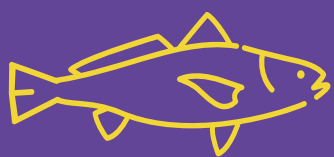


Revista Petrolera

Ingeniería por México

JUNIO 2025 Año 2 No. 3



EDICIÓN
TOTOABA
Junio 2025



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.

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



Apreciada comunidad petrolera,

Es un gusto compartir con ustedes una nueva edición de la **Revista Petrolera**, en esta ocasión bajo el título **Edición Totoaba**. Esta publicación, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, se consolida como un valioso punto de encuentro entre el conocimiento técnico, la experiencia operativa y la reflexión cultural.

Esta edición reúne temas que reflejan el dinamismo de nuestro entorno. En la sección **Entorno Petrolero**, damos seguimiento a eventos clave como la Tercera Asamblea Ordinaria, la Convención Nacional Petrolera 2025 y el Congreso Mexicano del Petróleo 2025. También destacamos el taller impartido por el Ing. Francisco Espitia Hernández sobre la metodología para determinar la complejidad de pozos, un aporte valioso para seguir perfeccionando nuestras prácticas.

En **Memorias Técnicas**, exploramos artículos enfocados en intervenciones, perforación y terminación de pozos. Si algo nos mueve como gremio, es la búsqueda constante de eficiencia y excelencia, y aquí encontrarán ejemplos concretos de ese esfuerzo diario en campo.

Con **Hitos Históricos** ampliamos la mirada. Viajamos del deporte a la ingeniería, repasando desde los estadios más grandes del mundo y las ruedas de la fortuna más impresionantes, hasta recordar a los pioneros del béisbol

mexicano. Porque también es importante reconocer el legado y la grandeza en distintas formas.

En la sección **¿Sabías qué?**, reunimos curiosidades técnicas y culturales que despiertan tanto la mente como la conversación. Destaca aquí el análisis del Ing. José Rodolfo Armenta de la Cruz sobre el uso del exponente de cementación “m variable” en formaciones carbonatadas.

Nuestro **Anekdótico** trae una entrevista con la Ing. Blanca Estela González Valtierra, cuya trayectoria representa el compromiso, la preparación y la visión que distinguen a las y los ingenieros petroleros del país. Y en el **Rincón de lectura**, rendimos homenaje a la sensibilidad poética con una reseña dedicada a la obra “Poeta chileno” del escritor Alejandro Zambra, quien nos recuerda que siempre hay espacio para la palabra como refugio y motor. En cada página se manifiesta un profundo amor por la poesía y un entrañable respeto por quienes perseveran en el arte de escribir versos.

Los invitamos a recorrer estas páginas con curiosidad y orgullo. Esta revista es testimonio de lo que construimos juntos: conocimiento que se comparte, historias que se honran y un oficio que nunca deja de evolucionar.

Con aprecio y compromiso,

M. en I. Eduardo Poblano Romero

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Consejo Directivo Nacional
2024 - 2026



Ingeniería por México



TOTOABA

Especie en peligro de extinción

La Totoaba es una especie endémica mexicana en peligro de extinción, sólo se encuentra en el Golfo de California, es el pez más grande de la familia de las corvinas, llamadas así por el sonido que emiten cuando el aire entra y sale de su vejiga natatoria. Pueden vivir hasta mediados de los 20 años, pesan hasta 300 libras (136.1 kg) y crecen más de seis pies (1.8 metros).

México clasifica a la Totoaba como especie en peligro de extinción y en 1975 declaró ilegal su captura. Dos años más tarde, la Totoaba se convirtió también en el primer pez prohibido en el comercio mundial en virtud de la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas (CITES), el tratado que regula la venta internacional de especies silvestres. Y en 1979, Estados Unidos, antaño uno de los principales consumidores de carne de Totoaba, la incluyó en su lista de especies en peligro de extinción, haciendo ilegal su captura, posesión, transporte o venta.

En junio de 2020, las autoridades de Hong Kong realizaron la mayor incautación de buche de Totoaba en décadas: vejigas de 270 peces por valor de más de tres millones de euros. Y el año pasado, los inspectores de Hong Kong descubrieron otro cargamento masivo con destino a Vietnam. Este ilícito se ubica a nivel mundial en tercer lugar, sólo después del Narcotráfico y el Tráfico de Arma.

La historia de la protección de la Totoaba en México está inextricablemente ligada a las medidas para salvar a la vaquita marina, una marsopa en peligro crítico que no se encuentra en ningún otro lugar más que en el Golfo de California. Los científicos estiman que hoy en día no sobreviven más de 10 vaquitas. Las redes de enmalle de diversos tamaños de malla (especialmente las grandes utilizadas para capturar Totoabas) son su amenaza más acuciante.



Consejo Directivo Nacional 2024 - 2026



M. en I. Eduardo Poblano Romero
Presidente



Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso
Vicepresidente



M. en I. Rafael Guerrero Altamirano
Primer Secretario Propietario



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



Mtro. León Daniel Mena Velázquez
Tesorero



Mtra. Abigaíl Martínez Hernández
Primer Secretario Suplente



Mtro. Jesús Rojas Palma
Segundo Secretario Suplente



M. en I. Alfonso Palacios Roque
Subtesorero

Titulares de Objetivos Estratégicos



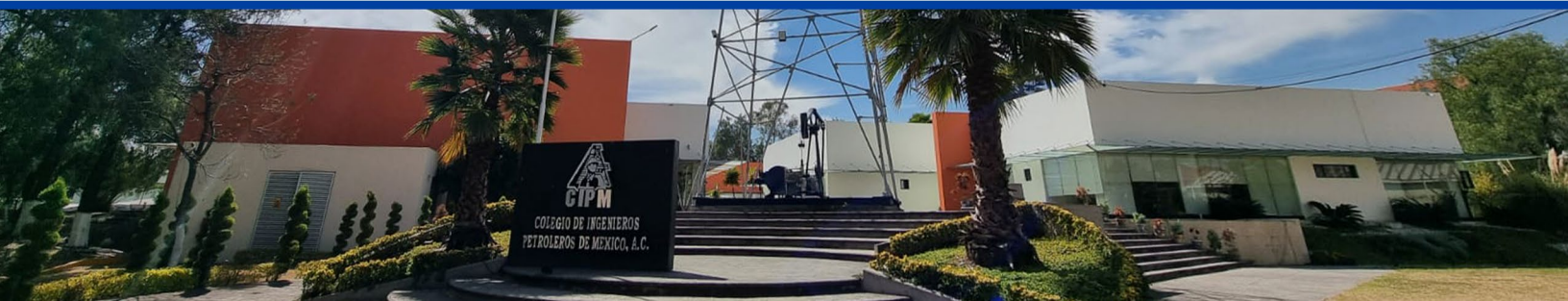
M. en I. Luis Manuel Perera Pérez
Progreso y Fortalecimiento de la Ingeniería Petrolera



Ing. Rafael Pérez Herrera
Desarrollo Profesional de sus Colegiados



Dr. Néstor Martínez Romero
Vinculación con Entidades del Sector Energético



OBJETIVO ESTRATÉGICO 1 PROGRESO Y FORTALECIMIENTO DE LA INGENIERÍA PETROLERA

Titular: M. en I. Luis Manuel Perera Pérez

No. Comité

C1 Promoción e integración gremial Responsable: Luis Manuel Perera Pérez

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

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

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

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

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

OBJETIVO ESTRATÉGICO 2 DESARROLLO PROFESIONAL DE SUS COLEGIADOS

Titular: Ing. Rafael Pérez Herrera

No. Comité

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

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

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

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

C6 Eventos y foros técnicos Dr. José Ramón Mayorquín Ruíz

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

OBJETIVO ESTRATÉGICO 3 VINCULACIÓN CON ENTIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO

Titular: Dr. Néstor Martínez Romero

No. Comité

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

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

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

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

OBJETIVO TRANSVERSALES

No. Comité

C9 Relaciones públicas Responsable: Dr. Néstor Martínez Romero

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

Consejo Directivo Nacional
2024 - 2026



Ingeniería por México



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.

1° de julio

Día del Ingeniero Felicidades

*¡A quienes con dedicación, innovación
y pasión mueven el mundo!*

CONTENIDO



ENTORNO PETROLERO

Tercera Asamblea Ordinaria	8
Congreso Mexicano del Petróleo 2025	10
Convención Nacional Petrolera 2025	12
Contratos Mixtos.....	14
Taller: Metodología para determinación de complejidad de pozos.....	15
Pemex y UNAM firman convenio para impulsar el desarrollo científico y energético.....	16



MEMORIAS PETROLERAS

Sistemas submarinos para intervención a pozos. <i>Autor: Ing. Lorena Acevedo Tonche</i>	18
Efectividad de aplicación de las Mejores Prácticas para fomentar la Mejora Continua hacia la Excelencia Operativa en las intervenciones a pozos. <i>Autor: Ing. Francisco Espitia Hernández</i>	26
Planeación, buenas prácticas y seguimiento, factores clave del éxito de perforación horizontal en Región Norte. <i>Autor: Ing. José Alejandro Jiménez Tapia</i>	29
Estudio de factibilidad de generación eléctrica con turbinas eólicas sobre plataformas petroleras marinas en desuso. <i>Autor: Dr. José Eugenio Iturriaga Flores</i>	33
Criterios fundamentales para el diseño de tuberías de revestimiento corridas en campos ultra profundos HPHT. <i>Autor: Ing. Jesús Santos Hernández</i>	36



HITOS HISTÓRICOS

Rompiendo records en el fútbol, los estadios con mayor capacidad del mundo	44
Ruedas de la fortuna más grandes del siglo XXI	45
Pioneros del béisbol mexicano	46
Los primeros restaurantes en recibir tres estrellas Michelin.....	47



¿SABÍAS QUÉ?

El sonido más mortal registrado de la historia	48
Determinación de exponente de cementación m variable en carbonatos. <i>Autor: Ing. José Rodolfo Armenta de la Cruz</i>	50



ANECDOTARIO

Entrevista a la Ing. Blanca Estela González Valtierra	52
---	----



RINCÓN DE LECTURA

Poeta chileno, una declaración de amor a la poesía.....	56
---	----



Tercera Asamblea Ordinaria

Consejo Directivo Nacional Bienio 2024-2026



A las 19:00 horas del día 25 de abril de 2025, se reunieron de forma virtual y en forma presencial en la sala del hotel Fiesta Inn y Loft de Ciudad del Carmen, Campeche, los asociados que conforman el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., para celebrar la Tercera Asamblea Nacional Ordinaria de la Directiva Nacional 2024-2026.

Para el escrutinio y verificación del quorum, tanto en forma presencial como en plataforma virtual, fue designado el Ing. José de Jesús Cruz Aguilar. El escrutador dio cuenta de 27 asistentes registrados de manera virtual y 46 en forma presencial, con lo que el M. en I. Eduardo Poblano Romero, en su carácter de Presidente Nacional de esta Asamblea, declaró legalmente instalada la Tercera Asamblea Nacional Ordinaria de la Directiva Nacional 2024-2026 del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., procediendo a dar lectura a la orden del día, la cual fue aprobada por unanimidad de los asistentes.

El M. en I. Rafael Guerrero Altamirano, en su carácter de Primer Secretario Propietario del Consejo Directivo Nacional dio lectura al Acta de la Asamblea anterior celebrada el día 31 de enero de 2025.

Posterior a su lectura, el Sr. Presidente solicitó a la Asamblea la aprobación de esta, siendo aprobada por todos los asistentes.

En el desarrollo de la Asamblea se mencionó que el pasado 12 de marzo el CIPM organizó y celebró con gran éxito el Segundo Foro de Expertos "Producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales", el cual se ha convertido en un hecho sin precedentes de la industria energética nacional.

Adicionalmente, se hizo del conocimiento de los asistentes que el Consejo Directivo Nacional 2024-2026 dio cumplimiento puntual a sus compromisos institucionales, destacando la organización del Congreso Mexicano del Petróleo 2025.

Continuando con el programa, se presentó el informe financiero a cargo del Mtro. León Daniel Mena Velázquez en su carácter de Tesorero.

Posteriormente, cada representante de comisión detalló los avances de sus actividades de la siguiente manera:



Comité	Comisión	Representante
C1	Promoción e integración gremial	M. en I. Yuliana Ivette Torres García
C2	Investigación científica e innovación tecnológica	Dr. Carlos Alberto Avendaño Salazar
C3	Peritos y testigo social	M. en I. Benito Ortíz Sánchez
C4	Estudiantes	M. en I. Francisco Castellanos Páez
C5	Formación, desarrollo y certificación profesional	Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso
C6	Eventos y foros técnicos	Ing. Luis Enrique Gorian Santos
C7	Proyectos y vinculación	M. en I. Rafael Guerrero Altamirano
C8	Energía y sostenibilidad	M. en I. Ulises Neri Flores
C9	Relaciones públicas	Dr. Carlos Pérez Téllez
C10	Actualización y revisión de documentos rectores	Dr. Carlos Pérez Téllez

Acto seguido, el Ing. Rafael Pérez Herrera condujo la toma de protesta de los nuevos Colegiados de la Sección de Ciudad del Carmen:

- Marie José Carrillo Díaz
- Cecilia De la Cruz García
- Jazmín Araceli Medina Gutiérrez
- Viridiana Salazar Méndez
- Juan Alfredo Sordo Castillo
- Juan Terrazas Medina
- Erick Higareda Salazar
- Jeny Tinajero Triana

En el desenlace la Asamblea, se dio apertura a los asuntos varios guiados por el M. en I. Rafael Guerrero Altamirano. Se presentó la conferencia titulada "Retos de nuestra industria y posibles ideas habilitadoras", a cargo del Dr. José Luis Bashbush Bauza.

Para finalizar, el Sr. Presidente concluyó exitosamente a las 22:05 horas la Tercera Asamblea Ordinaria, invitando a los agremiados a continuar participando en los próximos eventos programados por el Consejo Directivo Nacional 2024-2026.

Congreso Mexicano del Petróleo 2025

Eficiencia, innovación y sostenibilidad: Retos y soluciones del sector petrolero

Después de una agenda ajustada de actividades, por las circunstancias adversas ocasionadas por el huracán Erick, el pasado 20 de junio se inauguró la Edición XIX del Congreso Mexicano del Petróleo 2025 en el Fórum Mundo Imperial de Acapulco.

En la ceremonia de inauguración del CMP 2025, el Mtro. Edmundo Herrero Coronado, Presidente Ejecutivo del Congreso Mexicano del Petróleo y Presidente de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM), refrendó el compromiso del gremio petrolero con el desarrollo sostenible y eficiente del sector energético de México.

Resaltó la resiliencia del Comité Organizador para celebrar la Edición XIX del CMP, después de enfrentar las condiciones más adversas que pudieron haber previsto.

“En este entorno, mostramos la capacidad de resiliencia de los profesionales de esta industria, siempre nos lleva a

superar cualquier situación”, destacó. Agregó que primero y, ante todo, está la seguridad de los congresistas, lo que marcó la pauta para ajustar el programa de actividades.

“Una vez sorteado lo anterior, nos aprestamos para definir un nuevo programa en un espacio reducido de tiempo. El Comité Organizador, con un trabajo arduo y creativo, pudo lograrlo. Reconozco que los representantes de las empresas aquí presentes mantuvieron un compromiso inquebrantable para apoyar el evento. Y todos los participantes, que, con su paciencia y fortaleza, están aquí presentes para demostrar, que todos de manera unida representamos el sector petrolero en México y resolvemos cualquier reto al que enfrentamos”.

Por su parte, el Presidente del Congreso Mexicano del Petróleo, Dr. Néstor Martínez Romero, agradeció a todos los congresistas su asistencia y su compromiso para la realización del Congreso.





“En particular, quiero reconocer el liderazgo y dedicación del Mtro. Edmundo Herrero Coronado, cuya entrega durante estos meses ha sido fundamental para llegar hasta aquí con éxito”, destacó.

Agregó que este CMP es mucho más que una agenda técnica, “Es un espacio de reflexión colectiva sobre el rumbo de nuestra industria y sobre el papel estratégico que el petróleo sigue desempeñando en el desarrollo económico y tecnológico de nuestro país. Este año fue lema eficiencia, innovación y sostenibilidad”.

Se extendió: “Nos hemos puesto a mirar hacia el futuro, un futuro que exige transitar hacia mejores prácticas, procesos más limpios y tecnologías más inteligentes. Pero sin perder de vista el conocimiento profundo del subsuelo que debe



seguir siendo esencial para una transición energética ordenada, justa y con visión soberana”.

Finalmente, el Dr. Nestor Martínez Romero comentó que espera este CMP sea un punto de inflexión para el futuro energético de México.

“Espero que este Congreso nos recuerde que tenemos el talento, la capacidad y la responsabilidad de construir el futuro energético de México. Porque mientras haya hidrocarburos en el subsuelo, habrá una comunidad de ingenieros lista para transformarla con excelencia para el bienestar de todos los mexicanos y mexicanas”, validó.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx

Convención Nacional Petrolera 2025

El pasado el 10 de abril de 2025 en el hotel Camino Real Polanco de la Ciudad México se celebró la novena edición de la emblemática Convención Nacional Petrolera y el Décimo Aniversario de la AMEXHI.

La Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI) reafirmó su compromiso con el desarrollo energético de México e hizo un llamado a todos los actores del sector a trabajar de manera proactiva y constructiva para consolidar a la industria como un pilar fundamental de la economía nacional.

Durante la inauguración, Alberto de la Fuente, Presidente de AMEXHI, destacó algunos de los logros de los últimos diez años en los que la asociación se ha consolidado como un interlocutor clave y un motor de importantes avances en el sector. Dentro de los hitos destacados mencionó:

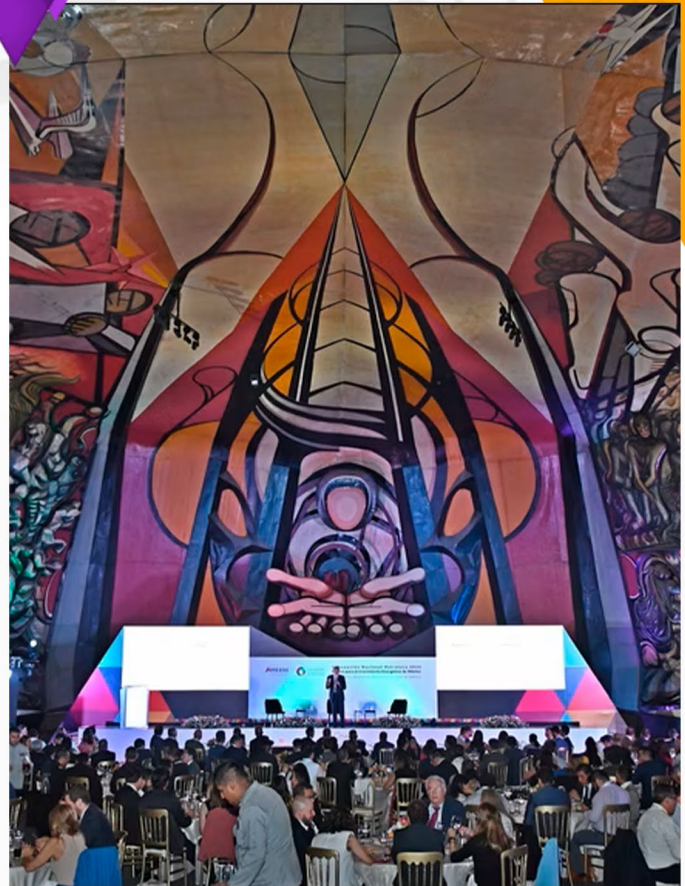
- 21 descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos anunciados hasta 2025, los cuales, en conjunto, tienen recursos estimados en más de 2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- El aumento de 6 veces en las reservas derivadas de los contratos y 99 pozos perforados y terminados en esta década.

- Inversiones ejercidas por 39 mil 410 millones de dólares hasta marzo de 2025.
- Producción de 88 mil barriles diarios de petróleo y 147 millones de pies cúbicos de gas natural en 2025.

La Asociación enfatizó la necesidad de mantener e incluso intensificar el ritmo de trabajo y la proactividad. Para asegurar la continuidad del crecimiento y la contribución del sector energético al desarrollo del País.

“Los últimos diez años han sido una etapa de logros significativos, pero que nadie se equivoque. Los próximos diez años nos demandan la misma, si no mayor, proactividad y contundencia. No podemos permitirnos bajar el ritmo, ni mucho menos flaquear en nuestros intentos por hacer de esta industria el motor potente y constante que la economía de México necesita. El éxito pasado es un trampolín, no un sillón donde sentarse a descansar”, señaló Alberto de la Fuente.

Posteriormente, agregó que para que el potencial energético de México se aproveche, se necesitan encontrar los incentivos correctos y contar con reglas claras. “Un marco regulatorio estable, predecible y competitivo es fundamental para atraer y mantener la inversión. Para impulsar la innovación tecnológica y para garantizar la sostenibilidad de nuestras operaciones y los beneficios que esta aporta tanto a la hacienda nacional como a las comunidades en las que operamos”, recalcó.



En un mensaje enviado por la Secretaria de Energía, Luz Elena González, felicitó a la Asociación por el evento y su aniversario. Señaló que “vamos a construir juntos un sector energético sólido y fuerte para nuestro país”.

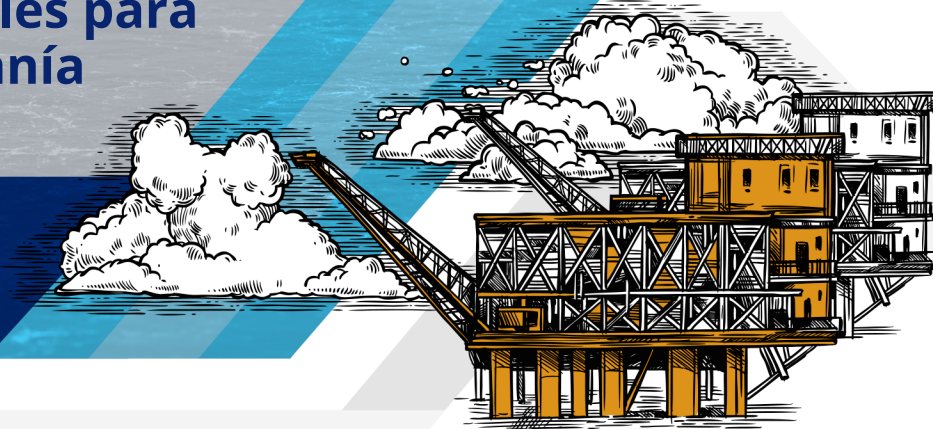
Posteriormente, en su participación en la ceremonia de inauguración el Subsecretario de Hidrocarburos, Juan José Vidal Amaro, celebró que la CNP se construya como un espacio de intercambio de ideas, construcción de acuerdos y colaboración permanente.

“Desde el sector energético asumimos la responsabilidad de garantizar las condiciones que hagan posible alcanzar estos objetivos. Nuestro compromiso es acompañar este esfuerzo. Permitiendo el desarrollo de una infraestructura energética confiable, robusta y suficiente que permita un desarrollo equilibrado e incluyente. Mirando hacia adentro, aprovechando nuestras capacidades locales y fortaleciendo tanto la demanda como la oferta dentro de nuestras propias fronteras”, dijo el Subsecretario de Hidrocarburos.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx

Contratos Mixtos

Esquemas funcionales para fortalecer la Soberanía Energética



En el marco del Congreso Mexicano del Petróleo, se llevó a cabo la Comida - Conferencia titulada “Retos y Oportunidades en la Aplicación de las Leyes Secundarias de la Reforma Constitucional”.

Este encuentro reunió a representantes de cuatro de las empresas más influyentes del sector petrolero y gasífero en México: SLB, Eni, Hokchi Energy y Halliburton.

La sesión sirvió como una plataforma de análisis, diálogo y prospectiva sobre los desafíos que enfrenta la industria energética ante los cambios normativos derivados de la Reforma Constitucional. Así como sobre las áreas donde aún existen oportunidades estratégicas de crecimiento e innovación como los contratos mixtos.

El evento fue encabezado por el Mtro. Edmundo Herrero Coronado, Presidente Ejecutivo del Congreso Mexicano del Petróleo y moderado por Andrés Brüggmann de SI Intelligence. El panel estuvo integrado por Giorgio Guidi, Director General de Eni; William Antonio, Director General de SLB de México; Vinicio Suro Pérez, Hokchi Energy y Valentin Simbron, Director de Negocios de Halliburton de México. Desde el inicio, el diálogo abierto y prospectivo se desarrolló entre los participantes, quienes coincidieron en señalar la importancia de la asociación de Pemex con particulares, mediante contratos de desarrollo mixto, compartiendo inversiones, costos y riesgos, en un marco

que busca combinar la soberanía energética y la atracción de inversiones.

Leyes Secundarias

En sus intervenciones, los ponentes coincidieron en señalar que la implementación efectiva de las leyes secundarias es fundamental para traducir la Reforma Constitucional en resultados tangibles para la industria, el Estado y la sociedad.

Uno de los temas centrales abordados durante la conferencia fue la necesidad de consolidar un marco regulatorio claro y coherente que permita atraer inversión de largo plazo, impulsar la competitividad y facilitar la integración de nuevos esquemas de contratos.

En un momento en que el sector energético enfrenta presiones geopolíticas, transición energética y demanda creciente de transparencia, encuentros como este son esenciales para reflexionar sobre el rumbo del país y fortalecer la colaboración entre todos los actores del ecosistema energético. Con esa conferencia, el Congreso Mexicano del Petróleo se consolida, una vez más, como el espacio propicio para impulsar una visión estratégica del futuro energético de México.

Fuente: www.energyandcommerce.com.mx

Taller

Metodología para determinación de complejidad de pozos



Presentado por

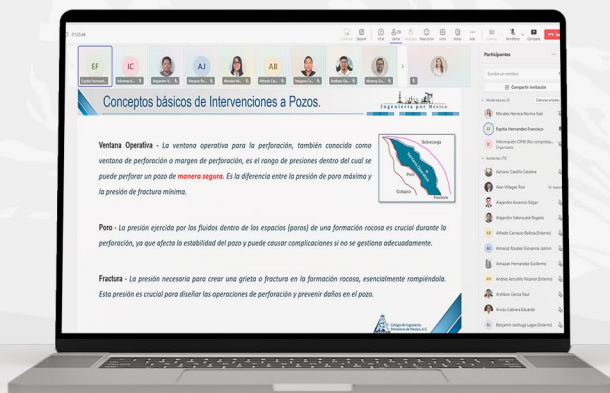
Ing. Francisco Espitia Hernández

Con la finalidad de contribuir al fortalecimiento de las competencias técnicas de los colegiados, del 26 al 29 de mayo de 2025 y de manera virtual, se llevó a cabo el segundo taller técnico titulado “Metodología para determinación de complejidad de pozos”, impartido por el Ing. Francisco Espitia Hernández.

El taller contó con la participación activa de cerca de 50 profesionistas y estudiantes del gremio. Durante

su desarrollo, se tocaron temas relacionados con intervenciones, complejidad de pozos y rentabilidad.

Este evento forma parte de una serie de cursos programados a realizarse, como parte de las actividades del Comité de “Formación, desarrollo y certificación profesional” del Consejo Directivo Nacional, Bienio 2024-2026.





Pemex y UNAM firman convenio para impulsar el desarrollo científico y energético

Petróleos Mexicanos y la Universidad Nacional Autónoma de México firmaron un Convenio General de Colaboración con el objetivo de fortalecer la investigación científica, la formación de talento y la innovación tecnológica al servicio del país.

Esta alianza representa mucho más que la formalización de un acuerdo: es el encuentro de dos pilares fundamentales del Estado mexicano, comprometidos con un mismo propósito: el desarrollo, el bienestar y la soberanía de la Nación.

El Dr. Víctor Rodríguez Padilla, Director General de Pemex, subrayó que este acuerdo es una manifestación concreta de lo que ocurre cuando “ciencia y energía; pensamiento y acción” convergen en un mismo objetivo: poner todo el conocimiento, toda la experiencia y toda la fuerza del Estado al servicio del pueblo de México.

“En Petróleos Mexicanos creemos en la ciencia. Creemos en la educación pública. Y creemos, con firmeza, en la cooperación como un eje transformador de la vida nacional”, afirmó Rodríguez Padilla. Asimismo, expresó que esta alianza con la UNAM reafirma una convicción profunda y compartida: “México se construye con ciencia, con educación y con trabajo colectivo”.

El convenio abre nuevas rutas para fortalecer la investigación científica y tecnológica, formar talento joven, promover la innovación y crear soluciones a los retos estratégicos del sector energético. Sus beneficios alcanzarán a miles de estudiantes, investigadoras e investigadores, así como a trabajadoras y trabajadores que encontrarán en esta colaboración nuevas oportunidades para crecer y servir a la Nación.

Por su parte el Dr. Leonardo Lomelí Vanegas, rector de la UNAM, expresó que el convenio brinda a la UNAM la oportunidad de participar activamente en la nueva etapa de Pemex, impulsando iniciativas para fortalecer esta empresa estratégica.

Además, destacó que el acuerdo facilitará proyectos conjuntos en investigación aplicada, desarrollo tecnológico, la especialización de recursos humanos y la vinculación científica, para fortalecer las capacidades técnicas de Pemex e integrar a las y los estudiantes, académicas y académicos en actividades productivas con impacto positivo para México.

Ambas instituciones coincidieron en que este convenio será ejemplo de lo que México puede lograr cuando universidad y empresa pública se unen en un proyecto común: construir soberanía desde el conocimiento.

Fuente: www.pemex.com



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

¡Súmate al CIPM!



Contactos por Sección:

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



Sistemas submarinos para intervención a pozos

Autor: Ing. Lorena Acevedo Tonche

Resumen

Este trabajo integra información relevante y actual de diversas fuentes legítimas de información en el campo de la intervención en AP y AUP, con el fin de presentar las tecnologías y sistemas submarinos que permiten intervenir los pozos, sus fundamentos técnicos y operativos, capacidades y limitaciones actuales, para hacer frente a las distintas problemáticas que comprometen la integridad de los pozos y/o afectan la producción de aceite y gas a lo largo del ciclo de vida de los campos submarinos.

Introducción

La intervención en un pozo submarino se define como cualquier operación o actividad en la que se realiza una conexión física a un pozo ya terminado, de manera segura (controlándolo), con uno o más de los siguientes objetivos: 1) garantizar su integridad; 2) modificar sus condiciones por presentar una disminución de la producción debido a problemas de aseguramiento de flujo, cambios en las características del yacimiento, producción de arena y/o fallas mecánicas; 3) taponarlo definitivamente y abandonarlo.

Los métodos o técnicas de intervención son los medios utilizados para conectarse físicamente al pozo y controlarlo, y se clasifican en ligera, mediana y pesada. Por otro lado, las operaciones de intervención son las actividades realizadas durante la reentrada al pozo y varían de un pozo a otro en función de sus necesidades y estado. De acuerdo con Dick (2005), incluyen una amplia gama de operaciones, desde el cambio de aparejo de producción hasta simples reconfiguraciones mecánicas que pueden hacerse con línea de acero.

La intervención a pozos submarinos requiere de una embarcación flotante, un sistema submarino de intervención, para acceder y controlar el pozo, y herramientas de fondo de pozo para llevar a cabo las operaciones.

Subsea Wellhead System o Sistema de Cabezal Submarino

En operaciones de intervención, las funciones principales del

sistema de cabezal submarino incluyen: a) guiar la entrada de equipos y herramientas al pozo; b) interconectarse con el SSXT y el SSBOP, soportarlos y sellarlos; c) mantener la integridad del pozo y d) aceptar y transferir todas las cargas impuestas por las operaciones.

La selección del sistema debe hacerse de tal forma que no limite la elección de embarcaciones disponibles para llevar a cabo las operaciones de terminación y de intervención a lo largo del ciclo de vida del pozo.

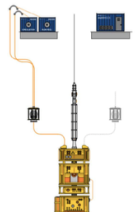
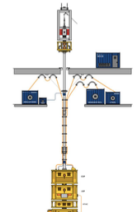
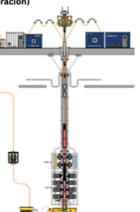
Método/ Técnica de Intervención	Intervención Ligera	Intervención Mediana	Intervención Pesada
Embarcación	CAT A Embarcación menor con una superficie de cubierta libre de hasta 930 m ² que puede realizar servicios con cable/línea de acero utilizando un SIL. 	CAT B Equipo semi-sumergible o embarcación mediana a grande con una superficie de cubierta de hasta 2,800 m ² que incluye un IRS para llevar a cabo los servicios. 	CAT C Una MODU semi-sumergible o monocasco equipado con equipos submarinos de perforación para ejecutar reparaciones mayores que implican recuperar tubería o perforar 
Sistema	Riserless Light Well Intervention System o RLWI (Sistema de Intervención Ligera sin Riser) 	Open Water Intervention Riser System u OWIRS (Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas) 	Through Blow Out Preventor Intervention Riser System o TBIRS (Sistema de Intervención a través de SSBOP / Riser Marino de Perforación) 
Operaciones	- Registros de producción - Re-disparos - Cambio de intervalo - Colocación / remoción de tapones mecánicos - Cancelación de válvula de tormenta - Recuperación de mandriles de BN - Limpieza mecánica de arenas, parafinas e incrustaciones	- Ligera + Intervenciones a líneas de descarga de pozos - Comisionamiento y arranque de pozos - P&A - Cementaciones forzadas, acidificaciones y fracturamiento - Limpieza de parafinas e incrustaciones - Control de aguas en intervalos productores - Reparación de fugas en TR	- Mediana + Cambios de aparejo - Profundizaciones - Side Track - Cambio de SSXT - Control de arena - Implementación de SAP

Tabla 1. Capacidad operativa de los sistemas submarinos para intervención a pozos. Fuente: Helix; Bay (2019); Ucha (2022).

Subsea X-Mas Tree o SSXT (Sistema de Árbol Submarino)

La función del SSXT es controlar y gestionar la presión y el flujo, además de permitir cualquier intervención necesaria a lo largo del ciclo de vida del pozo.

En el desarrollo de campos submarinos se utilizan diferentes tipos de SSXT. La configuración puede variar en función de la ubicación del pozo, los requisitos de control de flujo, presión, temperatura y otros parámetros específicos. Los SSXT se dividen en dos categorías: VXT y HXT.

En el proceso de diseño y selección del SSXT, es fundamental considerar los siguientes aspectos relacionados con la intervención, ya que cada uno implica enfoques específicos al momento de llevar a cabo las operaciones.

- Nido de la bola colgadora: Mientras que en un HXT se encuentra en el mismo cuerpo del árbol, en un sistema VXT, el nido se encuentra en el interior del cabezal submarino.

- Recuperación de tapones internos: En un HXT, al no haber válvulas en la sección vertical, se necesitan barreras mecánicas (tapones) que proporcionen el aislamiento necesario.
- Disposición de las válvulas en el cuerpo del SSXT: En intervenciones con HXT, la integridad del pozo depende totalmente del sistema submarino de intervención.

Intervention and Workover Control System o IWOCS (Sistema de Control de Intervención y Reparación)

Un IWOCS proporciona los medios para controlar y monitorear de forma remota todas las funciones del sistema submarino de intervención, el SSXT y el equipo de fondo de pozo, con el fin de ejecutar las operaciones de manera segura y eficiente.

Debido al TA y los tiempos de respuesta resultantes para llevar a cabo la secuencia de ESD en AP y AUP, generalmente la configuración del IWOCS es E-H MUX.

Para lograr el control del sistema de intervención, el IWOCS incluye subsistemas superficiales y submarinos.

Master Control Station o MCS (Estación de Control Maestro)

Proporciona la interfaz entre el operador y el equipo submarino. Interconecta los equipos superficiales a través de una red de control y supervisión y entre sus funciones se encuentran el control de los sistemas submarinos, la ejecución de la secuencia de ESD y la adquisición de datos.

Hydraulic Power Unit o HPU (Unidad de Potencia Hidráulica)

Proporciona un suministro estable y limpio de fluido hidráulico a las válvulas submarinas operadas remotamente.

Electrical Power Unit o EPU (Unidad de Potencia Eléctrica)

Suministra corriente dual, aislada y monofásica a los sistemas submarinos, a la MCS y a la HPU.

Chemical Injection Unit o CIU (Unidad de Inyección Química)

Utilizada para la inyección de productos químicos durante las operaciones de intervención.

Uninterruptible Power Supply o UPS (Unidades de Suministro Ininterrumpido)

Mantienen el suministro eléctrico (en caso de falla eléctrica) de todo el IWOCS en una configuración redundante.

Topside Umbilical Termination Unit o TUTU (Unidad Superficial de Terminación Umbilical)

Constituye el enlace principal entre la HPU y el equipo

submarino. La TUTU proporciona la interfaz entre la HPU y la CIU con el umbilical de control. Incluye una caja de conexiones eléctricas y ópticas para la interconexión con el cable eléctrico y con los filamentos de fibra óptica, respectivamente.

Sistema de Despliegue del Umbilical de Control

Emplea carretes de umbilical de control, roller sheaves o poleas de rodillos, IWOCS LARS y grapas.

Umbilical de Control

Es la línea de control entre la superficie y el fondo marino. Consta de conductos de fluido, cables eléctricos y de fibra óptica. Su función principal es llevar los siguientes servicios al fondo marino: 1) inyección química para aseguramiento de flujo; 2) señales eléctricas para el control y supervisión de válvulas; 3) presión hidráulica para accionamiento de válvulas y 4) fibra óptica para adquisición de datos y monitoreo.

Subsea Umbilical Termination Assembly o SUTA (Unidad Submarina de Terminación Umbilical) / Umbilical Termination Head o UTH (Cabeza de Terminación del Umbilical)

La SUTA proporciona la terminación de los conductos del umbilical de control y distribuye los servicios eléctricos, hidráulicos, químicos y ópticos al SSXT y sistemas submarinos de intervención a través de HFL's, y EFL's.

La UTH elimina la necesidad de SUTAs, HFL's y EFL's. Conecta el (los) umbilical(es) directamente a los equipos submarinos.

Subsea Control Module o SCM (Módulo de Control Submarino)

Por lo general se monta directamente en el equipo que se va a controlar, sobre una base con conexiones que corresponden a acopladores eléctricos para energía y señales, así como acopladores hidráulicos para suministros de baja y alta presión. El SCM es la interfaz entre las líneas de control y el equipo submarino que se va a supervisar y controlar. El SCM interconecta elementos críticos de seguridad en el IWOCS, permitiendo procesar información clave para detectar, prevenir o mitigar situaciones de emergencia.

El SEM en el interior del SCM acondiciona la energía eléctrica y procesa las señales de comunicación que recibe de superficie a través del umbilical, transmite el estado y distribuye la energía a las válvulas piloto accionadas por solenoide, transductores de presión y transductores de temperatura para controlar las válvulas de los sistemas submarinos, y garantiza que la medición, el procesamiento y la transmisión de datos sean eficaces y confiables. El SEM se alimenta con corriente alterna directamente de la EPU.

Las válvulas piloto accionadas por solenoide de bajo gasto se utilizan normalmente para accionar válvulas piloto de control de alto gasto. Estas válvulas de control transmiten energía hidráulica a los actuadores de las válvulas.

Remote Operated Vehicle(s) o ROV (Vehículo(s) Operado(s) Vía Remota)

Los ROV son esenciales para llevar a cabo tareas submarinas en entornos donde no es posible el empleo de buzos, especialmente en condiciones adversas tanto en la superficie como en el fondo marino. Factores como el viento, el oleaje y las corrientes marinas presentan numerosos retos al diseño e instalación de equipos y sistemas en el pozo, en superficie y bajo el mar. De lo anterior es que los ROV se han consolidado como herramientas fundamentales para garantizar la seguridad y la integridad de las operaciones en AP y AUP.

Son controlados a distancia por un humano desde una unidad de control en cubierta. Su despliegue y recuperación se realiza mediante un LARS mientras que su conexión en todo momento con la superficie se mantiene a través de un umbilical específico o un TMS, que les suministra energía y permite la comunicación con el operador. Están equipados con dos manipuladores robóticos y capacidad de carga variable que les permite transportar una amplia variedad de sensores y herramientas para realizar una amplia gama de tareas durante el desarrollo de campos submarinos.

Riserless Light Well Intervention System o RLWI (Sistema de Intervención Ligera sin Riser)

Cuando una intervención se realiza con un SIL en lugar de un riser marino, el método de intervención se denomina intervención ligera sin riser. El sistema RLWI permite la intervención en el pozo sin conexiones rígidas entre la embarcación y el fondo marino, ni circulación de fluidos desde el pozo hacia la superficie. Incluye una sección lubricadora que se utiliza para introducir las herramientas en el pozo mediante un complejo sistema de sellado y circulación.

El sistema RLWI se compone de los siguientes módulos, en orden de instalación:

Lower Circulation Module o LCM (Módulo Inferior de Circulación)

Permite la circulación por debajo del WCP y hacia el pozo. Puede utilizarse para estimulación ácida, tratamientos de inhibición y limpieza de incrustaciones u otros tratamientos.

Well Control Package o WCP (Paquete Submarino de Control de Pozos)

Es un sistema de válvulas y arietes que constituye la principal barrera de seguridad entre el pozo y el entorno durante las operaciones de intervención ligera. Está diseñado para cortar la sarta de herramientas y sellar el pozo en caso de pérdida de control o si la embarcación pierde la posición. Además, permite la circulación de fluidos sin necesidad de llevar hidrocarburos a la embarcación; proporciona el sistema hidráulico redundante de circuito cerrado para control del Stack y proporciona comunicación con las funciones del SSXT.

El WCP lleva a cabo sus funciones al incluir SCM's, módulo de medidores de flujo, UPIV, LPIV, depósito hidráulico de 500 litros de capacidad y acumuladores, HPU's submarinas y mecanismos de cierre. La configuración exacta de los mecanismos de cierre varía en función del tamaño y diseño del sistema, pero como mínimo el WCP contendrá tres métodos independientes de cierre de pozo, según Crumpton (2018): 1) válvula de compuerta, con capacidad de cortar cable; 2) ariete ciego para línea de acero y 3) ariete ciego de corte, capaz de cortar todo tipo de cable metálico.

Lower Lubrication Package o LLP (Paquete Submarino Inferior del Lubricador)

Distribuye energía y comunicación al ULP, el SSXT SCM y el WCP. Aloja los equipos que permiten el control del Stack: SCM's, HPU submarinas, depósitos hidráulicos, acumuladores y dominio de control del proceso.

Provee la interfaz para el umbilical de control, y las líneas de matar y circular (éstas últimas se utilizan dependiendo el tipo de operación y las condiciones específicas del lugar). Las funciones del stack y del SSXT se controlan directamente desde la embarcación a través de un umbilical totalmente eléctrico/fibra óptica que conecta los equipos superficiales del IWOCS al LLP a través de una UTH. Dado que no hay riser que se extienda hasta la superficie, sólo se necesita una función de EQD en el umbilical de control.

Lubricador

Se instala en la parte superior del LLP mediante una junta de seguridad, la cual protege el equipo inferior de esfuerzos de flexión excesivos resultado de la pérdida de posición de la embarcación.

El lubricador contiene depósitos de grasa y bombas submarinas de inyección de alta presión para proporcionar el sistema de grasa al PCH.

Junto con el LLP y el ULP, actúa como almacén para las herramientas de intervención. Esto es necesario para presurizar la herramienta a la presión de boca de pozo para poder introducirla.

Upper Lubrication Package o ULP (Paquete Submarino Superior del Lubricador)

De acuerdo con May (2017), los principales componentes del ULP incluyen: perfil de conexión para el PCH; cuatro depósitos de grasa con capacidad de 200 l cada uno; dos bombas de grasa que funcionan a una presión de 10,000 psi para suministro al PCH y aseguramiento del tiempo de respuesta necesario a las condiciones rápidamente variables; una Cutting Ball Valve o CBV (Válvula Esférica de Corte) situada en el extremo superior, que actúa como válvula de trabajo para permitir pruebas de hermeticidad y purga del sistema sin necesidad de instalar el PCH. La CBV también puede utilizarse como mecanismo adicional para cortar el cable en caso de emergencia.

Pressure Control Head o PCH (Cabezal Submarino de Control de Presión)

Corresponde a la sección superior del stack y se instala o recupera junto con el cable para cada corrida. Es el encargado del control del pozo durante las operaciones de intervención. Proporciona un sello de presión dinámico entre el pozo y la presión externa a través de la inyección de grasa durante las operaciones con cable, y un sello estático alrededor del cable con la activación del USB, ubicado por encima de los tubos de flujo (responsables de proporcionar el sello de grasa alrededor del cable metálico en movimiento).

En presencia de gas, se pueden activar los DSB para sellar alrededor del cable estático. Estos dispositivos están ubicados por debajo de los tubos de flujo.

El PCH, permite además inyectar MEG para prevenir la formación de hidratos, actuar como salida primaria de los fluidos del pozo durante la purga del sistema y evitar la caída de sargas de herramientas al pozo (tool catcher).

En la actualidad, la mayoría de los sistemas RLWI disponibles en el mercado pueden correr herramientas de línea de acero y cable, lo que limita considerablemente el alcance de las operaciones.

De acuerdo con Long Ge, Vick, Reed, Ramnarine, Kelley y Boheimer (2023), el sistema RLWI existente, sin modificaciones especiales, no está diseñado para operaciones con TF en aguas abiertas, especialmente en AP. Al eliminar la necesidad de equipos de perforación y risers, las embarcaciones ligeras utilizadas en la RLWI reducen los costos y brindan mayor flexibilidad en los programas operativos. Esto favorece la intervención en pozos submarinos y contribuye al aumento del FR.

Open Water Intervention Riser System u OWIRS (Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas)

Para Bay (2019), el OWIRS consta de un riser de alta presión, de diámetro pequeño (normalmente de hasta 7-3/8" ID) y un paquete submarino de control de pozos.

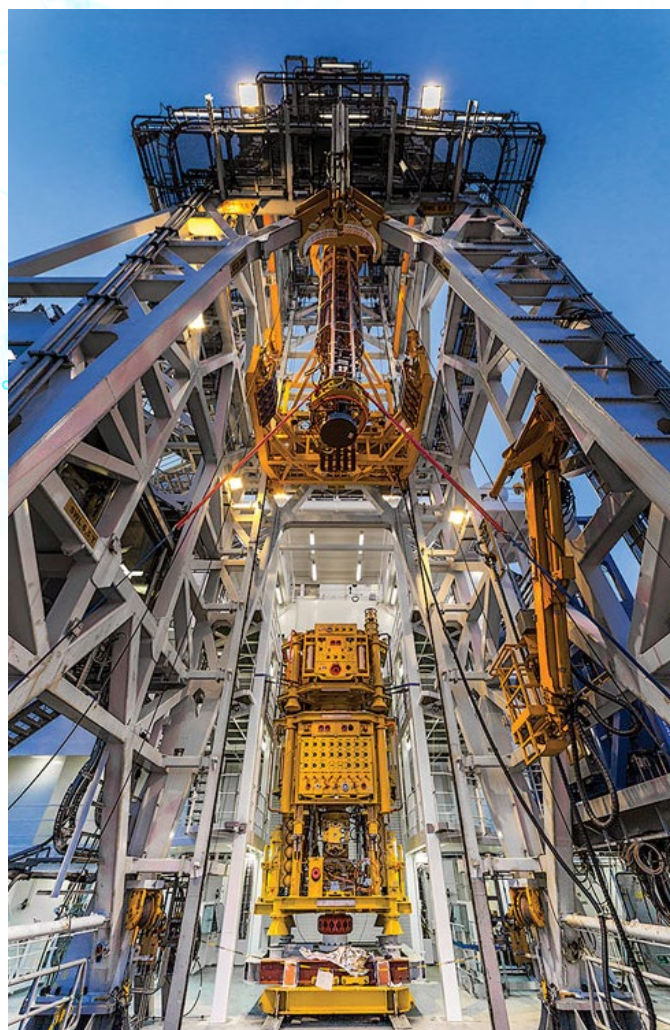


Figura 1. Sistema RLWI Stack 4 de FMC Technip en la de la embarcación Island Performer de Island Offshore. En la parte inferior el WCP y el LLP. En la parte superior la junta de seguridad y el lubricador. Fuente: Technip FMC.

En una configuración de OWIRS, se utiliza en superficie un CCTLF, un dispositivo especializado que permite correr cable/TF de forma segura. El CCTLF se fija al bloque viajero en la parte superior y al STT en la parte inferior mediante gafas y elevadores. El SST proporciona control en superficie durante las operaciones. A este se conectan la línea flexible de flujo y la línea de matar. Una brida giratoria por debajo del STT facilita su montaje al riser C/WO y permite manipular el equipo de fondo de pozo, sin girar el STT.

Completion / Workover Riser o Riser C/WO (Riser de Terminación/ Intervención)

Comprende en orden descendente: a) junta telescópica, es una sección del riser formada por dos tubos concéntricos unidos telescópicamente, que conecta la parte superior del riser con la plataforma y compensa el movimiento de esta; b) estabilizador, se ubica entre la araña y la mesa rotaria, y está diseñado para amortiguar los impactos y distribuir

uniformemente las cargas inducidas por el balanceo de la plataforma, protegiendo tanto a la araña como a las secciones del riser; c) araña, se utiliza para reducir las cargas sobre el riser durante su corrida/recuperación; d) junta de tensionamiento, es una junta especial que proporciona el medio para tensionar el riser C/WO; e) LV, es una válvula de bola ubicada en una junta especial del riser que permite el uso de la sección superior como lubricador durante operaciones con cable/TF. Además, actúa como una barrera de seguridad adicional cerca de la parte superior del riser (aproximadamente a 30 metros por debajo de la mesa rotaria), ya que tiene la capacidad de cortar el cable o la TF en caso de emergencia. Cuando se encuentra en posición cerrada, también cumple la función de tool catcher. La LV se controla desde superficie mediante un umbilical hidráulico específico; f) juntas de riser C/WO; g) conectores del riser y h) junta de seguridad, es una junta especial que conecta el riser C/WO al EDP. Está diseñada con una sección transversal cónica y un mayor espesor en su parte inferior, lo que permite controlar la curvatura y reducir los esfuerzos de flexión. Según Johnston (2003), la junta de seguridad absorbe los esfuerzos de flexión inducidos en el riser por las condiciones meteoceánicas y el movimiento de la embarcación, minimizando así la transferencia de estas cargas al equipo submarino y al cabezal de pozo.

El paquete submarino de control de pozos del OWIRS incluye:

Emergency Disconnect Package o EDP (Paquete de Desconexión de Emergencia)

Está diseñado para desconectarse del pozo en situaciones planeadas y de emergencia, como la pérdida de posición de la embarcación. Su función principal es dejar el pozo en una condición segura para su cierre y desconexión, a la vez que retiene los hidrocarburos contenidos en el riser mediante una RTV.

El EDP incluye SCM y acumuladores submarinos que permiten una respuesta rápida ante situaciones críticas. Tanto el umbilical de control, que es electrohidráulico, como la línea anular se conectan al EDP a través de una placa de conexión, y se sujetan al riser mediante grapas a medida que este se instala.

Lower Riser Package o LRP (Paquete Inferior del Riser)

Corresponde a la barrera de control independiente del pozo inmediatamente por encima del SSXT. Permanece en su posición en caso de una desconexión del riser.

Para garantizar que haya suficientes barreras de seguridad durante toda la intervención, el LRP incluye: 1) LCV, capaz de cortar TF y 2) UCV, capaz de cortar cable/línea de acero. Además de: XOY y circuito de flujo; válvulas anulares; buje y mandril de reentrada con el EDP; SCM y acumuladores submarinos.



Figura 2. Sistema de Riser de Intervención (IRS) de Expro durante una operación de P&A en África. En la parte superior la junta de seguridad conectada al conjunto EDP/LRP, cada uno con su conjunto de acumuladores. De igual forma se observa la terminación de las líneas de control en el EDP. Fuente: Expro.

Through Blow Out Preventor Intervention Riser System o TBIRS (Sistema de Intervención a través de SSBOP / Riser Marino de Perforación)

En un TBIRS, el SSBOP contiene la presión del pozo, para su instalación se necesita un riser marino de perforación de gran diámetro, que además actúa como conducto entre la embarcación y el fondo marino. A través del riser y el SSBOP corre un Landing String convencional que incluye un SSTT que constituye el principal dispositivo de control del pozo y, como tal, muchas de sus funciones son críticas para la seguridad.

Durante intervenciones ligeras y medianas, en superficie se dispone de la misma configuración de CCTLF, STT y brida giratoria para unirse al riser (Ver Sección: Open Water Intervention Riser System u OWIRS (Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas), pág. 3)

Riser Marino de Perforación

Al igual que un riser C/WO, un riser marino de perforación utiliza una junta telescópica, un estabilizador y una araña (ver Sección: Open Water Intervention Riser System u OWIRS – Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas, pág. 3).

Adicionalmente, incluye juntas de riser marino de perforación, conectores de riser y una junta de seguridad. Esta última, ubicada por encima del preventor anular superior en el LMRP, permite cierto grado de movimiento lateral del riser (aproximadamente 5° de la vertical).

Las líneas de matar y estrangular van desde el SSBOP hasta el árbol de estrangulación en cubierta. Estas líneas se fijan externamente al riser hasta llegar a la junta telescópica, donde se conectan a las tuberías rígidas de la plataforma mediante mangueras flexibles, permitiendo así el movimiento de la embarcación.

SSBOP

El riser marino de perforación se conecta al Lower Marine Riser Package o LMRP (Paquete Inferior del Riser Marino de Perforación), el cual constituye la parte superior del SSBOP.

El LMRP está compuesto por un conector hidráulico, un preventor anular, una junta flexible inferior, un adaptador de riser, jumpers para las líneas de estrangular, matar y líneas auxiliares, así como los módulos de control submarino o pods de distribución azul y amarillo (identificados comúnmente por sus colores).

Por debajo del LMRP se encuentra un conector tipo latch, accionado hidráulicamente, que permite desconectar el LMRP del SSBOP.

La mayoría de los SSBOP están equipados con cuatro o más preventores tipo ariete, accionados mediante sistemas hidráulicos de cierre. Su configuración es específica para cada pozo, pero de manera general sus componentes incluyen: a) Pipe rams o arietes de tubería, de diámetro fijo; b) VBR; c) arietes ciegos de corte y arietes de corte de TR.

Los arietes de tubería de diámetro fijo deben ser capaces de soportar el peso de la sarta de herramientas, ya que, en caso de una desconexión del riser, esta puede quedar suspendida de los arietes.

Adicionalmente, la mayoría de los SSBOP cuentan con dos preventores anulares: uno integrado en el cuerpo del SSBOP y otro ubicado en el LMRP.

Según los estándares operativos, el conjunto SSBOP debe ser capaz de cerrarse completamente en 60 s o menos.

Landing String (LS)

Los principales componentes del LS, en orden descendente, son: a) LV, ver sección: Open Water Intervention Riser System u OWIRS (Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas), Completion / Workover Riser o Riser C/WO (Riser de Terminación/ Intervención), pág. 3; b) RTV, en caso de emergencia actúa como una válvula de protección ambiental evitando la liberación de hidrocarburos al medio ambiente.



Figura 3. LMRP/SSBOP. Fuente: Oilgear; Fluid Power Journal (2020).

Se cierra (corta el cable y/o TF y sella) justo antes de desconectar el SSTT, impidiendo que los hidrocarburos vayan directamente al piso de perforación. También descarga la presión entre el SSTT cerrado y la RTV cerrada. Esto evita que el LS se levante cuando se abre el seguro del SSTT; c) Shear Sub Assembly o Ensamble de Corte, cuenta con una sección que puede ser cortada por los arietes del SSBOP en caso de que fallen todas las demás redundancias en el sistema en una situación de emergencia. Se utiliza una herramienta de recuperación tipo latch para la recuperación del LS después de que se haya activado una secuencia de arietes de corte del SSBOP; d) SSTT, proporciona doble barrera independiente de cierre automático en caso de falla del sistema, lo cual facilita el control del pozo en caso de desconexión planeada o de emergencia de la plataforma del pozo, sin necesidad de que se desconecte el SSBOP. La válvula superior del

SSTT es capaz de cortar cable y/o TF. El SSTT cuenta con un mecanismo de conexión de alta resistencia a la tensión, capaz de realizar múltiples operaciones de desconexión/conexión. El mecanismo de conexión también aísla el sistema hidráulico tras la desconexión y facilita la comunicación tras la reconexión. El sistema puede desconectarse del pozo de manera secuencial, desconectando primero el LS por encima del SSTT y desconectando después el LMRP; e) THRTA, está diseñado para garantizar la integración entre el LS y las diversas herramientas de instalación de bola colgadora de distintos proveedores de SSXT.

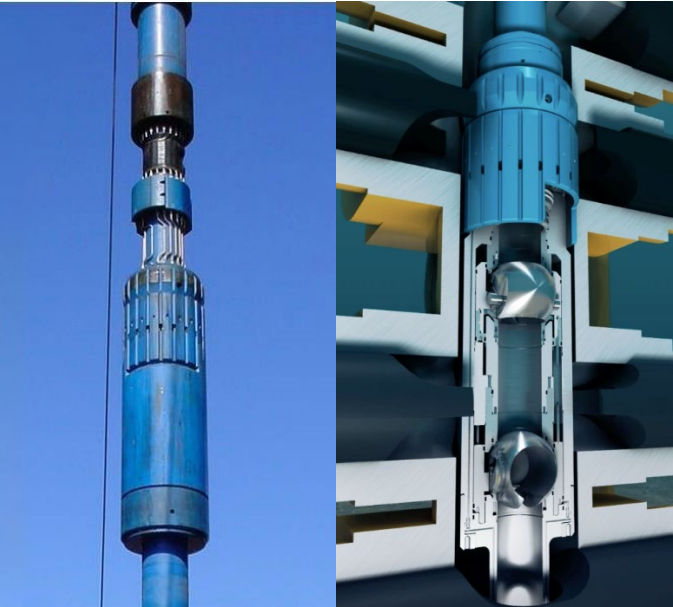


Figura 4. A la izquierda el ensamble de corte, conexión tipo latch del SSTT y TTT de Expro landing string assembly (ELSA). A la derecha un esquema de las válvulas de bola del SSTT, las cuales constituyen la doble barrera independiente de control. La válvula superior se muestra en posición abierta, mientras la inferior se muestra en posición cerrada. Fuente: Expro.

Conclusiones

- Actualmente, se reconocen tres métodos de intervención en pozos submarinos: ligera, mediana y pesada. Cada uno se distingue por la capacidad y complejidad de los sistemas empleados (RLWI, OWIRS y TBIRS), y cuenta con aplicaciones bien definidas.
- Se espera que, con el avance tecnológico, la RLWI amplíe su rango de operación permitiendo realizar un mayor número de intervenciones con menores costos y menor impacto ambiental. Lo anterior contribuiría a reducir la diferencia de recuperación observada en los últimos años entre campos submarinos y aquellos desarrollados con XT seco.
- En términos generales, a mayor capacidad del sistema, mayor será su complejidad, tamaño y peso, lo que implica mayores cargas sobre el equipo submarino existente, más tiempo de despliegue y, en consecuencia, un incremento en la duración y el costo de renta de la

embarcación. Además, los sistemas más complejos requieren embarcaciones especializadas y presentan mayores desafíos en materia de seguridad operativa, al manejar hidrocarburos en superficie, se debe poner especial atención a los procedimientos de ESD.

- La comprensión integral del sistema de intervención y sus interfaces: embarcación, sistema de cabezal submarino, SSXT (HXT o VXT), IWOCS y ROV es esencial para diseñar y ejecutar intervenciones de manera exitosa.
- Conocer los componentes, mecanismos y modos de operación de estos sistemas permite identificar sus capacidades y limitaciones, lo que facilita la selección adecuada de equipos y tecnologías de acuerdo con los objetivos específicos de intervención.
- Las habilidades técnicas de los ingenieros petroleros para identificar, evaluar y diagnosticar problemas en el pozo, definir el enfoque adecuado y diseñar e implementar intervenciones efectivas, resultan fundamentales para el éxito operativo y el máximo beneficio económico de los proyectos de desarrollo de campos submarinos.

Acrónimos

AP	Aguas Profundas
AUP	Aguas Ultraprofundas
CCTLF	Compensated Coil Tubing Lift Frame / Marco de Izaje con Compensación de Movimiento para Tubería Flexible
DSB	Dual Stuffing Box / Estoperos Dobles
EFL	Electric Fying Lead / Cable de Distribución Eléctrica
EH-MUX	Electrohidráulico Multiplexado
EQD	Emergency Quick Disconnect / Desconexión Rápida de Emergencia
ESD	Emergency Shut Down / Sistema de Cierre por Emergencia
FR	Factor de Recuperación
HFL	Hydraulic Fying Lead / Cable de Distribución Hidráulica
HXT	Horizontal X-Mas Tree / Árbol Submarino Horizontal
LARS	Launch and Recovery System
LCV	Lower Cutting Valve / Válvula Inferior de Corte
LV	Lubricator Valve / Válvula Lubricadora
MEG	Monoethylene Glycol
RTV	Retainer Valve / Válvula de Retención
SEM	Subsea Electronic Module / Módulo Electrónico Submarino
SIL	Subsea Intervention Lubricator / Lubricador de Intervención Submarina
STT	Surface Test Tree / Árbol Superficial de Prueba
TF	Tubería Flexible
THRTA	Tubing Hanger Running Tool Adapter / Adaptador de Herramienta de Instalación de la Bola Colgadora
TMS	Tethering Management System / Sistema de Gestión de Anclaje
TR	Tubería de Revestimiento
UCV	Upper Cutting Valve / Válvula Superior de Corte
USB	Upper Stuffing Box / Estoperos Superiores

VBR Variable Bore Ram / Arietes de Diámetro Variable
 VXT Vertical X-Mas Tree / Árbol Submarino Vertical
 XOY Cross-Over Valve

Referencias

- Avery, M., Morris, D., Morgan, T., Manson, G., y Gillespie, D. (2021). Transitioning from Rig to Vessel Based Interventions to Maximize Economic Recovery. SPE/ICoTA Well Intervention Conference.
- Bai, Y., y Bai, Q. (2019). Subsea Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. 2023, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812622-6.00001-4>
- Bay, L. S. (2019). From Prospect to Life of Field Service - The Role and Impact of Well Installation/ Intervention from a Subsea EPC Contractor's Point of View. Offshore Technology Conference.
- Crumpton, H. (2018). Well control for completions and interventions. Gulf professional publishing.
- Expro . (2024). Expro Landing String System. Expro. <https://exploreexpro.exprogroup.com/Content/SubPresentation/Subsea/index.html>
- Expro. (2024c). Intervention Riser System. Expro. <https://www.expro.com/products-services/subsea/intervention-riser-system>
- Helix Energy Solutions. (n.d.). Well Intervention Overview. Helix Energy Solutions. <https://helixenergysolutionsgroupinc.gcs-web.com/static-files/f044b7b5-bca2-4ef1-bd76-16c691f0da46>
- Lindland, H. J., Inderberg, O., y Braut, A. (2003). New well intervention technology that will enable increase in recovery rate. All Days.
- Løver, T. A., y Bjerkvik, O. (2015). Riserless Light Well Intervention Operations in Harsh Environment - A Case Study from West of Shetland. Offshore Technology Conference.
- May, L. (2017). MV Island Performer a First in Australia. https://www.aimpe.asn.au/files/Island_Performer_vessel_report_Lloyd_May_October_2017.pdf
- Mujahed, E., Abu Zeid, H., Eser, H., y Morris, D. (2020). Innovative Features Added to the Subsea Control System, to Enable a Safer Execution of the Intervention Operation.
- Sbordone, A., Morrison, B., Karlsen, O., Sten-Halvorsen, V., Neumann, B., y Bjerkvik, O. (2015). Riserless Light Well Intervention: Taking the North Sea Experience to Deeper Water and Higher Efficiency. Offshore Technology Conference.
- Technip FMC. (2018a). Intervention Workover Control

Systems. Technip FMC. https://www.technipfmc.com/media/rakf034t/intervention-workover-control-systems-brochure_digital.pdf

- Technip FMC. (2018b). Riserless light well intervention. Technip FMC. https://www.technipfmc.com/media/fmwmxe42/ss0025-brochure_rlwi_digital.pdf
- Ucha, L. G. (2022). Notas de Clase: Terminación y Mantenimiento de Pozos. Facultad de Ingeniería.
- Varne, T., Jorgensen, E., Gjertsen, J., Osugo, L., Friedberg, R., y Halvorsen, E. (2017). Sustained Intervention Campaigns Over a 10-Year Period with Riserless Light Well Intervention Vessels Enables North Sea Operator to Improve Operational Efficiency and Increase Recovery from its Subsea Fields. SPE Bergen One Day Seminar.

Ing. Lorena Acevedo Tonche

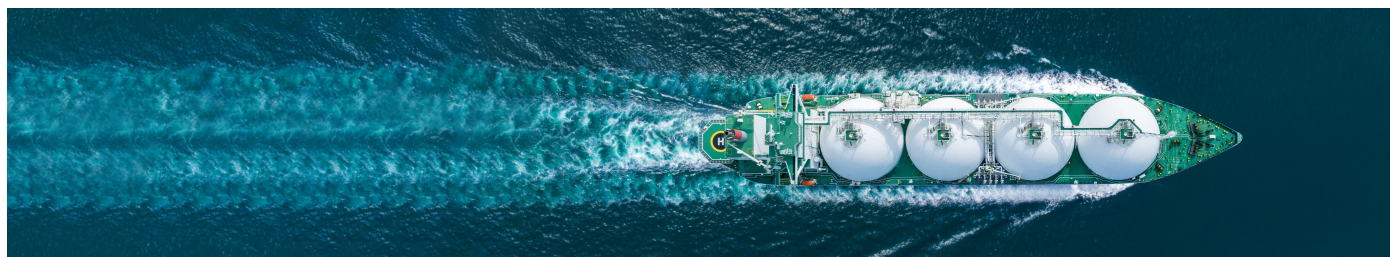


Ingeniera Petrolera por la Universidad Nacional Autónoma de México, titulada mediante tesis "Sistemas Submarinos para Intervención a Pozos", enfocada a las tecnologías de intervención actuales para hacer frente a los diversos fenómenos que afectan la producción y/o la integridad de los pozos a lo largo del ciclo de vida de los campos submarinos.

Inició su carrera en Pemex Exploración y Producción en la Región Marina Noreste, primero en la Gerencia de Servicios de Logística Marina y posteriormente en la Unidad Operativa Ku Maloob Zaap como pasante de ingeniería petrolera.

En 2023 ingresó a Weatherford de México como Especialista de Campo MWD/LWD para servicios de perforación direccional.

Es miembro activo del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Sección Ciudad del Carmen. Formó parte del Comité de Conferencias en el Bienio 2022-2024.



Efectividad de aplicación de las Mejores Prácticas para fomentar la Mejora Continua hacia la Excelencia Operativa en las intervenciones a pozos

Autor: Ing. Francisco Espitia Hernández

La Excelencia Operativa es ir más allá de los estándares establecidos y al lograrlo se agrega valor a las intervenciones, ya que la rentabilidad de estas siempre aumentará en relación con el cálculo inicial.

Pero ¿qué es la Mejora Continua? y ¿cómo se mide?

La **Mejora Continua** es un enfoque de gestión, una filosofía que busca la optimización constante de procesos, productos y servicios, con el objetivo de mejorar la calidad y la eficiencia. Se basa en identificar oportunidades de mejora, implementar cambios graduales y evaluar los resultados para seguir optimizando.

La aplicación de indicadores de desempeño es la herramienta por excelencia para medir la mejora continua de un proceso, producto o servicio.

Los 3 indicadores de la mejora continua son: **tiempo, calidad y la rentabilidad** y la relación entre estos determinará si se tiene una mejora o no.

Tiempo de ejecución. Se dice que hay Mejora Continua, si el tiempo de ejecución se reduce en el proceso, dado el Indicador Clave Desempeño o lo que generalmente se determina como el tiempo programado.

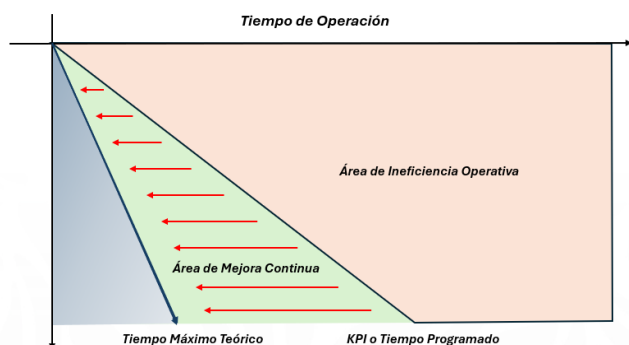


Figura 1. Tiempo de operación.

Calidad. Se define como la medida de un proceso, producto o servicio que cumple los estándares o requerimientos

establecidos para la función u objetivo del proceso, producto o servicio. Entonces todo aquello que no cumple con los estándares no es de la calidad requerida.

Pero **¿qué debemos entender por Mejor Calidad o Calidad Superior?** Simplemente que el tiempo de durabilidad o efectividad aumenta en relación con el estándar o requerimiento de diseño.

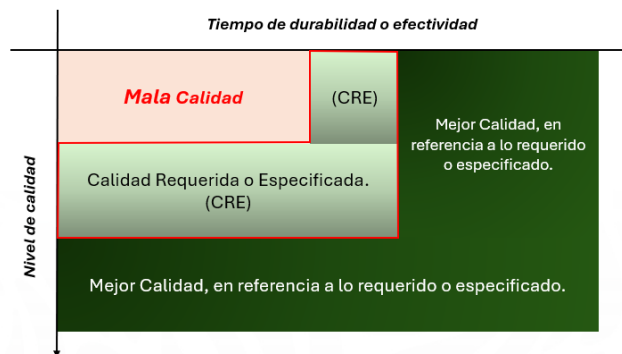


Figura 2. Nivel de calidad vs tiempo de durabilidad o efectividad.

Ahora, la ingeniería de las intervenciones a pozos es la encargada de establecer los indicadores de desempeño y requerimientos o especificaciones técnicas de **calidad**. Pero debemos señalar que el utilizar criterios altos o de mejor calidad puede o no emprender el camino a una **Mejora Continua**.

Existen muchas definiciones de **calidad** y con diversos enfoques, pero seguro identificamos la siguiente cuota **"Calidad es hacerlo bien y a la primera"**, bingo.

Pero ¿quién es responsable de asegurarse que se haga bien y a la primera? El responsable es quien **aplicará** el proceso, creará el producto o **ejecutará** el servicio.

Por lo tanto **"calidad es hacerlo bien y a la primera, si y solo si se cuenta con las habilidades para hacerlo"**.

Rentabilidad. Es la capacidad de una inversión determinada de arrojar beneficios superiores a los invertidos o cuando en una empresa, sus ingresos superan sus costos y gastos. Se considera como el principal indicador para analizar el comportamiento de una inversión.

He aquí la conjugación de los tres indicadores, una intervención a pozo debe tener una Rentabilidad factible de materializarse vía con el cumplimiento a lo planeado en tiempo, calidad y rentabilidad.

La siguiente tabla refleja las aristas para determinar si la intervención a pozo debe autorizarse o si ésta debe de cancelarse ya iniciada.

Indicadores	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Tiempo real	Cumple programa	Menor del programado	Aumenta
Calidad real	Cumple programa	Cumple programa	No cumple
Costo real	Cumple programa	Cumple programa	Aumenta
Rentabilidad	Cumple programa	Aumenta	Disminuye

Muy interesante, ¿verdad?, pero hasta aquí ¿cuál es la efectividad de aplicar las Mejores Prácticas en las intervenciones a pozos? Pues bien, la necesidad de los operadores petroleros para explorar y extraer hidrocarburos del subsuelo demanda grupos de trabajo para atender y aumentar el número de Intervenciones, pero no olvidemos lo señalado anteriormente. Los responsables de que se cumpla el objetivo de la intervención son quienes **aplican** el proceso, **crearán** el producto o **ejecutarán** el servicio.

Por lo anterior, los operadores petroleros tienen como premisa la aplicación de las Mejores Prácticas en referencia a la actividad en cuestión puesto que en todo proyecto siempre se da un periodo de **sincronización del equipo de trabajo** y mientras este nivel de trabajo **no se alcance**, los proyectos presentarán lo que se denomina **"caos"** y los Indicadores de Desempeño así lo registrarán.

¿Por qué se da el **"caos"**?, porque los integrantes reaccionan independientemente ante al ambiente de cumplimiento y responsabilidad actuando de la manera que personalmente les ha resultado en proyectos pasados y se da una lucha, donde todos los integrantes quieren actuar, detectar y responder, catalogando sus prácticas como novedosas ante el grupo.

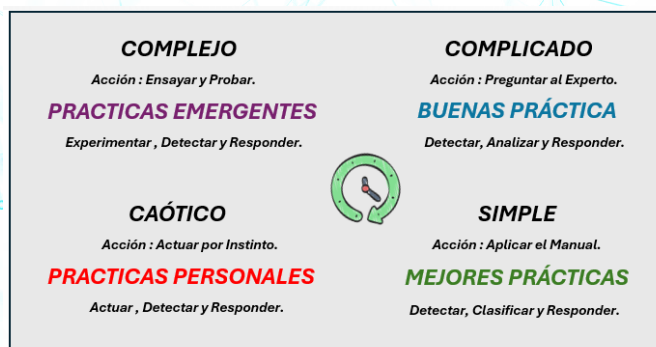
El siguiente estado del proceso de sincronización del grupo responsable de la intervención es denominado **"Complejo"** y se caracteriza porque se tiene que poner a prueba las prácticas personales para el aseguramiento de la continuidad operativa y los integrantes se caracterizan por **experimentar, detectar y responder**. Los integrantes **aceptarán** si sus prácticas personales serán o no las que fomenten la mejora continua.

De la evaluación y selección de las **prácticas** personales pasamos del estado **Complejo** al **"Complicado"** y se caracteriza por **detectar, analizar y responder**.

Detectada la condición de aplicación de una **buena práctica** siempre se debe consultar al experto para asegurar la efectividad de esta y por consiguiente el tiempo de sincronización de grupo disminuye.

El estado final de sincronización del equipo responsable de la intervención se denomina **"Simple"** y caracteriza por **detectar, clasificar y responder**, con la **Mejor Práctica** que asegura la continuidad a la Mejora Continua y alcanzar la Excelencia Operativa en las intervenciones a pozos. En esta fase simple se sigue lo que dice el manual o paquete de

Mejores Prácticas que son 100% efectivas para una condición dada en un proceso, generar un producto o prestar un servicio. El Modelo Cynefin es una herramienta que guía las tomas de decisiones, analizando el contexto en el que estas decisiones son tomadas.



Dirección de las fases del periodo de sincronización del equipo responsable de la Intervención.

Figura 3. Modelo cynefin.

Los operadores petroleros a lo largo de los años identificaron estos patrones en el seguimiento de sus intervenciones a pozos y concluyeron que el identificar las Mejores Prácticas aplicables según el caso es un pilar para asegurar el camino hacia la **Mejora Continua** y como objetivo final la **Excelencia Operativa**.

Mejores Prácticas: Son métodos, estrategias o enfoques que han demostrado ser efectivos y exitosos en la consecución de resultados óptimos en un campo específico. Se consideran modelos a seguir y se comparten para que otros puedan implementarlos y mejorar sus procesos.

Conclusión: la aplicación de las Mejores Prácticas, detectadas y clasificadas en los procesos características de las intervenciones a pozos son un pilar para fomentar que los tiempos operativos tiendan a la baja cumpliendo con la filosofía de la Mejora Continua, así como asegurar la calidad establecida para generar una condición de rentabilidad favorable a la intervención.

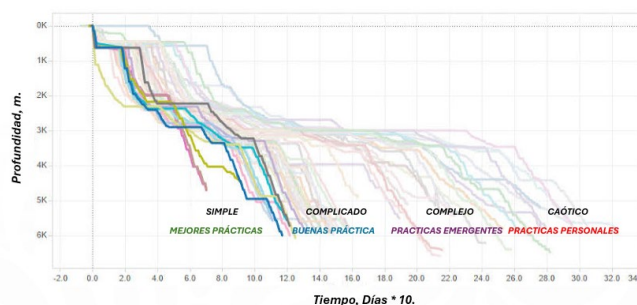
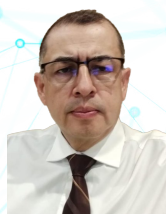


Figura 4. Efectividad de aplicación de las Mejores Prácticas para fomentar la Mejora Continua hacia la Excelencia Operativa en las Intervenciones a Pozos.

Ing. Francisco Espitia Hernández



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

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

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

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



Planeación, buenas prácticas y seguimiento, factores clave del éxito de perforación horizontal en Región Norte

Autor: Ing. José Alejandro Jiménez Tapia

Introducción

Los proyectos de perforación y terminación de pozos en la zona Norte del país actualmente representan un reto que día con día requiere de una mayor sinergia entre las áreas involucradas, cierre de brechas entre geociencias e ingeniería de diseño, así como el apoyo de las ingenierías involucradas para solventar el tema de rentabilidad económica. Los pozos de la Región Norte no representan un valor alto o representativo por sí solos respecto a su potencial de producción, lo cual, en conjunto con el impacto inflacionario en el incremento en costo de los servicios por contrato para la construcción de los pozos, costos de operación y el factor de declinación, llevan a los proyectos al margen de la rentabilidad cuando son evaluados económicamente.

Con el objetivo de no incurrir en gastos adicionales a nivel Región y proyecto como en la construcción de nueva infraestructura y localizaciones nuevas para la perforación de pozos a incorporar, se está optimizando la perforación de nuevos pozos desde plataformas existentes con pozos en operación, sin embargo, el número de pozos existentes en plataformas aún identificadas como viables van en promedio desde los 6 hasta los 16 o en ocasiones más pozos por localización, adicional al número de pozos existentes, seguramente estas localizaciones disponibles no estarán alineadas en dirección a los objetivos que se busca alcanzar con la perforación de un nuevo proyecto, lo que exige al área de Ingeniería de Diseño un análisis preciso de anticollisión con pozos existentes, así como la planeación direccional con giros en dirección mientras se construye el ángulo de inclinación o incluso la construcción de alguna sección negativa para poder alinear el pozo a los objetivos propuestos para poder entrar al yacimiento objetivo garantizando la navegación de la sección horizontal dentro del cuerpo con las mejores propiedades petrofísicas. Estas exigencias a nivel de Ingeniería de Diseño implican, adicional a la ya mencionada, precisión en el análisis direccional, un análisis puntual de factores como torque y arrastre a los cuales estarán sometidas las sarts de perforación y cada uno de sus componentes, así como la determinación de cargas y esfuerzos a los que estará sometido el equipo de perforación, lo que representa un desafío técnico que demanda bases sólidas del diseño, habilidades de perforación y un enfoque de planeación estratégica, la implementación de las mejores

prácticas y tecnologías disponibles con el objeto de maximizar la eficiencia y minimizar los riesgos asociados a la construcción de pozos horizontales.

A continuación, se describe la planeación, seguimiento y monitoreo constante de los distintos factores involucrados que se llevó durante la perforación de un pozo horizontal en la Región Norte, el cual desde la fase de planeación direccional fue un desafío técnico por salir de una macropera existente que distaba de los objetivos planteados en cuanto a dirección.

Desarrollo

El pozo horizontal de desarrollo objeto de este artículo, se programó perforar desde una macropera con 16 pozos perforados, en el municipio de Venustiano Carranza, estado de Puebla, México. Siendo una macropera con un número considerable de pozos perforados se seleccionó por ser la localización viable más cercana a pesar de no estar en una dirección alineada respecto a la mejor dirección de los objetivos para la navegación de la sección horizontal, sin embargo, se definió por el aprovechamiento de infraestructura disponible y no incurrir en gastos adicionales como la adquisición y preparación de una plataforma nueva, caminos, ductos, permisos, etc. La planeación direccional representó un desafío técnico desde el hecho de partir de una localización con 16 pozos perforados, un análisis direccional anticollisión fue determinante para seleccionar el mejor rumbo de salida del pozo que posterior permitiera un redireccionamiento suave del proyecto al mismo tiempo de comenzar a construir inclinación, ya que en estos campos la profundidad vertical es del orden de los 1,700 mv para el caso del yacimiento objetivo, lo que le adiciona un nivel más de dificultad a los planes direccionales por el hecho de las severidades a utilizar.

En el caso particular del pozo horizontal en estudio, la construcción de la desviación inició a los 400 m, llevando el pozo hacia la dirección NW con el objetivo de ganar un desplazamiento que permitiera la longitud necesaria para poder girar el pozo alineando los objetivos a la dirección y azimuth requerido. La planeación direccional contempló severidades para construcción de inclinación y giro de 3°/30 m, valor que no resulta ser alto para proyectos direccionales al construir una curva, sin embargo, en este caso en particular posterior a los 400 m de profundidad, el plan direccional consideró construcción y giro hasta la cima de la formación objetivo, es decir se planeó construir y girar el pozo desde 400 hasta los 2,600 m de manera constante.

MD (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	NS (m)	EW (m)	V.Sec (m)	Dogleg (°/30m)	Build (°/30m)	Turn (°/30m)
0	0	0	0	-41.65	-34.38	0	0	0	0
400	0	0	400	-41.65	-34.38	0	0	0	0
1089.22	68.92	283.81	934.62	45.9	-390.68	22.21	3	3	0
2596.65	84.95	141.09	1626.82	-808.28	-824.3	966.63	2.688	0.319	-2.84
3232.92	84.95	141.09	1682.82	-1301.44	-426.18	1319.31	0	0	0

Tabla 1. Plan direccional.

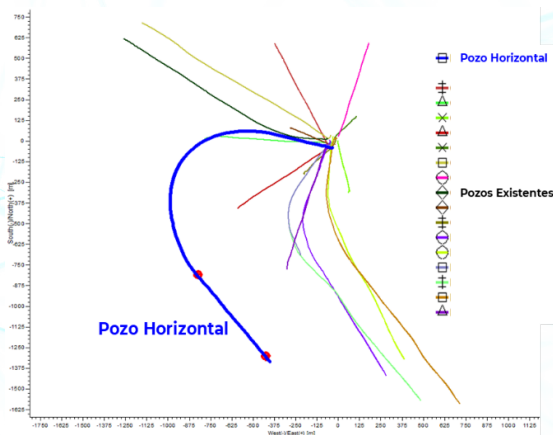


Figura 1. Plan direccional, gráfico en planta.

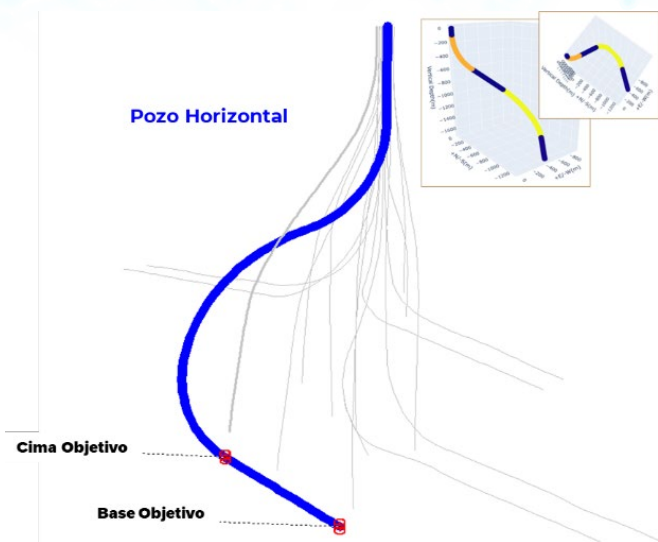


Figura 2. Plan direccional, gráfico en 3D.

Una particularidad adicional de este proyecto, es que este pozo se planeó y fue perforado con motor de fondo como herramienta direccional de construcción, el motivo, como se mencionó en la introducción fue la rentabilidad del proyecto, así mismo, el equipo de perforación seleccionado para la perforación de este pozo fue un equipo mecánico convencional con flecha Kelly y mesa rotaria como transmisores de rotación a la barrena para la perforación, lo que suma relevancia en este tipo de perforaciones, puesto que el no contar con un top drive nos resta bondades operativas tales como rimado del agujero mientras se levanta la sarta de perforación o bien como una ventaja operativa ante cualquier indicio de problemática de atrapamiento de sarta durante la construcción del agujero.

El hecho de planear y perforar un pozo horizontal con motor de fondo, y que adicional contiene secciones de construcción y giro, agudiza aún más este tipo de perforaciones, pues se deben adoptar medidas adicionales como la implementación de buenas prácticas desde el diseño hasta operativas para la ejecución. Para este caso en particular, en adición a la

construcción del agujero, el reto de la perforación incluía la introducción de la tubería de revestimiento de producción, la cual, como parte del diseño de la terminación del pozo, incluyó 6 empacadores hinchables con un diámetro exterior mayor al del cuerpo del tubo, motivo por el cual el agujero tendría que estar completamente uniforme para garantizar la introducción de la TR con los accesorios mencionados.

Dentro de las buenas prácticas adoptadas para la planeación de este proyecto se pueden mencionar el diseño de sarta de perforación esbeltas, con la herramienta mínima necesaria para la perforación y toma de información del pozo mientras se perfora, el monitoreo de la presión anular durante la perforación (PWD) de la sección horizontal, así como el seguimiento constante de los modelos de torque y arrastre, la recalibración de los factores de fricción considerados para las simulaciones, de modo tal que, a medida en que se avanzaba con la perforación del pozo se tuviera mayor certeza del comportamiento de las sarta y parámetros de perforación, logrado esto con los datos de monitoreo en tiempo real obtenidos de manera constante durante las operaciones, tales como peso de la sarta, rotación, presión de bombeo, gasto de trabajo, entre otros.

A continuación, se describen las prácticas de diseño y operativas de seguimiento mencionadas, así como gráficamente los resultados de las simulaciones generadas de manera continua, para la etapa de perforación con barrena de diámetro 9 1/2" programada de 350 a 2,400 m y posterior la etapa de producción perforada con barrena de diámetro 6 3/4" de 2,400 a 3,232 m.

Durante la perforación de ambas etapas, se monitorearon los parámetros de peso en cada conexión y al final de la etapa, al realizar viajes de reconocimiento, con lo que se realizó la recalibración del factor de fricción para el agujero descubierto, arrojando una tendencia en los valores de peso muy similar a los programados, tanto en la sección de construcción del agujero 9 1/2" como en la etapa horizontal agujero 6 3/4".

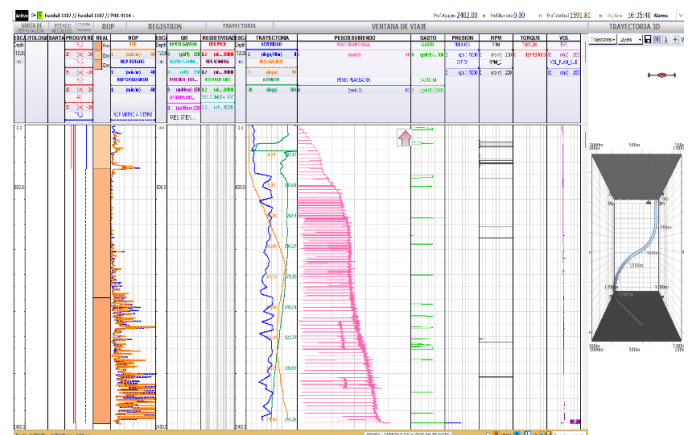


Figura 3. Monitoreo de peso real bajando, etapa 9 1/2" a 2,400 m.

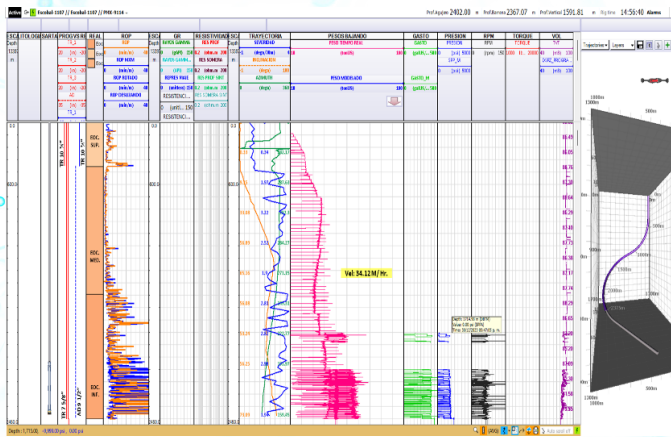


Figura 4. Monitoreo de peso real sacando, etapa 9 1/2" a 2,400 m.

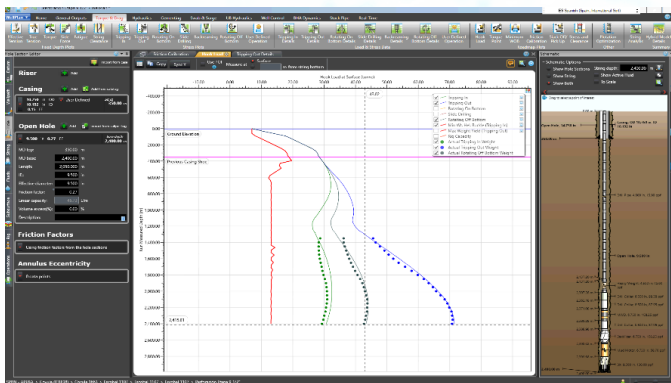


Figura 5. Simulación arrastre real con recalibración de factor de fricción, etapa 9 1/2" a 2,400 m.

Para la sección horizontal, se trabajó en un diseño de sarta para garantizar tener el peso disponible para aplicar a la barrena y lograr el ritmo de penetración programado cuidando no rebasar el límite de peso para no generar pandeo a lo largo de los componentes de la sarta de perforación y evitar la fatiga de alguno de ellos o su conexión. En cuanto al análisis de arrastre, se actualizaron las simulaciones programadas con el survey del pozo, como se muestra en la simulación proyectada a la profundidad total programada 3,282m (Figura 6) los resultados en cuanto a peso de la sarta en fondo, metiendo y sacando eran positivos, incluso con un margen de jalón disponible de 35 ton con la barrena en fondo y considerando el factor de seguridad.

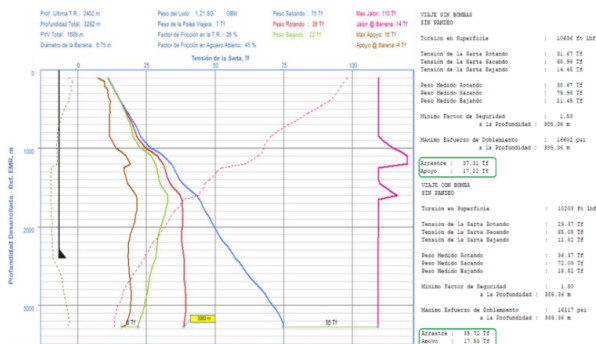


Figura 6. Simulación de arrastre, etapa 6 3/4" a 3,282 m.

Con los datos en tiempo real (Figura 7 y 8), se realizó la recalibración del factor de fricción para el agujero descubierto ajustando a la tendencia y comportamiento de secciones horizontales y apegándose a los valores reales de peso rotando en fondo y al sacar tubería (Figura 9).

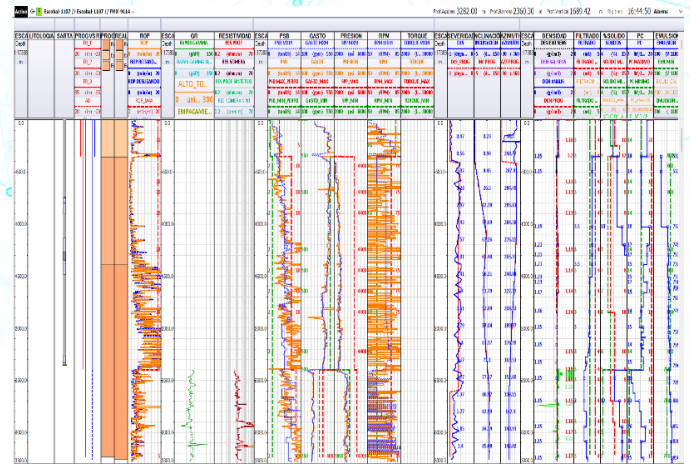


Figura 7. Monitoreo de parámetros, etapa 6 3/4" a 3,282 m.

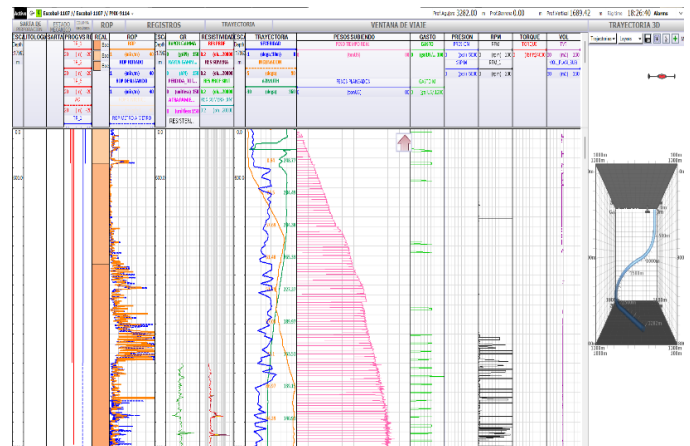


Figura 8. Monitoreo de peso real sacando, etapa 6 3/4" a 3,282 m.

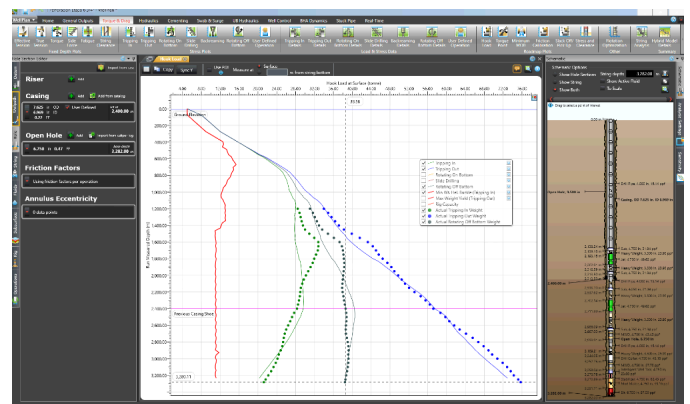


Figura 9. Simulación de arrastre real con recalibración de factor de fricción, etapa 6 3/4" a 3,282 m.

Resultado

Una base clara en cuanto a diseño de planes direccionales, análisis anticollisión y conceptos básicos como el torque y arrastre, fuerzas laterales, adicional a la inclusión de buenas prácticas desde la fase de planeación y diseño de pozos, son cruciales para el éxito en la perforación de pozos horizontales, así como el monitoreo constante durante la perforación, el ajuste de simulaciones con datos reales conforme se avanza en la intervención, la recalibración de factores de fricción y buenas prácticas operativas, que en conjunto fue lo que permitió que la perforación del Pozo Horizontal programado en la Región Norte con sección de construcción y giro que se describió fuera culminada con éxito, haciendo énfasis en el riguroso seguimiento del trabajo direccional que permitió concluir la perforación prácticamente sobre el plan inicial, con una mínima separación centro a centro como se aprecia en la Figura 10.

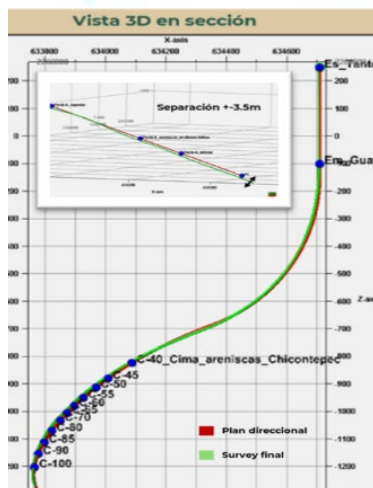


Figura 10. Plan vs Real.

Finalmente, como se muestra en la Figura 11, la introducción de la tubería de revestimiento de producción que incluyó 6 empacadores hinchables que le sumaron rigidez a la sarta fue libre hasta la profundidad de interés de 3,000 m ajustada con la evaluación petrofísica, sin contratiempos ni resistencias a lo largo del agujero, con lo que una vez en fondo se concluyó con éxito el programa de perforación del Pozo Horizontal, logrando contribuir de manera exitosa al desarrollo del campo optimizando las localizaciones e infraestructura existentes.

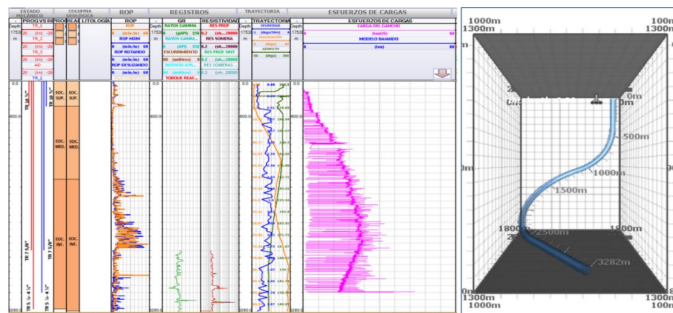


Figura 11. Introducción de tubería de revestimiento con empacadores hinchables a 3,000 m.

Conclusiones.

- El pozo descrito se perforó en una macropera con 16 pozos existentes, el plan direccional obedeció a la alineación de los objetivos en la sección horizontal, los cuales no corresponden en dirección respecto al punto de salida en superficie.
- El plan direccional planeado resultó con un índice de dificultad de 6.5, lo que indica un pozo largo con fases tortuosas pero viable de ejecutar, se programó con severidades máximas de 3 °/30 m.
- La perforación de este tipo de pozos es viable con equipos mecánicos convencionales, con flecha kelly y mesa rotaria, valorar todas las limitantes desde la planeación.
- Planear sarts direccionales bajo la premisa de introducir las herramientas mínimas necesarias para la perforación del pozo y aseguramiento de los objetivos, cuidando la integridad mecánica del pozo y rentabilidad del proyecto.
- El control direccional debe ser estrictamente monitoreado en tiempo real por las distintas áreas involucradas, operación, geociencias, seguimiento operativo y diseño.
- Recalibrar los factores de fricción continuamente durante los distintos viajes de tubería, observar la concordancia en la tendencia con las simulaciones y/o ajustar para sustento de actividades posteriores.

Ing. José Alejandro Jiménez Tapia



Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 2008 en el Activo de Producción Poza Rica Altamira, en los primeros años de su carrera profesional se desempeñó como Ingeniero de pozo en proyectos de perforación terrestre de la Zona Norte del país, posterior se desempeñó como Ingeniero de diseño de perforación de pozos bajo la metodología VCDSE. Líder del grupo de Diseño de Perforación de Pozos de la Coordinación de Intervenciones a Pozos del APPRA y actualmente al frente del grupo VCDSE Región Norte del área Responsable de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Explotación, con experiencia en el diseño, optimización y ejecución de proyectos direccionales y horizontales en Región Norte. Participa como autoridad técnica nivel dos de la especialidad de diseño de perforación de pozos para distintos proyectos dentro de la empresa. A lo largo de su trayectoria dentro de la empresa ha contribuido en la planeación de distintos proyectos de pozos de desarrollo y estratégicos. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Estudio de factibilidad de generación eléctrica con turbinas eólicas sobre plataformas petroleras marinas en desuso

Autor: Dr. José Eugenio Iturriaga Flores
Co-autor: Dr. Ernesto Heredia Zavoni

Introducción

México cuenta con plataformas petroleras en desuso que requieren de mantenimiento estructural o de su desmantelamiento. En ambos casos se requiere de una cantidad significativa de recursos para actividades que no generan ingresos.

Se estudia la posibilidad de instalar aerogeneradores en las estructuras de las plataformas en desuso para obtener ingresos que mitiguen los elevados costos del desmantelamiento.

Existen 3 alternativas a la opción de darle mantenimiento a las plataformas en desuso, de las cuales 2 son aceptables. La alternativa inaceptable es no hacer nada. Las estructuras irían progresivamente reduciendo su confiabilidad estructural.

La primera alternativa aceptable es el desmantelamiento. Requiere de una cantidad significativa de recursos. La segunda alternativa aceptable es encontrar alguna actividad productiva en la que la totalidad o parte de la plataforma se pudiera usar.

La motivación de usar las plataformas para base de aerogeneradores reside en los siguientes dos factores, 1) la actividad más onerosa de la desincorporación es la remoción de la estructura que representa el 31% del total, del cual la mayor parte corresponde a la remoción de la subestructura por el uso prolongado de la grúa; 2) dentro de las inversiones iniciales para la instalación de aerogeneradores costa afuera, la subestructura representa entre un 13% y un 28% del total.

Desincorporación de plataformas

El proceso para desincorporar una plataforma marina empieza por la recopilación de información sobre ésta. El proceso continúa con la ingeniería de desmantelamiento, donde se planifica a detalle, paso a paso, el proceso de desincorporación.

Para la contratación se puede optar por un contrato del tipo "llave en mano" que tiene las ventajas de requerir poca

intervención del operador o mantener la administración del proyecto en la organización, controlando las interfaces y realizando contratos independientes por tipo de especialidad. Tanto los ductos como los recipientes deben de ser vaciados y limpiados en su interior. Una vez limpia la superestructura se procede a su remoción, como se observa en la Figura 1.

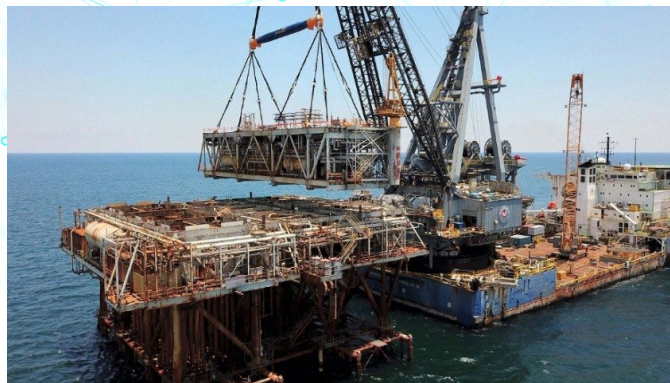


Figura 1. Desmantelamiento por partes de superestructura (Nogueira, 2023)

Ya que la subestructura ha quedado libre de su carga se procede al aseguramiento por medio de una grúa y al corte de los pilotes. Cuando han sido liberados todos los pilotes de la subestructura, se eleva con la grúa y se procede al transporte hacia su destinación final, como se puede observar en la Figura 2.



Figura 2. Subestructura marina en proceso de izaje (OGJ Editors, 2022)

Generación eléctrica con turbinas eólicas costa afuera

La generación de energía eléctrica por medio del viento consiste en hacer girar un componente magnético dentro de otro, generando un campo magnético que se convierte en electricidad que es finalmente transportada a los centros de consumo.

Puesto que la dirección del viento no es constante, el frente del aerogenerador se puede orientar hacia el viento

utilizando un sistema de rotación en el plano horizontal.

Las aspas, el receptáculo, la góndola y la torre son un paquete que se vende como unidad completa. La base que se vaya a utilizar para colocar la torre se diseña para cada caso particular, tomando en cuenta tanto cargas estructurales de operación como metoceanicas. La Figura 3 presenta una granja eólica costa afuera en operación.



Figura 3. Granja eólica de Shell (Shell, 2025)

Cada aerogenerador cuenta con un cable submarino que lleva la electricidad a una subestación marina que incrementa el voltaje y lo envía a la red comercial.

Los primeros pasos para un proyecto de generación eólica contemplan por un lado determinar la existencia de suficiente recurso eólico para justificar financieramente la inversión y, por el otro, encontrar un mercado a una distancia adecuada para tener la demanda necesaria de energía que garantice la compra de la electricidad a un precio competitivo.

Cuando se cuenta ya con la información de viento, con la información geotécnica y con las características de cargas estáticas y dinámicas de los aerogeneradores, se procede al diseño de la subestructura.

La construcción de una unidad de aerogeneración marina se divide en dos etapas: 1) La fabricación del aerogenerador por parte del tecnólogo que se vende con un diseño estándar y que comprende la torre, la góndola y el rotor y 2) la construcción de la plataforma marina que será la base, de las cuales se observan varias en la Figura 4.

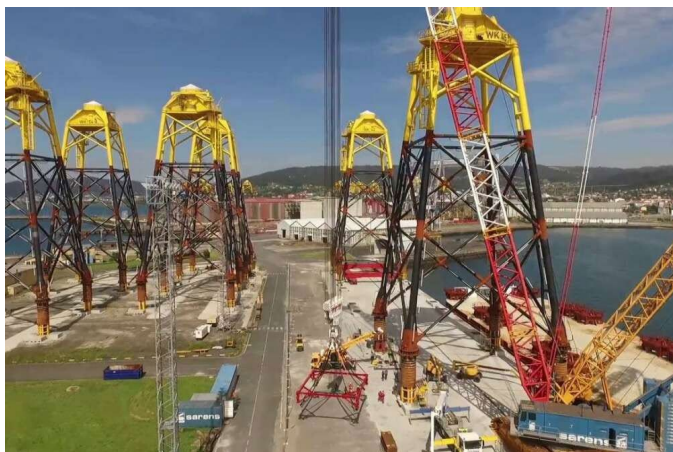


Figura 4. Subestructuras para unidades de aerogeneración costa afuera (Redacción ED Galicia, 2023).

Las unidades de aerogeneración y sus plataformas se cargan a barcasas o grandes barcos para su transporte al sitio de instalación. Siendo equipos dinámicos de precisión, es importante que las maniobras costa afuera se realicen con las condiciones metoceanicas adecuadas.

Dependiendo del diseño del aerogenerador, este puede ser transportado e instalado en una sola pieza, como se observa en la Figura 5 o por partes a ensamblar en sitio.



Figura 5. Unidad de aerogeneración completa en instalación (Wind Europe, 2009).

Una vez que el sistema de generación está conectado se debe de entrar a la etapa de pruebas y puesta en marcha. La etapa de operación puede durar entre 20 y 30 años, teniendo mantenimientos periódicos.

Integración y acoplamiento de aerogenerador con subestructura

En esta sección, se discute el plan de desarrollar una granja eólica sobre las subestructuras de plataformas petroleras que se encuentran fuera de operación.

En esta etapa se debe de hacer una inspección detallada del estado real de la plataforma, en particular de la subestructura que será reutilizada como base de un aerogenerador. Es importante contar con la información necesaria para poder diseñar tanto el desmantelamiento de la superestructura como el refuerzo y acoplamiento de la subestructura con la base del aerogenerador.

En un desarrollo nuevo la selección del modelo de aerogenerador a considerar tiene que ver con el recurso eólico. En nuestro caso, en la decisión también tiene que tomarse en cuenta la capacidad estructural de cada una de las subestructuras existentes a considerar. Eventualmente se podría instalar turbinas de mayor tamaño en los octápodos, aerogeneradores de tamaño medio en los tetrápodos y unidades menores en tripodes y otras estructuras ligeras.

En función de las características estructurales de la plataforma y tomando en cuenta la disponibilidad del recurso eólico, se asigna un tamaño y potencia nominal de aerogenerador particular.

Conclusiones

Es importante recalcar que el objetivo principal de los trabajos que se describen en este documento es la atención de la infraestructura marina en desuso. Cuando una plataforma deja de cumplir la función para la cual se diseñó e instaló, no deja de generar gastos.

Las alternativas aceptables al mantenimiento de plataformas fuera de operación son 1) desmantelamiento total y 2) reutilización de estructura. La decisión final, una vez superados los retos técnicos, es totalmente económico financiera. Se debe de escoger la alternativa que represente la mayor ganancia o la menor pérdida financiera.

En la realidad, la incertidumbre inherente a prácticamente todos los eventos futuros no permite determinar con precisión la ganancia o costo de decidir entre una alternativa u otra.

El veredicto del “Estudio de factibilidad de generación eléctrica con turbinas eólicas sobre plataformas petroleras marinas en desuso” se emitirá con base en la aplicación formal y estricta de la Teoría de las Decisiones.

Dr. José Eugenio Iturriaga Flores



Eugenio Iturriaga es egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM donde se tituló en la carrera de Ingeniería Civil. Estudió la Maestría en Ciencias de la Ingeniería Costa Afuera en la Universidad de Newcastle, Inglaterra donde obtuvo mención honorífica. Obtuvo el grado de Doctor en la Universidad de Texas en Austin donde desarrolló un nuevo diseño de ancla autoinstalable para aguas profundas que fue patentado por la Universidad en los EUA y en la Unión Europea. Trabaja en Pemex Exploración y Producción desde 2003, donde ha desarrollado metodología para instalación de infraestructura marina, programas de computadora para 1) análisis estructural no lineal de ductos calientes, 2) análisis probabilista financiero y 3) análisis probabilista de producción de pozos y campo entre otros. Desde 2019 forma parte del Grupo Lakach que se encargó de la reactivación de dicho proyecto y atiende el desarrollo conceptual de otros campos en aguas profundas. A partir del 2024 forma parte del grupo de PEP que realiza el estudio de factibilidad que se describe en el presente trabajo.



Criterios fundamentales para el diseño de tuberías de revestimiento corridas en campos ultra profundos HPHT

Autor: Ing. Jesús Santos Hernández
Co-autores: Ing. Alberto Raymundo Rivera Pedrote
Ing. Alonso Magos Cruz

Resumen

El presente trabajo describe los criterios para el diseño de la tubería de revestimiento (TR) introducida de manera corrida más pesada registrada en México y el mundo en un campo HPHT. El descubrimiento de campos ultraprofundos en la última década en México, ha representado retos importantes para el desarrollo de campos. Actualmente, el desarrollo de campos presenta desafíos significativos a nivel internacional debido a las condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT) qué, en conjunto con las profundidades de asentamiento, requieren de la implementación de prácticas operativas de alto impacto con el objetivo de optimizar tiempos. Con base a las normatividades y estándares técnicos tanto nacionales e internacionales en el año 2024 se marcó un hito histórico en el diseño e introducción de la tubería corrida más pesada registrada internacionalmente, tomando en cuenta cada uno de los retos principales como la profundidad, temperatura y las complejidades litológicas existentes en el campo IX.

Es de suma importancia reconocer que la base fundamental para el éxito del diseño y operación, no se basa exclusivamente en cumplir con las normatividades internas, estas deben complementarse con el criterio y la experiencia del diseñador, el cual debe ser abierto a valorar el ajuste de criterios para determinar la factibilidad o no de un escenario de diseño en conjunto con el grupo multidisciplinario.

Actualmente, el campo IX cuenta con la mayor experiencia a nivel internacional sobre la implementación de diseño y operación de tuberías corridas, siendo el récord documentado de la introducción del IX-32 un hito histórico al introducir una tubería intermedia y de explotación combinada en 5 diámetros (10 1/8" x 9 7/8" x 10" x 10 1/4" x 9 5/8") con conexión premium a la profundidad de 7,054 mdbmr / 6,863 mvbmr, con un peso estimado de 718.41 ton y 539.95 ton al aire y flotada respectivamente empleando un equipo de 3,000 hp.

Introducción

La perforación de campos ultraprofundos se ha convertido

en la actualidad en un desafío para las operadoras petroleras a nivel internacional. México se destaca por disponer campos ultraprofundos entre los cuales destaca el campo IX, localizado a una distancia de 26 km al NE del poblado de Tierra Blanca y a 26 km al SW del poblado de Ignacio de la Llave en el estado de Veracruz. Geológicamente se ubica en el borde autóctono de la Plataforma de Córdoba, por debajo del frente tectónico sepultado, caracterizado regionalmente por una serie de fallas inversas y pliegues asociados, que subyacen a una secuencia gruesa de terrígenos, con una pendiente suave al Este, que forman el flanco occidental de la cuenca Terciaria de Veracruz. El campo IX es productor de gas y condensado, se caracteriza por poseer una alta temperatura ($> 170\text{ }^{\circ}\text{C}$), profundidades objetivo entre los 7,000 - 8,000 mdbmr, alta complejidad litológica caracterizada por secuencias de dispersas de conglomerado hacia las diferentes zonas que comprenden el campo entre la zona de transición y la cima del yacimiento, así como un tiempo de perforación superior a los 150 días.

El pozo IX-32 se ubica en la parte sur del campo la cual es caracterizada como la sección más compleja a nivel estructural por poseer el mayor volumen de conglomerado registrado en todo el campo, la siguiente figura muestra la posición del pozo IX-32 en plano y en correlación (mdbmr) con los diversos puntos sondeados en los pozos correlativos, cabe señalar que esta etapa es perforada actualmente en un diámetro de 12 1/4".

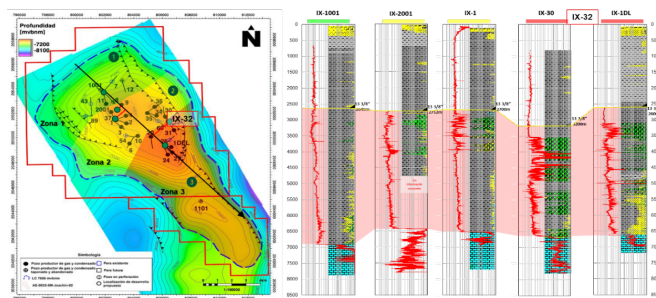


Figura 1. Mapa del campo IX y su correlación en dirección NW-SE destacando la complejidad litológica presente (sombra roja) - VCDSENDTII 2024.

Proceso de reingeniería del campo IX

El campo IX ha sufrido diversas reingenierías en la etapa en mención, previamente fue dividida y perforada con secciones ampliadas en el periodo 2017 - 2022 trayendo en consecuencia altos tiempos operativos, así mismo se la introducción de la tubería intermedia de 9 7/8" x 9 5/8" era realizada en 2 secciones generando un tiempo adicional en el cambio de etapa. Se destaca que en el periodo 2023 - 2024 se documentó un nuevo hito perforándose el pozo IX-43 mismo que se caracterizó por mantener introducir la tubería corrida más larga del mundo a 7,264 mdbmr a través de 4,614 m de agujero descubierto, este es uno de los muchos hitos históricos presentes en el campo IX pues

permitió corroborar que el agujero descubierto mantiene su estabilidad a pesar.

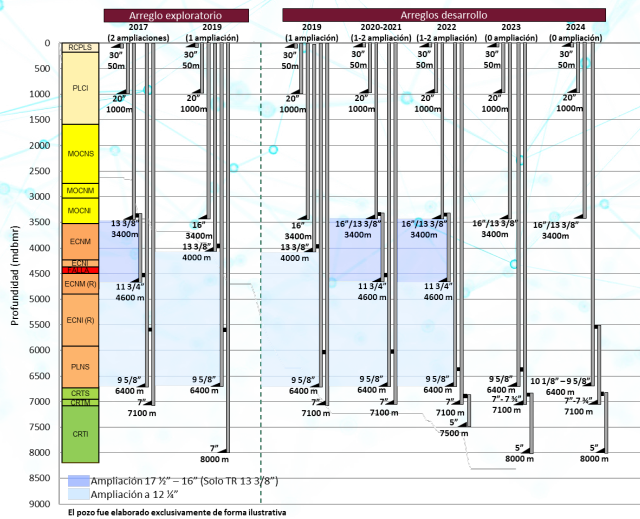


Figura 2. Evolución de arquitecturas para el Campo IX - VCDSNTII 2024.

Derivado de la necesidad de perforar a objetivos más profundos (> 7,800 mdbmr) y con el objetivo de alcanzar metas de producción tempranas se realizó un análisis exhaustivo determinando la factibilidad de la implementación de una tubería con doble objetivo, el primero servir como tubería intermedia aislando una falla inversa regional y los cuerpos conglomeráticos los cuales son parte de un yacimiento explotado previamente en el campo PRDZ, el segundo objetivo de la tubería es servir como tubería de explotación permitiendo selectiva de la formación productora y evitando la necesidad de emplear un complemento de explotación de 7" x 7 5/8" y a su vez un incremento en los tiempos operativos.

El ingeniero de diseño es el responsable de desarrollar el plan del pozo y el diseño de las TR tomando en cuenta el objetivo principal del pozo, debe garantizar la integridad mecánica del mismo proporcionando una base de diseño que tenga en cuenta todas las cargas previstas que pueden encontrarse durante la vida útil del pozo, sin olvidar minimizar los costos. El diseño de la tubería corrida es efectuado respetando el proceso descrito en la guía operativa única para diseño y selección de tubulares para intervenciones a pozos en PEP (GO-DP-DI-0032-2019),

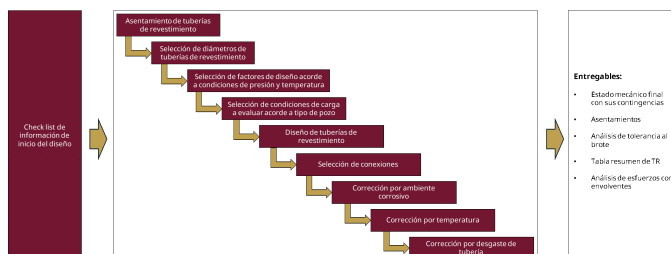


Figura 3. Diagrama del proceso de diseño y selección de tubulares para intervenciones a pozos en PEP.

El diseño del pozo IX-32 representó un reto para el equipo multidisciplinario, debido a la necesidad de adaptar criterios de diseño y operación que a su vez permitieran efectuar el trabajo de manera segura y eficiente.

Tomando en cuenta las buenas prácticas y lecciones aprendidas en pozos con tuberías corridas exitosamente ejecutadas para la aplicación de la tubería corrida, las cuales no solo consideran técnicas de introducción y criterios de operabilidad, estas son consideradas desde la perforación, y son resumidas a continuación:

- Empleo de sistemas rotatorios Push the Bit el sistema ha mostrado el mejor desempeño en los últimos 5 años.
- Evitar apegarse rigurosamente al plan direccional, a pesar de ir en contra de las normas contractuales, debe destacarse que el pozo es profundo (7,032 mdbmr) y que intentar apegarse al plan puede generar severidades que impacten durante la introducción de la tubería, la carga lateral en este tipo de pozos es mayor en comparación a un pozo somero (< 5,000 m).
- Evitar en la medida de lo posible efectuar nudge somero para disminuir la probabilidad de desgaste en la tubería de explotación.
- Selección de accesorios de cementación para ambiente hostil (HPHT).
- Uso de zapata perforadora / rimadora.
- Efectuar mantenimientos preventivos y correctivos a componentes críticos del equipo.
- Aplicación de lechadas con sistema expansivo para mejorar el esfuerzo compresivo
- Uso de dos lechadas únicas con mayor y menor esfuerzo compresivo para el aseguramiento de la zapata en fondo.
- Considerar elongación de la tubería y evitar llevar zapata al fondo durante la introducción.
- Cementación en dos etapas, la primera para amarrar la zapata y aislar la mayor longitud posible del agujero descubierto sin llevar la misma al traslape, y la segunda un anillo de cemento cuyo propósito es aislar el espacio anular expuesto entre la tubería intermedia.

Para garantizar una correcta evaluación de la tubería corrida es necesario conocer 4 criterios fundamentales, los cuales deben ser comprendidos de manera mandatoria.

1. Capacidad de carga del equipo de perforación.
2. Diseño por carga máxima y hermeticidad/integridad del sistema.
3. Selección de factores de diseño.
4. Efectos de la temperatura.

Cada uno de los criterios previamente mencionados, no han sido enumerados para respetar una secuencia lógica, sin embargo, estos son descritos de manera extensa a continuación.

1. Capacidad de carga del equipo de perforación

La evaluación de capacidad del equipo juega un papel fundamental para efectuar la operación de introducción de manera segura, por lo que la confiabilidad operativa y eficiencia del equipo no deben ser menospreciadas. Para la evaluación de la capacidad de introducción es importante atender las recomendaciones descritas en el API-RP-9B. Adicional a ello se emplearon diversas simulaciones en el software WellPlan © para determinar con respecto a la capacidad máxima del equipo definida conforme al fabricante poder efectuar la actividad, el estimado de la capacidad máxima nominal del equipo en 600 ton.

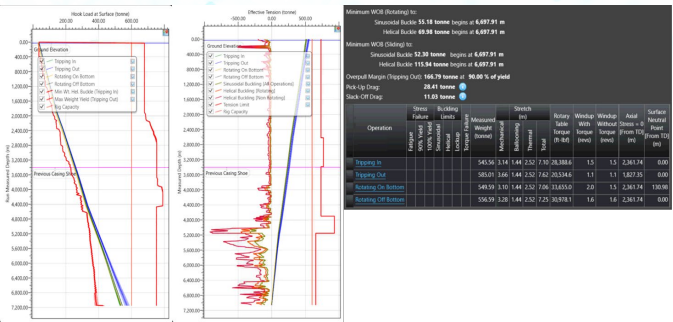


Figura 4. Simulación de validación para introducción de tubería corrida en software WellPlan©.

La principal característica observada para el equipo evaluado es que el máximo jalón (MJ) disponible en la sarta es superior al MJ suministrado por el equipo, para este caso en específico es importante mencionar que el campo IX, dispone de una estadística de éxito operativo en la introducción de tuberías corridas del 100%. Es decir, la probabilidad de que se requiera mayor demanda de energía por parte del equipo es muy baja.

Previo a la introducción se recomienda:

- Efectuar Rig Up de equipos de introducción.
- Efectuar simulaciones de torque y arrastre (T&D) para calibración de los factores de fricción.
- Efectuar Prejob de seguridad considerando las recomendaciones del API-RP-9B.
- Efectuar revisión de puntos críticos .
- Mantenimiento preventivo y correctivo.
- Actualización de matriz de riesgo inicial en base a condiciones actuales del pozo.
- En caso de no poder garantizar condiciones de circulación o de observar pérdidas de nivel, se recomienda replanteamiento a plan de contingencia (liner y complemento).

Durante la introducción se recomienda:

- Empleo de zapatas rimadoras / perforadoras como medida de contingencia.
- Empleo de cople con doble válvula para alta temperatura.

- Definir velocidades límite mínimas y máximas para la introducción.
- Definir límites operacionales del equipo de introducción (Top Drive / doble pin).
- Identificar punto de no retorno .
- Definir profundidad máxima para conversión de accesorios para evitar falla.
- Considerar elongación de tubería para evitar bloqueo de puertos de circulación.

2. Diseño por carga máxima (CM) vs hermeticidad/ integridad del sistema (H/I-S)

En la actualidad es muy común encontrar definiciones erróneas sobre el concepto de CM asumiendo que el sistema por ser diseñado bajo dicha definición garantiza la integridad o en su defecto la hermeticidad del sistema. De manera general la CM es un concepto opuesto al H/I-S, debido a que la CM por análisis no considera el cemento por detrás del revestidor y la H/I-S si considera la presencia de cemento por detrás. La integridad de los pozos es un tema muy relevante, para la industria petrolera internacional principalmente por el evento acontecido en el año 2010 en el pozo Macondo. El diseño de la tubería corrida siempre deberá garantizar la presencia de cemento por detrás con la finalidad de aislar y reducir las cargas axiales en la tubería, evitando con esto pandeos, desgastes, vibraciones, esfuerzos biaxiales, etc. Derivado de la longitud de agujero descubierto (3,064 m), para el diseño y ejecución consideró una cima de cemento por debajo de la zapata de la tubería previa (13 3/8” – 3,400 m) con la finalidad de colocar un anillo de cemento entre los espacios anulares, lo anterior permitirá mejorar las condiciones de integridad durante la ejecución y en actividades futuras.

Para casos específicos donde sea factible la introducción de la tubería de revestimiento de manera corrida, pero no se garanten condiciones de circulación apropiadas para su cementación, se recomienda introducir de manera independiente un liner y un complemento, principalmente para tuberías cuyo objetivo sirva para la explotación del pozo.

3. Selección de factores de diseño (FD)

Los FD tienen la función de dar un respaldo en la planeación debido a la incertidumbre de las condiciones de cargas reales y los cambios en las propiedades del acero debido a la corrosión, temperatura y desgaste. Las compañías emplean diferentes factores de seguridad al diseñar tubulares. Los valores recomendados por API se obtuvieron de acuerdo con los resultados de las investigaciones hechas a 38 compañías. Los factores de diseño recomendados para presión interna y colapso son valores obtenidos a partir del estudio realizado a los diseños de TR en los Activos de Exploración y Activos Integrales de Producción en PEP (Pemex Exploración y Producción). Los rangos obtenidos están dentro de los rangos recomendados internacionalmente (GO-DP-DI-0032-2019).

Si bien los FD se basan en la experiencia, estos factores no dan ninguna indicación de la probabilidad de falla de una TR, ya que no consideran explícitamente la aleatoriedad de las variables y parámetros de diseño. Además, los factores de seguridad tienden a ser bastante conservadores, y la mayoría de los límites del diseño se establecen utilizando criterios de fallo basados en la teoría elástica. La siguiente tabla muestra un resumen de los FD empleados por API y su comparativo con los empleados con las compañías a nivel internacional, se destaca que PEP, dispone de un mayor respaldo para sus diseños a condiciones de presión interna y colapso aplicando un FD de 1.125.

Operadora	Presión interna	Presión de colapso	Tensión	Compresión	Triaxial
API	1.1	1.125	1.60	1.20	1.25
Pemex	1.125	1.125	1.50	1.40	1.25
TT	1.15	1.125	1.75	1.30	1.25
ARG 1	1.10	1.00	1.40 (estático) 1.60 (bajando)	1.30	1.25
ARG 2	1.10	1.00	1.40	1.40	1.25
ARG 3	1.10	1.00	1.40	1.40	1.25
CV	1.20	1.00	1.60	1.30	1.25
DE	1.25	1.10	1.40	1.20	1.25
IC	1.25	1.10	1.33	1.10	1.25
EQ	1.10	1.10	1.20 (Con. Prem) 1.40 (Con. API)		1.25
CP	1.15	1.05	1.40 (Con. Prem) 1.60 (Con. API)	1.40	1.31

Tabla 1. FD mínimos con referencias internacionales.

Respecto a las cargas de tensión y compresión no existe referencia clara sobre un diferenciador entre el cuerpo de la tubería y su conexión. Para la evaluación de la tubería del pozo IX-32 se establecieron los siguientes factores a referencia de la GO-DP-DI-0032-2019.

Presión interna	Presión de colapso	Tensión		Compresión		Triaxial
		Cuerpo	Conexión	Cuerpo	Conexión	
1.125	1.125	1.50	1.60	1.40	1.30	1.25

Tabla 2. FD mínimos descritos en GO-DP-DI-0032-2019.

Un aspecto comparativo relevante entre los FD de PEP y las compañías internacionales en FD asociado a la conexión es que PEP propone un FD superior al valor del FD del cuerpo de la tubería, así mismo tanto el API como las compañías internacionales no consideran un diferenciador entre la tubería y la conexión.

Esta consideración muestra un área de oportunidad para la realización de actividades como la introducción de tuberías corridas. Derivado de que las tuberías corridas empleadas en el campo IX no se encuentran dentro de los rangos de profundidad de asentamiento y peso convencionales se considera que el FD a la tensión puede ajustarse a un rango menor al FD propuesto por PEP.

Para las compañías como EQ y CP el FD para una tubería con conexión premium mantiene un valor menor hasta 0.20 en comparación con una tubería con conexión API.

Es posible concluir que las conexiones sean integrales o acopladas disponen de una capacidad nominal en algunos

casos superiores a las capacidades nominales de la tubería. Así mismo es claro que las conexiones premium disponen de una curva de confiabilidad más eficiente en comparación a las API. Toda vez que esta condición puede variar conforme a la tubería seleccionada se propuso un ajuste a un rango estimado 1.40 a 1.60 solo a los FD a la conexión, sustentado en base a las referencias internacionales (Tabla 3).

Presión interna	Presión de colapso	Tensión		Compresión		Triaxial
		Cuerpo	Conexión	Cuerpo	Conexión	
1.125	1.125	1.50	1.40 – 1.60	1.40	1.30	1.25

Tabla 3. FD mínimos finales propuestos para la tubería corrida del pozo IX-32.

4. Efectos de la temperatura

Tomando como base los estudios efectuados por PEP, en el rango de temperaturas de 120 a 190 °C para pozos petroleros en el sureste de México, el comportamiento del esfuerzo a la cedencia del material disminuye al incrementar la temperatura, por lo que las propiedades mecánicas de las tuberías de revestimiento se ven disminuidas a altas temperaturas.

Es importante entender que las normas API y las especificaciones de los grados de acero propietarios permiten tolerancias y rangos para las propiedades mecánicas de las tuberías de revestimiento, el caso de estudio mostrado en la Figura 5, muestra el comportamiento de un acero de alto colapso (TAC) y el efecto de degradación con respecto a la temperatura aplicado sobre los valores nominales (línea verde) y reales promedio (línea azul), a su vez el fabricante dispone de un valor de cedencia mínimo promedio real (línea naranja) acorde a su cedula de fabricación el cual a los 175 °C es aproximadamente 133 ksi.

En base a lo anterior es de suma importancia el acompañamiento la sinergia entre el personal de diseño y la parte técnica de la compañía proveedora para garantizar la confiabilidad y éxito en cada una de las operaciones.

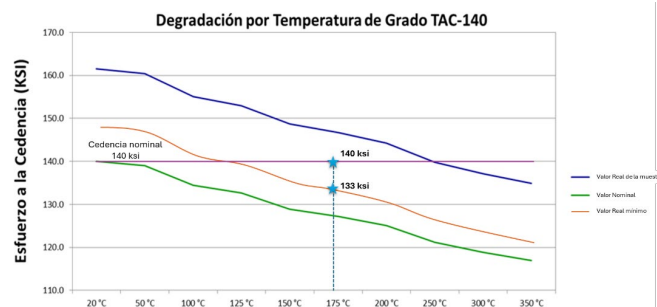


Figura 5. Comparativo de degradación térmica aplicado a valores nominales y reales de una tubería de alto colapso (Fuente: Tenaris TAMS).

El FD para la degradación por temperatura puede estimarse en base a la siguiente ecuación:

FD: $133 / 140 = 0.95$

Para toda tubería simulada en el software StressCheck® (SC) es importante considerar un factor de corrección (FC) aplicado a la degradación del material, este FC permitirá afectar las cargas evaluadas magnificando las mismas y a su vez llevando a un escenario más realista que el valor establecido por default en la aplicación.

FC: 95% a 175°C

La corrección previa es recomendable para proyectos donde los FD se encuentren al límite de diseño o en su defecto, se disponga de datos de temperatura de pozos correlativos. La plataforma SS toma como principal criterio una degradación de 0.03% por cada °F, como valor predeterminado la SS aplica un factor de corrección de 0.87 para una temperatura máxima de 260 °C / 500 °F el cual aunado al FD de 1.125 seleccionado magnifica la carga de manera significativa y afecta el resultado de manera negativa.

El mejor ejemplo para analizar los efectos de la temperatura es la evaluación de las cargas de producción al estallido definidas como, fuga en superficie durante una estimulación (SSL) e inyección por debajo de la tubería de revestimiento (IDC). Ambas cargas emplean perfiles de temperatura distintos dado que conceptualmente la carga SSL emplea un perfil de temperatura caliente asumiendo que el pozo alcanzará en superficie la misma temperatura de fondo por otro lado la carga IDC emplea un perfil frío considerando que el pozo mantendrá una temperatura durante la inyección con un fluido como nitrógeno (N₂) equivalente al valor de la temperatura ambiente superficial.

Evaluación de la tubería corrida del pozo IX-32

Una vez definidos los FD y tomando a consideración los criterios previamente mencionados se evaluó la distribución de las tuberías disponibles, mismas que previamente han sido solicitadas con anticipación.

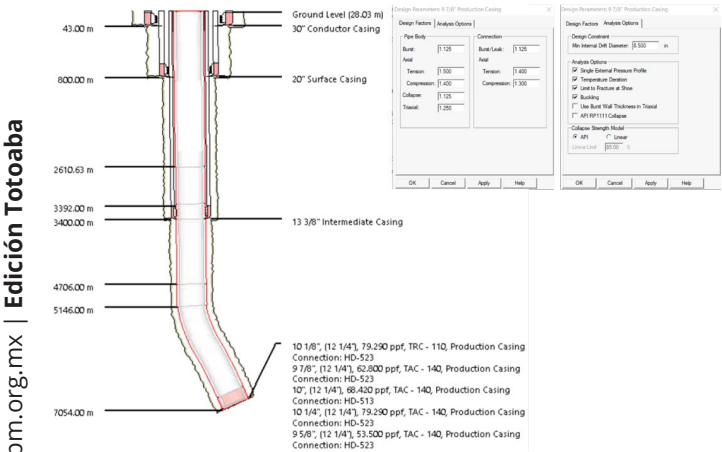


Figura 6. Estado mecánico del pozo IX-32 con FD y criterios de evaluación seleccionados.

La Tabla 4 muestra las condiciones de carga aplicadas para las tuberías en diseño, es sumamente importante entender que no todas las cargas aplican de manera directa sobre el diseño y que a criterio del diseñador estas podrán ser omitidas siempre que su aplicación no sea acorde al objetivo de la tubería de revestimiento, así mismo en la parte inferior de la tabla se muestra la propuesta de cargas adecuadas al diseño del pozo IX-32.

Se descarta la aplicación de la carga de inyección derivado de que esta carga aplica a pozos tubingless (sin aparejo de producción), se propone añadir la carga de fuga en superficie debido a que en el campo es común efectuar estimulaciones y fracturamiento con presiones > 14,000 psi, así mismo se añaden las cargas de servicio aunque esta considera el peor escenario para las cargas aplicadas; esta carga será relevante debido a que por la longitud de agujero y las condiciones de presión y temperatura la cementación pudiese resultar comprometida.

GO-DP-DI-0032-2019		
Presión interna	Presión externa	Axial
Brote de gas	Evacuación parcial	Fuerza de jalón
Prueba de presión	Evacuación total	Corriendo la tubería en el agujero
Prueba al terminar la cementación	Pérdida de retorno con abatimiento de nivel	Prueba al terminar la cementación
Fuga en aparejo	Cementación	
Inyección debajo de TR		
Recomendación		
Presión interna	Presión externa	Axial
Brote de gas	Evacuación parcial	Fuerza de jalón
Prueba de presión	Evacuación total	Corriendo la tubería en el agujero
Prueba al terminar la cementación	Pérdida de retorno con abatimiento de nivel	Prueba al terminar la cementación
Fuga en aparejo	Cementación	Cargas de servicio
Fuga en superficie durante estimulación		

Tabla 4. Cargas de diseño de tuberías de revestimiento.

La Tabla 5 muestra la distribución del tally definitivo para la introducción de la tubería corrida la cual se destaca por disponer de 5 diámetros distintos de tubería.

IX-32 (2024)								
#	OD	Peso	Acero	Conex	Cima	Base	Long	Peso Aire
	in	(lb/ft)			m	m	m	Ton
Tubería	10 1/8"	79.29	TRC110	HD523	0	2596.96	2,596.96	306.43
Combinación	9 7/8"	62.80	TAC140	HD523	2,596.96	2,610.63	13.67	1.28
Tubería	9 7/8"	62.80	TAC140	HD523	2,610.63	3392.04	781.41	73.03
Tubería	10	68.48	TAC140	HD513	3,392.04	4,691.78	1,299.74	132.46
Combinación	9 7/8"	62.80	TAC140	HD523	4,691.78	4,706.03	14.25	1.33
Tubería	10 1/4"	79.29	TAC140	HD523	4,706.03	5,146.52	440.49	51.98
Combinación	9 7/8"	62.80	TAC140	HD523	5,146.52	5,149.47	2.95	0.28
Tubería	9 5/8"	53.50	TAC140	HD523	5,149.47	6,983.59	1,834.12	146.03
Accesorio	9 5/8"	53.50	TAC140	HD523	6,983.59	6,996.60	13.01	1.04
Tubería	9 5/8"	53.50	TAC110	HD523	6,996.60	7,040.63	44.03	3.51
Accesorio	12 1/8"	53.50	TAC140	HD523	7,040.63	7,054.00	13.37	1.06
Peso acumulado (Ton)								718.41

Tabla 5. Distribución de tubería corrida.

Conceptualmente la GO-DP-DI-0032-2019 propone un máximo de 3 secciones, sin embargo, dada la necesidad e importancia de la optimización de tiempos el arreglo propuesto, permite la optimización del cambio de etapa

ahorrando hasta 10 días por trabajos adicionales.

Las tuberías de 9 7/8" y 9 5/8" fueron seleccionadas buscando una distribución óptima que permitirá disminuir la mayor cantidad de peso posible durante la ejecución.

Resultados

Las siguientes figuras muestran el resultado de las cargas evaluadas para cada una de las secciones de tuberías descritas en la Figura 7.

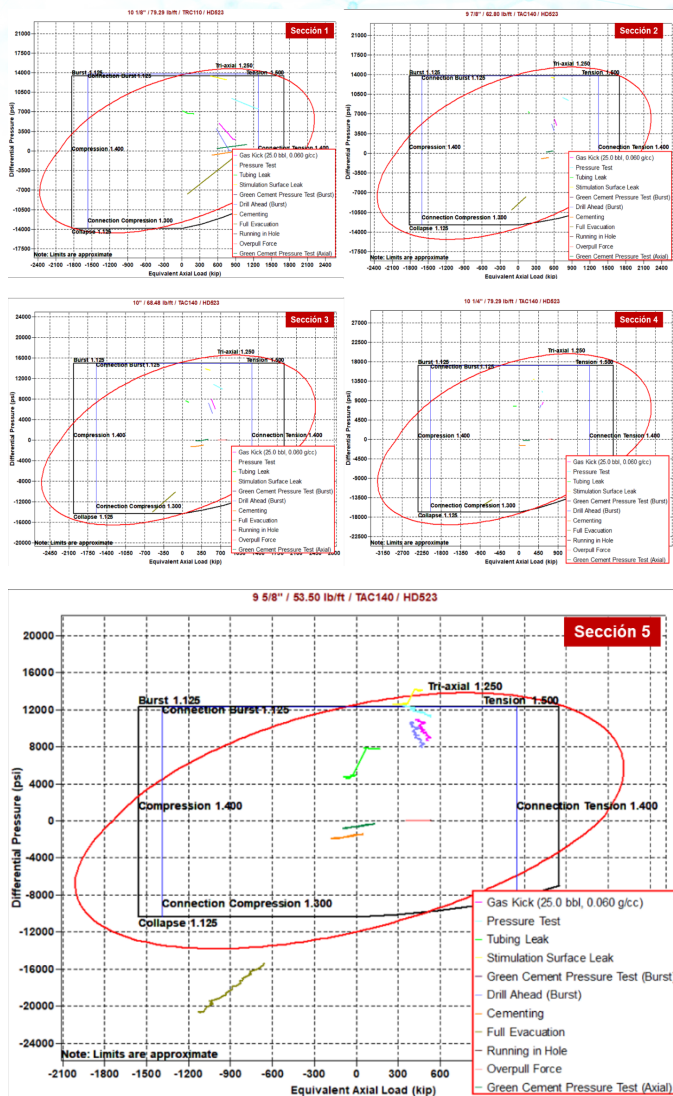


Figura 7. Resultado de evaluación de cargas para el pozo IX-32

Nótese que la sección 5 se visualiza comprometida a las cargas de SSL y evacuación total, el criterio apropiado para SSL es que esta carga pierde aplicabilidad debido a que la sección 5 se ubica en el fondo, la única tubería que pudiese resultar afectada es la 10 1/8" (sección 1), sin embargo, el valor nominal de la tubería (15,110 psi) se encuentra por encima del valor máximo aplicado en superficie para la estimulación (14,000 psi). Para la carga de evacuación total se consideró disminuir la mayor longitud de tubería de 10 1/4"

al mínimo necesario debido a que ninguna de las 2 opciones satisface a esta carga crítica, esta deberá ser respaldada con el traslape del siguiente liner para salvaguardar la integridad mecánica del pozo.

El pozo IX-32 alcanzó la profundidad de asentamiento a 7,060 mdbmr posterior a perforar durante 49.64 días. En el inter se efectuaron diversos viajes para cambio de herramientas direccionales, los cuales son comunes derivado de las condiciones hostiles presentes en la etapa. Efectuó la introducción de la tubería corrida en un tiempo estimado de 2.79 días a una velocidad promedio de introducción de 105 m/hr, durante la introducción se efectuó la conversión de los accesorios a 6,139 m, flotando la misma los últimos 915 m, permitiendo con esto disminuir el peso total de la misma. Un hecho importante a resaltar es que gracias a las buenas prácticas y lecciones aprendidas del campo no fue necesario operar la tubería con rotación y circulación a través de los 3672 m de agujero descubierto.

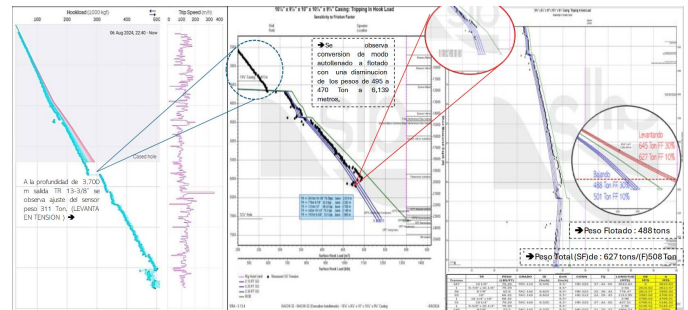


Figura 8. Comparativo de introducción, simulado vs tiempo real.

Lo anterior permite concluir que la aplicación del criterio de ajuste de FD a la tensión en el rango de 1.40 a 1.60 es un criterio apropiado a tomar en cuenta en diseños con tuberías con profundidades de asentamiento considerables. Así mismo, se destaca que el comportamiento de la introducción en comparativa de los simulado contra lo real se observó dentro de los parámetros simulados.

Conclusiones

- Es mandatorio que todo diseñador conozca los criterios fundamentales para la aplicación de las tuberías corridas, tomando como base el objetivo principal de la tubería.
- Es fundamental que el diseñador se muestre abierto a la adaptabilidad de la GO-DP-DI-0032-2019 a las condiciones reales del pozo, debido a que este documento normativo no debe ser considerado como un libro blindado.
- Los criterios de diseño por CM no consideran el cemento por detrás del revestidor y la H/I-S si considera la presencia de cemento por detrás por lo que no es recomendable para pozos HPHT asumir confundir estos contra conceptos.

- Toda tubería corrida sea profunda o no debe mandatoriamente respaldarse con cemento, pues es bien sabido que el cemento permitirá disminuir los efectos de las cargas axiales a lo largo de la vida productiva del pozo.
- Se recomienda el ajuste de los factores de diseño por tensión aplicada a la conexión a un rango entre 1.40 – 1.60. Sin embargo, es posible que este factor pueda seguir afectándose a la baja acorde a las referencias internacionales sin mayor repercusión.
- En base al punto anterior y considerando que cada campo es distinto no se recomienda efectuar el ajuste a 1.40 para pozos donde el FD a 1.60 cumpla sin mayor detalle.
- Se recomienda prestar atención principalmente a la selección apropiada del FD y así mismo a las correcciones por temperatura, debido a que los FD empleados ya representan un margen de seguridad conservador, que en consecuencia obliga al diseñador a seleccionar un material más robusto de lo necesario.
- Camas Pascacio. M, 2007, Análisis de estabilidad mecánica de tuberías de revestimiento, Tesis, UNAM, México, D.F.
- Ramos Rodriguez, E y Hernández Morales, D, 2021, Aspectos a considerar en la Ingeniería de diseño de pozos offshore: temperatura, corrosión y colapso, Revista, Universidad Olmeca, Villahermosa, Tab.
- Prentice, C, 1970, "Maximum Load" Casing Design, SPE-2560-PA, <https://doi.org/10.2118/2560-PA>
- Mitchell, R y Lake, L, 2006, Petroleum Engineering Handbook Drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers, <https://doi.org/10.2118/9781555631147>

Ing. Jesús Santos Hernández



Nomenclaturas

HPHT: Alta presión y alta temperatura
(High Pressure High Temperature)
CM: Carga máxima
H/I-S: Hermeticidad / integridad del sistema
FD: Factor de diseño / seguridad

Agradecimientos

Un agradecimiento especial a todo el personal de Pemex, así como al personal técnico de Tenaris TAMSA (Tubos de Acero de México S.A.) por el éxito obtenido conjuntamente en este hito histórico.

Matemáticas y unidades

°C: Temperatura en grados Celsius
°F: Temperatura en grados Fahrenheit
mdbmr: Metros desarrollados bajo mesa rotaria
mvbmr: Metros verticales bajo mesa rotaria
ton: Toneladas
psi: lb/ft²
m/hr: Velocidad de introducción
m: Metro lineal
kpsi: Equivalencia a 1,000 libras fuerza por pulgada cuadrada

Referencias

- GO-DP-DI-0032-2019. Guía operativa única para diseño y selección de tubulares para intervenciones a pozos en PEP. 2019. Pemex Exploración y Producción
- API SPEC. 5C2, Performance Properties of Casing, Tubing, and Drillpipe
- API-RP-9B, 2015, Application, Care, and Use of Wire Rope for Oil Field Service

Ingeniero Petrolero por la Universidad Olmeca (2011) con 13 años de experiencia en Petróleos Mexicanos. Ha laborado en las siguientes áreas: como ingeniero de diseño de explotación en la especialidad de petrofísica y registros geofísicos en el Activo de Producción Bellota Jujo (2011 – 2014); como ingeniero de operaciones de perforación y reparación de pozos en la Unidad de Negocios de Perforación Comalcalco (2014 – 2016); como ingeniero de diseño y soporte a la operación en la Gerencia de Ingeniería de Pozos y Formación Técnica (2016 – 2019); como ingeniero de diseño de perforación en la Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a pozos de Explotación (2019 – actualidad). Ha publicado trabajos en las Jornadas Técnicas de la AIPM.

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



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

Escríbenos y te decimos cómo:

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

Ing. Aarón Retana Pérez
aaron_retana@yahoo.com





Rompiendo records en el fútbol

Los estadios con mayor capacidad del mundo

1903

Hampden Park,
Escocia

51,800
asientos



1989

Estadio Rungrado
Primero de Mayo,
Corea del Norte

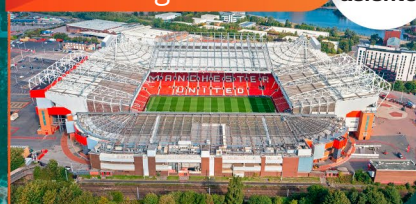
114,000
asientos



1910

Old Trafford,
Inglaterra

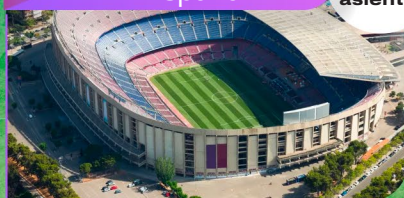
76,000
asientos



1957

Spotify Camp Nou,
España

99,354
asientos



1922

Rose Bowl,
Estados Unidos

92,800
asientos



Ruedas de la *fortuna* más grandes del siglo XXI



Pioneros del béisbol mexicano



Club México
1887 - Ciudad de México.



Club Guanajuato
1909 - Guanajuato.



74 Regimiento de Puebla
1925 - Puebla.



Agraria de México
1925 - Ciudad de México.



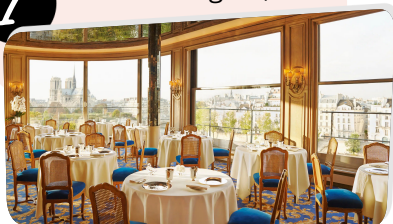
Águila de Veracruz
1930 - Veracruz.

LOS PRIMEROS RESTAURANTES
EN RECIBIR TRES ESTRELLAS

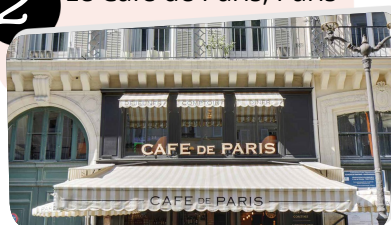
Michelin



1 Le Tour d'Argent, París



2 Le Café de Paris, París



3 Lapérouse, París



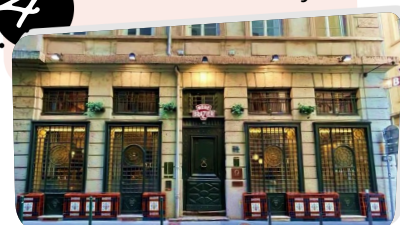
6 L'Auberge du Père Bise, Talloires



7 La Pyramide, Vienne



4 La Mère Brazier, Lyon



5 La Côte d'Or, Saulieu



Fuente: guide.michelin.com





El sonido más mortal registrado de la historia

El 27 de agosto de 1883, la Tierra emitió un ruido más fuerte que cualquier otro desde entonces. Se escuchó a 4,800 kilómetros de distancia, "como el rugido distante de cañones pesados". Piensa, por un momento, en lo increíble que es esto. Si estás en Boston y alguien te dice que escuchó un sonido proveniente de Nueva York, probablemente lo mires raro. Pero Boston está a solo 320 kilómetros de Nueva York. Es como estar en Boston y escuchar claramente un ruido proveniente de Dublín, Irlanda.

Este sonido se produjo durante la erupción volcánica del Krakatoa en 1883. El volcán se encuentra en el estrecho de Sunda, entre las islas de Java y Sumatra, en Indonesia. La erupción generó un tsunami gigante que arrasó las costas cercanas, causando la muerte de más de 36,000 personas, y también contribuyó a un fenómeno climático global conocido como el "año sin verano".

Fuente: www.blog.education.nationalgeographic.org



SOPA DE LETRAS PETROLERA

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

Encuentra las siguientes palabras:

CRACKING

FALLA

TRANSPORTE

DELIMITACION

EXPLORACION

CUENCA

LIMOLITA

COMPLEJO

DOMICA

FASE

EVAPORITAS

REGRESION

CRIOGENIA

ESTIMULACION

GRABEN

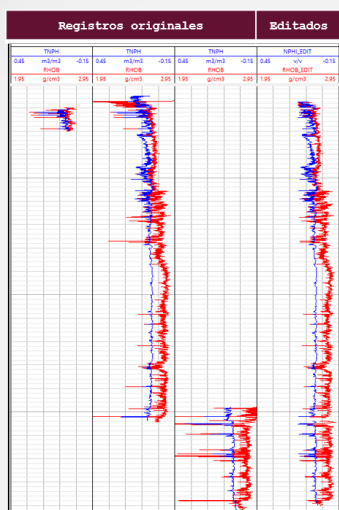
Determinación de exponente de cementación m variable en carbonatos

Por: Ing. José Rodolfo Armenta de la Cruz

1

Carga, control de calidad y edición de registros geofísicos de pozo (suavizado, ajuste en profundidad, empalme de curvas, etc.)

- Densidad (RHOB)
- Neutrón (NPHI)



2

Identificación de litología y/o tipo de porosidad presente en el yacimiento

- Núcleos
- Muestras de canal
- Registros geofísicos

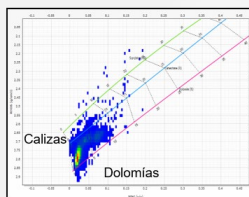
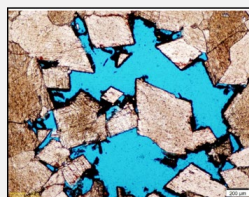
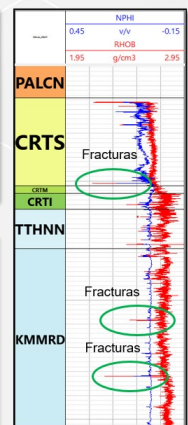


Gráfico cruzado NPHI vs RHOB



Cavidades de disolución



Registros geofísicos

3

Estimar la porosidad total (PHIT) a partir de Densidad y Neutrón

$$DPHI = \frac{Rho_{matriz} - Rhob}{Rho_{matriz} - Rho_{fluido}}$$

$$PHIT = \frac{DPHI + NPHI}{2}$$

4

Calcular m de acuerdo con la litología y/o tipo de porosidad

Neustaedter (Shell)

$$m = \frac{0.019}{PHIT} + 1.87$$

Dolomías

Borai

$$m = \frac{2.2 - 0.035}{PHIT + 0.042}$$

Sethi

$$m = 2.05 - PHIT$$

Carbonatos de porosidad intergranular o intercristalina

Focke and Munn

$$m = 1.2 + (0.1286 \cdot PHIT) \quad \text{Si } K \leq 0.1 \text{ mD}$$

$$m = 1.4 + (0.0857 \cdot PHIT) \quad \text{Si } K = 0.1 \text{ a } 1 \text{ mD}$$

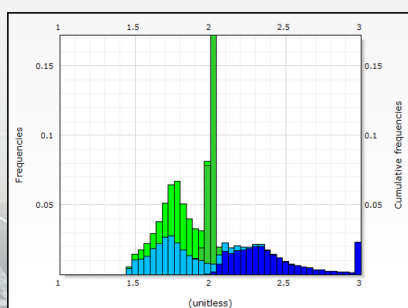
$$m = 1.2 + (0.0829 \cdot PHIT) \quad \text{Si } K = 1 \text{ a } 100 \text{ mD}$$

$$m = 1.22 + (0.034 \cdot PHIT) \quad \text{Si } K \geq 100 \text{ mD}$$

Carbonatos de porosidad vulgar

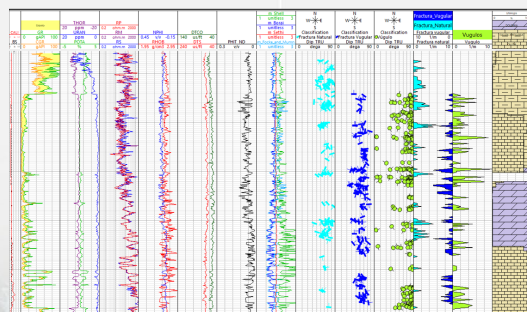
5

Comparar los valores de m. A bajas porosidades (menores a 5 %) el modelo de Shell tendrá valores de m mayores a 2, mientras que con los modelos de Borai y Fockeand Mumlna m será menor a 2



6

Integración con demás registros. Las zonas de fracturas conectadas deberán tener un valor de m entre 1.5 - 1.95, mientras que las fracturas no conectadas y los vórgulos no conectados tendrán valores de 2 - 3.5



Autor: Ing. José Rodolfo Armenta de la Cruz
Ingeniero petrofísico en PEMEX

Es originario de Iguala, Guerrero. En 2011 egresó de la Universidad Autónoma de Guerrero obteniendo el título de Ingeniero Geólogo. Ese mismo año se incorporó a la Gerencia de Exploración de Uranio del Servicio Geológico Mexicano en Reynosa, Tamaulipas. En diciembre de 2012 ingresó a Petróleos Mexicanos formando parte del equipo de Caracterización Estática de Yacimientos del Activo de Producción Samaria Luna. En 2014 comenzó a colaborar como petrofísico evaluando yacimientos siliciclásticos y carbonatos naturalmente fracturados. Desde 2019 hasta la fecha esta adscrito a la Gerencia de Planes de Extracción en donde participa en la construcción y actualización de modelos estáticos de Campos de la Región Sur.



ENTREVISTA

A LA ING. BLANCA ESTELA GONZÁLEZ VALTIERRA

1. Ing. Blanca cuéntenos ¿de dónde es originaria?

Soy de la CDMX y estuve viviendo en esta ciudad hasta que terminé la carrera de Ing. Petrolera.

2. ¿Qué le inspiró a optar y a seguir la carrera profesional de Ingeniería Petrolera?

Cuando estaba en el último año de preparatoria, y como se dice comúnmente, "la amiga de una amiga" nos habló de la carrera de ingeniería petrolera que estaba estudiando y me llamó la atención. Por lo cual, me puse a investigar más sobre los planes de estudio y aplicación laboral y me gustó, por lo que decidí solicitar el ingreso a esta carrera.

3. ¿Cómo llega a Petróleos Mexicanos a su vida?

Cuando terminé la carrera, fui a solicitar trabajo en Ciudad del Carmen en el Activo Cantarell, sin embargo, con lo primero que me topé es que uno de los ingenieros que me recibió me dijo -no quiero mujeres en mi equipo-. Posteriormente, me entrevisté con uno de los profesores de la carrera, el cual me comentó que buscaban ingenieros petroleros en Villahermosa y así fue como ingresé a esta empresa en el programa de Sistema de Información Técnica de Pozos en Cd. Pemex.

4. ¿Qué habilidades considera que son las más importantes para el éxito en su trabajo?

Ser confiable, esta cualidad debe ir acompañada de conocimiento y pasión por el trabajo. Si la gente confía en ti, sabe que cumplirás y por ende la supervisión solo se reduce a darte directrices y seguimiento de verificación.

5. ¿Qué es lo que más le gusta de su trabajo?

Como estamos en un negocio donde se maneja incertidumbre, por lo que cada día es un reto para cumplir las metas, debes buscar estrategias que aseguren el resultado





ING. BLANCA ESTELA GONZÁLEZ VALTIERRA

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, donde obtuvo el título de Ingeniera Petrolera en 1996. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1997 en el área de productividad de pozos del Activo Integral Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste.

En el periodo de 2000-2002 realizó sus estudios de posgrado en la Universidad Nacional Autónoma de México, con especialidad en Ingeniería de Yacimientos. En 2018 y 2019 participó en el Programa de Perfeccionamiento Directivo y Enfocados del Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresa (IPADE).

Se ha desempeñado como especialista en yacimientos alcanzando el puesto de Superintendente de Ingeniería de Yacimientos y líder de los proyectos de Inversión Ayin-Alux, Yaxche, Crudo Ligero Marino y Tsimin-Xux dentro de Pemex Exploración y Producción. En 2011, se integró a la Subdirección de Desarrollo de Campos, en la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Tsimin Xux en donde se desempeñó como Líder de Proyecto y Coordinador de Diseño e Ingeniería de Proyectos. En 2015 es designada como Gerente de Proyectos Aguas Someras de la Subdirección de Desarrollo Campos, en donde fue responsable del Diseño, Ejecución y Puesta en Operación de proyectos de inversión de campos localizados en la Aguas Someras del Golfo de México.

En 2017 fue designada como Administrador del Activo Integral de Producción Bloque Sur 02 (ahora Samaria Luna), posteriormente en 2019 se le nombró Administrador del Activo Integral de Producción Bloques Aguas Someras 02-04 (ahora Litoral de Tabasco), de marzo de 2021 a octubre de 2022 se desempeñó como Administrador del Activo de Producción Bellota Jujo en donde se opera el Campo Quesqui catalogado como uno de los desarrollos más importantes de PEP en los últimos dos años, actualmente funge como Subdirectora de Extracción Región Marina Suroeste.

Es miembro activo del Colegio de Ingenieros Petroleros y de la Society of Petroleum Engineers.

6. ¿Cómo gestiona el equilibrio entre su vida laboral y personal?

esperado y eso hace que te desarrolles como profesional. Como responsable de un equipo de trabajo, debes transmitir las ideas de forma sencilla y clara motivando a que tus compañeros entiendan las problemáticas y se sientan motivados para proponer y cumplir con lo que la organización espera.

Es una situación complicada, dado que, entre mayor jerarquía, mayor es el tiempo que se dedica al trabajo. Delegar el trabajo en las personas adecuadas permite optimizar el tiempo y asegurar que se cumplan los objetivos en el trabajo, y por ende la optimización del tiempo. En lo personal, me gusta dedicarme tiempo a través del ejercicio, buscando siempre tener un horario que me permita hacer esta actividad que adicionalmente me permite despejar la mente y sentirme mejor.

7. Hoy en día muchas mujeres están tomando cargos directivos y de liderazgo en las empresas, usted es un claro ejemplo de ello ¿cómo se preparó para interactuar en una industria de elite, pero también predominantemente de hombres?

Prácticamente toda mi vida he estado rodeada de hombres. Crecí con 4 hermanos y desde pequeña me hicieron ver que yo podía hacer lo mismo que mis hermanos, por lo que no me es extraño convivir en una industria con el 80% de hombres laborando. Responsabilizarme de mi trabajo a través de capacitación y tener una comunicación clara me ha permitido alcanzar las metas en esta industria.

8. Ing. Blanca Estela, respecto a las nuevas generaciones de ingenier@s petroler@s ¿qué consejo les transmitiría?

Deben prepararse técnicamente... cada vez se encuentran yacimientos con retos mayores que requieren flexibilidad de pensamiento y toma de decisiones. Mujeres y Hombres deben creer en sí mismos y que la dedicación y confianza deben trabajarse día con día. De igual forma deben tener equilibrio entre el trabajo y su vida personal.



Tecnologías innovadoras. Soluciones sostenibles.

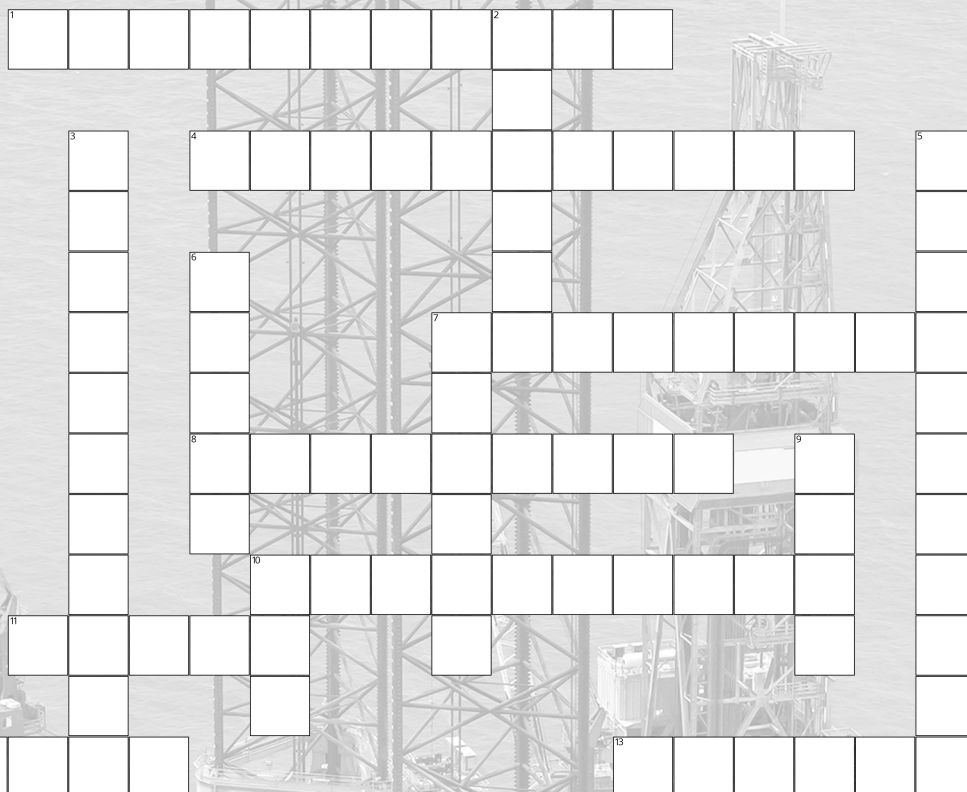
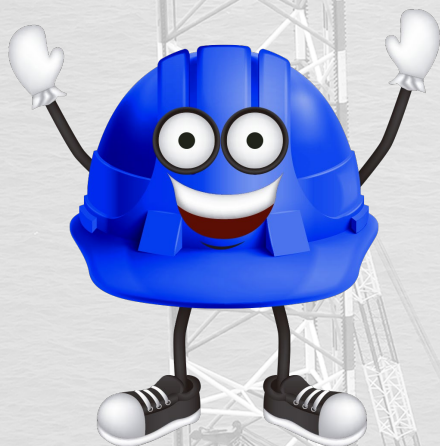
Halliburton lidera el futuro de la energía

Avanzamos la industria energética a través de tecnologías innovadoras y prácticas sostenibles. Descubre cómo nuestras soluciones pueden ayudar a maximizar el valor de los activos.



Obtenga más información
en [halliburton.com](https://www.halliburton.com)

CRUCIGRAMA DE CONOCIMIENTOS PETROLEROS



Horizontal

Vertical

- 1 La preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante, en vez de otro.
- 2 Estructura geológica que presenta una forma, o relieve, de forma semiesférica.
- 3 Planta industrial cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, y para mejorar su color, olor y estabilidad.
- 4 Acondicionamiento del Petróleo que comprende todos los procesos industriales realizados dentro o fuera de un Área Contractual o de un Área de Asignación y anteriores a la refinación.
- 5 Acopio de los Hidrocarburos de cada pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga.
- 6 Unidad de medida que describe la permeabilidad de un medio poroso.
- 7 Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.
- 7 Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros.
- 8 Es un equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.
- 9 Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).
- 10 Es la medición de las profundidades marinas para determinar la topografía del fondo del mar.
- 10 Unidad térmica británica, representa la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua (0.4535 kilogramos) un grado Fahrenheit (0.5556 grados centígrados), en condiciones atmosféricas normales;
- 11 Bloque de la corteza terrestre que se ha levantado entre dos fallas; lo contrario de un graben.
- 12 Rocas sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas cercanas a la costa.
- 13 Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.



RINCÓN DE LECTURA

POETA CHILENO

una declaración de amor a la poesía

«Hubiera sido mejor echarle la culpa a la poesía, pero habría sido mentir. Los poemas que dices sí sirven, pero duele repetirlos»



Alejandro Zambra, maestro chileno de la novela breve, publicó en 2020 esta obra extensa que va sobre familias, hechizas y padrastría, la experiencia de criar a un hijo no biológico, y también sobre poetas, poetastros y la poesía de su país, dándole sentido a estas palabras: «No hay casa, ni padres, ni amor: / solo hay compañeros de juego».

Es una hermosa, desenfadada y seriamente divertida declaración de amor a la poesía. «La verdadera seriedad es cómica», decía Nicanor Parra, y esta novela sobre poetas que desprecian las novelas lo demuestra brillantemente.

¿De qué va?

Durante buena parte de esta novela Gonzalo es un poetaastro que quiere ser poeta y un padraastro que se comporta como si fuera el padre biológico de Vicente, un niño adicto a la comida para gatos que años más tarde se niega a estudiar en la universidad porque su sueño principal es convertirse –también– en poeta, a pesar de los consejos de Carla, su orgullosamente solitaria madre, y de León, un padre mediocre dedicado a coleccionar autitos de juguete.

El poderoso mito de la poesía chilena –un personaje secundario dice, aludiendo a los veredictos de la Academia Sueca, que los chilenos son bicampeones mundiales de poesía– es revisitado y cuestionado por Pru, una periodista gringa que se convierte en testigo accidental de ese esquivo e intenso mundo de héroes e impostores literarios.

“Santiago es una ciudad lo suficientemente grande y segregada como para que Carla y Gonzalo no se encontraran nunca más, pero una noche, nueve años más tarde, volvieron a verse, y es gracias a ese reencuentro que esta historia alcanza la cantidad de páginas necesaria para ser considerada una novela.”

Mi humilde opinión

★★★★★ Lo recomiendo ampliamente Chile y la poesía, más que el hilo conductor, son un personaje más en esta novela que transcurre en cuatro capítulos y va sobre poetas chilenos, relaciones personales y familiastras, donde el vínculo entre padraastro e hijastro se podría decir que es fallido, pero con un punto en común, la poesía.

Alejandro Zambra tiene una habilidad magnífica para representar lo cotidiano y transportarnos a diversos lugares de su país, con sus personajes chilenísimos, su humor entrañable, su nostalgia, su impresionante voluntad de estilo, su clima de época, su idea de la literatura como herramienta de daño, y con sus muchas referencias a libros y música. Me gustó que no solo alaba, sino que también critica e ironiza sobre los grandes exponentes de la poesía chilena.

Sobre el autor

Alejandro Zambra, poeta, narrador y crítico literario nacido en Santiago de Chile en 1975, es autor de obras que se han vuelto emblemáticas y que lo confirman como una de las voces fundamentales de la literatura latinoamericana contemporánea como Bonsái (2006), La vida privada de los árboles (2007), Formas de volver a casa (2011), Mis documentos (2013), Facsímil (2014), Poeta chileno (2020) y Literatura infantil (2023), una serie de relatos, de ficción y no ficción, sobre infancia y paternidad. Sus novelas se han traducido a veinte idiomas, ha sido becario de la Biblioteca Pública de Nueva York y recibido, entre otras distinciones, el English Pen Award, el O. Henry Prize y el Premio Príncipe Claus. Actualmente vive en la Ciudad de México.

“Es mejor escribir que no escribir. La poesía es subversiva porque te expone, te hace pedazos. Te atreves a desconfiar de ti mismo. Te atreves a desobedecer. Esa es la idea, desobedecerles a todos. Desobedecerte a ti mismo, eso es lo más importante. Es crucial.”



Ing. Landy del Carmen Aparicio Vicente
Ingeniera Petrolera en PEMEX



PUNTO DE SAL

COCINA CONTEMPORÁNEA

Promoción 10%^{off*}

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



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



Identificarse a través de:

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

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



COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO



EL EMPODERAMIENTO DE LA MUJER

DESDE LA PERSPECTIVA DE UNA COLECTIVA COMO



COLECTIVO JUVENIL 50+1

Se basa en una visión integral que busca la transformación de las estructuras patriarcales y la construcción de una sociedad más justa, equitativa y libre de violencias. Algunos puntos claves e importantes para nuestra colectiva son: autonomía y autogestión.

Las colectivas 50+1 promueven la autonomía de las mujeres en todos los niveles: **económico, corporal, político y emocional**. Esto incluye desde el derecho a decidir sobre sus cuerpos hasta la creación de espacios seguros donde las mujeres puedan organizarse, aprender y tomar decisiones colectivas.

Consciencia y sororidad

El empoderamiento no es sólo individual, sino también colectivo, en otras palabras, se busca que las mujeres reconozcan las opresiones que enfrentan como parte de un sistema estructural y que construyan redes de apoyo basadas en la sororidad, es decir, en la solidaridad política entre mujeres. Sin duda, ésta es una de nuestras banderas mas fuertes.

Educación popular y feminista

Muchas colectivas promueven talleres, círculos de lectura, encuentros y actividades educativas que ayudan a

despatriarcalizar el pensamiento y fortalecer el conocimiento desde una mirada crítica y feminista, sin embargo, es importante tener una visión y avanzar en este punto con convicción.

Tener una acción directa y organización comunitaria fortalece el empoderamiento y también implica la acción. Las colectivas se organizan para intervenir en lo público y lo privado, desafiando las normas que perpetúan la desigualdad.

Interseccionalidad

El enfoque feminista reconoce que las mujeres no son un grupo homogéneo. El empoderamiento debe considerar las múltiples formas de opresión que se cruzan y construir soluciones desde esa complejidad, sin duda hemos creado y desbloqueado, avanzamos fuertes y firme, demostrando que llegamos juntas, con pasos cada día más notorios.

Finalmente, como colectivo juvenil de Tabasco, queremos llegar a las y los niños y jóvenes, firmando convenios con universidades, tales como UVM y Tecmilenio, en donde, nuestro objetivo es dar a conocer lo que hacemos y sembrar en ellos un cambio en la sociedad actual.



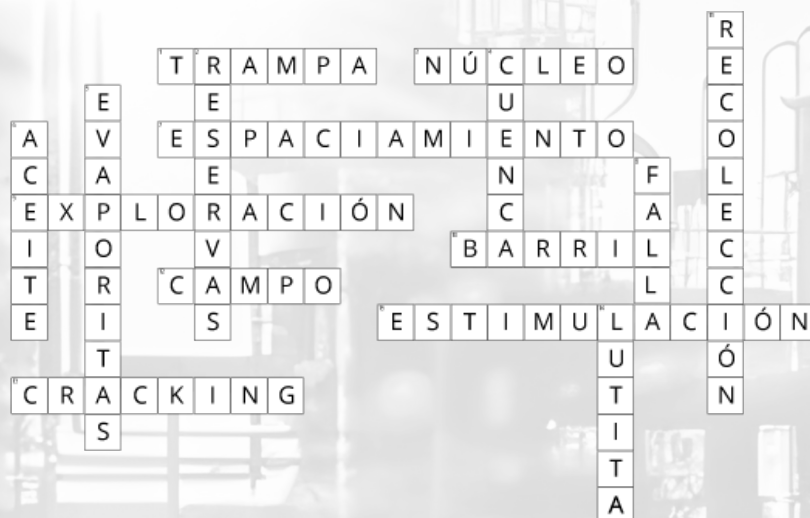
Silvia Bonifacio Rivero
Ingeniera Industrial
Presidenta del Colectivo 50+1 Juvenil Tabasco



Katherine Esparza Cortez
Maestrando en Gobierno y
Asuntos Públicos
Presidente de 50+1 Juvenil

Edición Ajolote

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





EDICIÓN
TOTOABA
Junio 2025



Gasolineras con techumbre, PEMEX 1960.

Eventos de la industria petrolera nacional e internacional 2025

Agosto

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

Septiembre

Gastech Exhibition & Conference 2025,
9-12, Milán, Italia

Octubre

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

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 ▶

