de Casete Portátil (Walkman)
 1994: Consola de Videojuegos basada en CD (PlayStation)	 1989: Consola de Videojuegos Portátil (Game Boy)	 1984: Ratón de Ordenador	 1984: Teléfono Móvil Comercial	 1983: Videocámara	 1982: Reproductor de CD
 1996: Reproductor de DVD	 1997: Reproductor de MP3	 2000: Unidad Flash USB	 2001: Reproductor de Música Portátil Masivo (iPod)	 2004: Consola Portátil de Doble Pantalla (Nintendo DS)	 2007: Teléfono Inteligente con Pantalla Táctil (iPhone)
<i>Fuente: La vida en un gráfico</i>					
	 2015: Reloj Inteligente Moderno	 2014: Altavoz Inteligente	 2010: Tableta Moderna (iPad)	 2007: Lector de Libros Electrónicos (Kindle)	
	 2016: Auriculares VR para el Consumidor Moderno	 2016: Auriculares Estéreo Inalámbricos (AirPods)	 2019: Teléfono Inteligente Plegable	 ~2028: Robot Doméstico de Propósito General (Predicción)	

CRUCIGRAMA DE CONOCIMIENTOS PETROLEROS



Horizontal

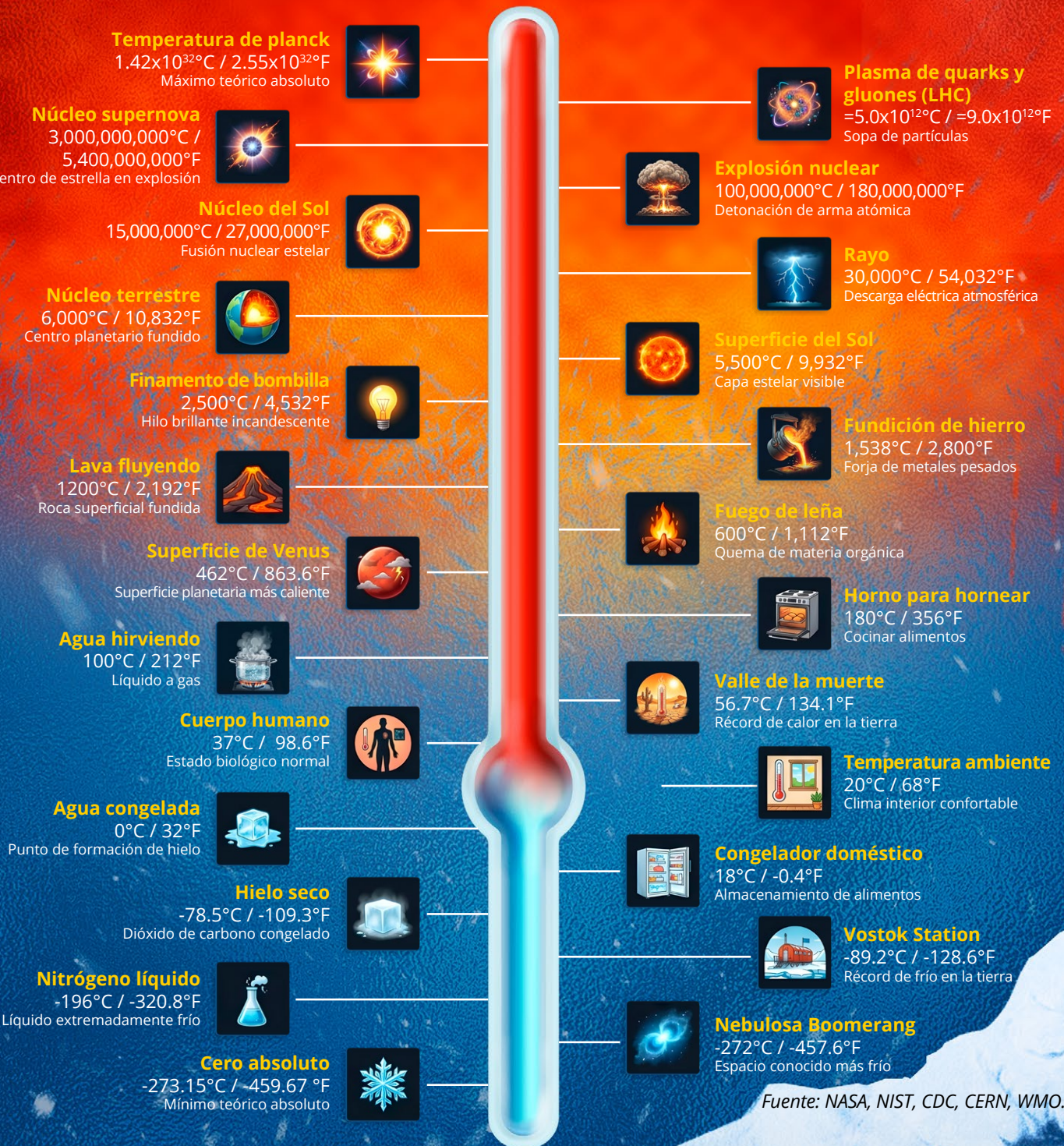
Vertical

- | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>2 Término usado en documentales sobre corporaciones petroleras.</p> <p>4 Película sobre el petróleo en Medio Oriente y sus conflictos.</p> <p>5 Autor de Oil!</p> <p>7 Región histórica de Veracruz ligada al inicio de la industria petrolera.</p> <p>11 Documental sobre conflictos por petróleo y poder político.</p> <p>12 Documental sobre la industria petrolera en el Golfo de México.</p> <p>14 Novela de Upton Sinclair llevada al cine.</p> <p>15 Concepto clave de perforación en alta mar.</p> <p>16 Tema recurrente en películas y documentales sobre petróleo.</p> | <p>1 Palabra central en títulos de documentales y series.</p> <p>2 Campos de Kuwait referenciados en películas sobre petróleo.</p> <p>3 Película sobre la fiebre del petróleo en Estados Unidos.</p> <p>6 Serie o película sobre familias involucradas en petróleo.</p> <p>8 Documental sobre Chevron y conflictos en Ecuador.</p> <p>9 Película o documental sobre corrupción en la industria petrolera.</p> <p>10 Escenarios de extracción y explotación petrolera en series y películas.</p> <p>13 Autor de la novela Oil.</p> <p>15 Miniserie sobre la fiebre petrolera en varios países.</p> |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|



¿SABÍAS QUÉ?

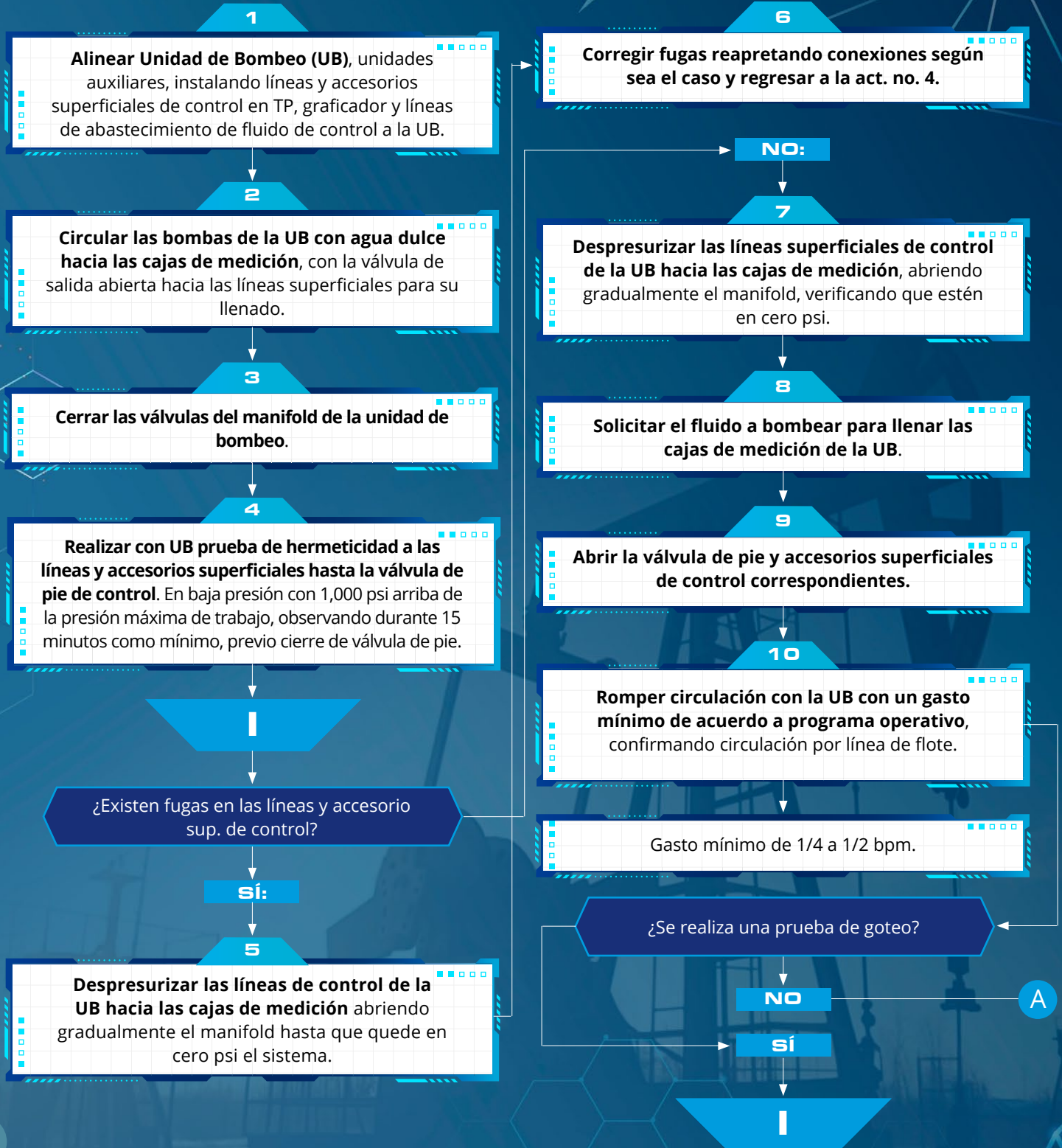
Del cero absoluto a la cosa más caliente del universo



Fuente: NASA, NIST, CDC, CERN, WMO.

Procedimiento para prueba de goteo.

Por: M. en I. Ricardo Espinosa Ramos





M. en I. Ricardo Espinosa Ramos
 Ingeniero y Perito Petrolero en Perforación, Terminación y Reparación de Pozos Petroleros en PEMEX.



ENTREVISTA

AL M. EN I. JAVIER MOLINA OCAMPO

Mirando atrás, ¿cómo empezó en la industria petrolera? ¿Hay alguna anécdota de sus primeros días que todavía recuerde?

Soy oriundo de la ciudad de Cuernavaca, Morelos; una ciudad que no tiene ninguna relación directa con las zonas de extracción de petróleo, sin embargo, decidí estudiar la carrera de Ing. Petrolero, puesto que pertenezco a la generación donde un presidente, derivado del descubrimiento de Cantarell, soltó la frase: México debe prepararse para “administrar la abundancia”, además en la escuela y en las oficinas de gobierno, el 18 de marzo era un día festivo y de asueto a nivel nacional. A partir de la hazaña de la expropiación petrolera y su transcendencia, nació mi interés en la industria petrolera, decidí cambiar el clima de la eterna primavera por el calor de los Estados que colindan con el Golfo de México.

De todos los proyectos en los que ha trabajado, ¿cuál le ha dejado la huella más profunda y por qué?

Todos los proyectos en que he participado me han dejado una lección, ya sea en el ámbito personal o profesional. Destaco cuando participé en proyecto Antonio J. Bermúdez, en la construcción de un modelo de simulación, éste me ayudó a tener una visión amplia de la administración de un yacimiento

En su carrera, seguramente se ha encontrado con situaciones muy complicadas. ¿Puede contar un momento crítico y cómo lo superó?

Esta respuesta, es continuación de la anterior, las situaciones complicadas dependen de uno, estoy convencido que, mientras se enfrente cualquier inconveniente con una visión honesta y anteponiendo el interés de la empresa, se solventarán las adversidades.

Ha trabajado con contratos petroleros complejos. ¿Hay alguna negociación que recuerde como especialmente desafiante o interesante?

Con la entrada de los Contratos Integrales de Servicios y por ende, con una mayor participación de compañías petroleras, ya sea como prestador de servicios o socios, las negociaciones son complicadas, ya que, la visión y objetivo de Pemex (empresa del Estado) es muy diferente a la de los Terceros (Particulares). Lo importante es llegar a un consenso entre las partes.

La industria ha cambiado mucho en estas tres décadas. ¿Qué nuevas tecnologías, métodos o enfoques le impactaron y cómo los adoptó?

En 30 años, he sido testigo de los cambios de visión en la empresa, ingresé en los 90's con una tendencia de apertura al mercado privado y la privatización de ciertos bloques petroleros -de no creerse, se llegó a decir que Pemex era un monopolio-, y ahora en retomar el papel de empresa pública, que es lo más parecido a lo que recuerdo de mis años en la primaria. El reto es combinar estas dos visiones, aunque a veces parece como mezclar agua y aceite.

Dirigir equipos grandes no siempre es fácil. ¿Puede compartir una historia donde un equipo logró algo extraordinario bajo su liderazgo?

El dirigir un equipo es difícil y es un reto constante, sobre todo si partimos de la premisa que, todos tenemos la solución o respuesta perfecta para una situación, sin embargo, si preguntas, todas las soluciones o respuestas son diferentes, es decir, rara vez hay consenso unánime. La decisión final, debe ser tomada con base en los hechos y los resultados que se desean, dejando de lado las opiniones subjetivas. Yo creo que, si se logra la meta, es resultado del equipo, pero si se falla, la responsabilidad es de quien dirige.

Mantener un equilibrio entre trabajo y familia es todo un reto. ¿Cómo ha logrado cuidar su vida personal mientras construía una carrera exigente?

Parafraseando una canción, el tiempo que me queda libre, se lo dedico a mi familia; claro que en el trabajo tengo buenos compañeros y algunos que considero amigos, pero estoy consciente que, el apoyo incondicional te la dan tu esposa e hijos, son más sinceros y rigurosos.

Después de tantos años en la industria, ¿qué es lo que todavía le apasiona de su trabajo y lo motiva día a día?

Hay mucho por aprender, cambian: las tecnologías para la extracción, los materiales y equipos, las políticas dentro de la empresa, y hasta el comportamiento humano.

Si pudiera hablar con un joven ingeniero petrolero que recién empieza, ¿qué historias, consejos o aprendizajes le contaría para que construya una carrera sólida y significativa?

Le recomendaría que nunca deje de aprender, como mencioné anteriormente, en esta industria, la tecnología y el entorno cambian rápido, y quien cree que ya lo sabe todo, se queda atrás. Y en el ámbito personal, que sea autentico, que copie lo bueno y los aciertos de sus superiores pero que nunca trate de imitar sus comportamientos, porque las copias casi siempre son malas o poco creíbles.



M. EN I. JAVIER MOLINA OCAMPO

Gerente en Petróleos Mexicanos

Oriundo de Morelos, sin embargo, ahora se siente Tabasqueño. Estudió y se tituló de la carrera de Ingeniero Petrolero y de la Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México.

En 1992, como Ingeniero, comenzó a laborar en el Instituto Mexicano del Petróleo y como profesor de asignatura en la Facultad de Ingeniería de la UNAM. En 1994, una vez que deja lo anterior, ingresa -y desde entonces continúa- a Petróleos Mexicanos, participando en diversos proyectos, principalmente en la Región Sur, entre los que destaca: la construcción del modelo de simulación numérica de

yacimientos del Complejo Antonio J. Bermúdez la inyección, la prueba piloto de inyección de gas amargo en el campo Oxiacaque, inyección de nitrógeno para mantenimiento de presión en el Complejo Antonio J. Bermúdez y la administración de los Contratos Integrales de Exploración y Extracción.

Ha participado como autor, coautor y/o expositor en diversos congresos nacionales y en el extranjero. Actualmente, es Gerente de Operación de Contratos y Asociaciones de Extracción Sur.



LA GUERRA NO TIENE ROSTRO DE MUJER

Svetlana Alexiévich, “la voz de los sin voz”, muestra en esta obra maestra, publicada originalmente en 1985, una perspectiva de la guerra ignorada hasta el momento: la de las mujeres soviéticas que combatieron en la Segunda Guerra Mundial. *¿Qué les ocurrió? ¿Cómo les transformó? ¿De qué tenían miedo? ¿Cómo era aprender a matar?*

¿De qué va?

Este libro brutal y estremecedor reúne los testimonios de cientos de mujeres soviéticas que combatieron en las filas del Ejército Rojo durante la Segunda Guerra Mundial, donde se desempeñaron como cirujanas, enfermeras, francotiradoras, zapadoras, sargentos, pilotos, conductoras, guerrilleras y miembros de organizaciones clandestinas y de partisanos.

Mujeres que dieron la vida y juventud por su país y que se les pagó con rechazo y humillaciones y después, con el olvido. Este libro es la íntima recopilación de sus historias durante la guerra, de lo que sus ojos vieron y todo aquello que sintieron, cómo las transformó y cómo fue la vida después.

Mi humilde opinión

★★★★★ Todos deberían leerlo

Lleno de testimonios demoledores de mujeres, en su mayoría entre los 15 y 18 años, sin experiencia, asustadas y mostrando una valentía que conmueve hasta la médula, la autora nos presenta una narración de esencia periodística donde cada una cuenta su propia guerra.

Svetlana las buscó por toda Rusia y las motivó a abrir su corazón, convencéndolas de que ya era momento de hablar, de que esta vez nadie las silenciaría. A la vez, vocera y confidente, llena de empatía se sorprende y sufre con ellas, reivindicándolas en su lugar de protagonistas de una de las mayores tragedias de la humanidad.

En este libro no hay una trama específica; hay muchas historias, muchos frentes, mujeres en diferentes momentos de vida (madres, hijas, esposas); unidas para afrontar el sinsentido de la guerra, para recordarnos con contundencia que son reales y que las razones que las motivaron a alistarse

hacían parte de su convicción. Sus emociones confluyeron con la naturalidad humana: hubo compasión, pero también, deseo de venganza.

“Soy historiadora de almas [...]. Por un lado, estudio a la persona concreta que ha vivido en una época concreta y ha participado en unos acontecimientos concretos; por otro lado, quiero discernir en esa persona al ser humano eterno. La vibración de eternidad. Lo que en él hay de inmutable.” – Svetlana Alexiévich.

Sobre la autora

Svetlana Aleksándrovna Aleksíévich, hija de padre bielorruso y madre ucraniana, nació el 31 de mayo de 1948 en Stanislav (actual Ivano-Frankovsk) en la RSS de Ucrania, pero creció en la RSS de Bielorrusia. Es periodista y escritora, galardonada con el Premio Nobel de Literatura 2015 “[...] por su escritura polifónica, que es un monumento al valor y al sufrimiento en nuestro tiempo”, siendo la primera escritora de no ficción con este premio en más de medio siglo.

A saber

La autora pudo reescribir este libro en 2002 para introducir los fragmentos tachados por la censura y material que no se atrevió a usar en la primera versión. Otro de sus libros más famosos es Voces de Chernóbil (1997), que narra el heroísmo y sufrimiento de quienes se sacrificaron en la catástrofe nuclear. Traducido a veinte idiomas, aún sigue prohibido en Bielorrusia.



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

EL PETRÓLEO:

la decisión que cambió el destino de la guerra

(Basado en la obra *"The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power"* de Daniel Yergin)

En el complejo entramado de la historia moderna, pocos recursos han tenido un impacto tan profundo como el petróleo. Más allá de su utilidad como fuente de energía, este líquido oscuro ha sido capaz de definir estrategias militares, inclinar balanzas geopolíticas y, en ocasiones, sellar el destino de naciones enteras. Así lo documenta el historiador Daniel Yergin en su obra magistral *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power*, donde narra con detalle cómo el control del petróleo ha sido, en múltiples ocasiones, sinónimo de poder.

Durante la Segunda Guerra Mundial, el petróleo dejó de ser simplemente un insumo industrial para convertirse en un elemento decisivo en el campo de batalla. Los ejércitos modernos dependían de él para movilizar tanques, aviones y flotas navales. Sin combustible, incluso el ejército más poderoso quedaba reducido a la inmovilidad.

En este contexto, Adolf Hitler enfrentaba una limitación crítica: Alemania carecía de suficientes reservas petroleras para sostener una guerra prolongada. A pesar de los avances en combustibles sintéticos, la maquinaria militar alemana requería un suministro constante y abundante de crudo. Esta carencia no solo representaba un problema logístico, sino una amenaza directa a su ambición expansionista.

Fue así como el petróleo comenzó a influir en decisiones estratégicas de alto nivel. En 1942, Hitler dirigió su atención hacia el este, lanzando una ofensiva sobre territorio soviético con un objetivo que iba más allá de lo territorial: alcanzar los ricos yacimientos petroleros del Cáucaso, particularmente en la región de Bakú. El plan era claro: asegurar el suministro energético necesario para continuar la guerra y, al mismo tiempo, privar a la Unión Soviética de uno de sus recursos más vitales.

Sin embargo, en el desarrollo de esta ofensiva ocurrió una de las decisiones más controvertidas de la guerra. En lugar de concentrar sus fuerzas, Hitler optó por dividir su ejército en dos grandes frentes: uno avanzaría hacia los campos

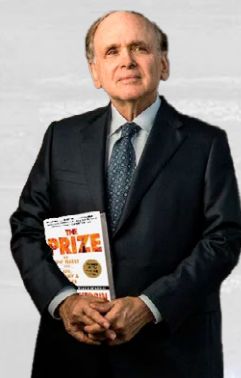
petroleros del Cáucaso, mientras que el otro se dirigiría hacia la ciudad de Stalingrado. Esta dispersión de recursos debilitó la capacidad operativa alemana, fragmentando su poder en un momento crucial.

La batalla que siguió en Stalingrado fue brutal y decisiva. Las fuerzas alemanas, extendidas y con líneas de suministro vulnerables, comenzaron a resentir no solo la resistencia soviética, sino también la creciente escasez de combustible. La maquinaria que alguna vez había avanzado con rapidez implacable comenzó a detenerse. Tanques inmóviles, aviones limitados y tropas exhaustas se convirtieron en el reflejo tangible de una estrategia fallida.

Finalmente, la derrota alemana en Stalingrado marcó un punto de inflexión en la guerra. Más allá de la pérdida territorial, significó el inicio del retroceso del Tercer Reich. En el fondo de esta derrota se encontraba un factor determinante: la incapacidad de asegurar el petróleo necesario para sostener su esfuerzo bélico.

Esta historia, más que un simple episodio militar, revela una verdad contundente: el petróleo no solo impulsa motores, sino que también impulsa decisiones que pueden cambiar el curso de la historia. La lucha por su control ha sido, y continúa siendo, un elemento central en la dinámica del poder global.

Así, lo que podría parecer un recurso meramente técnico se transforma, a la luz de la historia, en un protagonista silencioso pero decisivo. Un recordatorio de que, en ocasiones, el destino del mundo puede depender de aquello que yace oculto bajo la superficie de la tierra.



Por: Daniel Yergin
Historiador y analista energético estadounidense.

Ganador del Premio Pulitzer por esta obra.



EDICIÓN
BIZNAGA
Abril 2026



Mural "Historia del Petróleo"

Eventos de la industria petrolera nacional e internacional 2026

Junio

Mexico Energy Forum 2026
3, Ciudad de México, México

Congreso Mexicano del Petróleo 2026
3-6, Boca del Río, Veracruz, México

Julio

Foro y Expo LARPET 2026
22-24, Ciudad de México

Agosto

EXITEP 2026
26-28, Monterrey, Nuevo León

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?

Escríbenos y te decimos cómo:
info@cipm.org.mx

CIPM_mx 
cipm-ac 
cipm.org.mx 

cipm_ac 
cipm_ac 
cipm_ac 

CONTÁCTANOS

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

Diseño por:



Escanea el código para acceder todas las ediciones 