

Energy & Commerce

Año 2

Edición 33

May 2020



@energyncommerce

CAMEINTRAM
mantiene su compromiso
con la industria

*CAMEINTRAM maintains its
commitment to the industry*

**Supervivencia del fracking
en Estados Unidos**

*Survival of fracking in
the United States*

Columnistas /Columnists:

- Julia González Romero
- Rosanety Barrios
- Dip. Manuel Rodríguez
- Fluvio Ruiz
- Gaspar Franco Hernández
- Luis Vielma
- Sergio Pimentel

\$65.00 MXN / \$5.00 USD



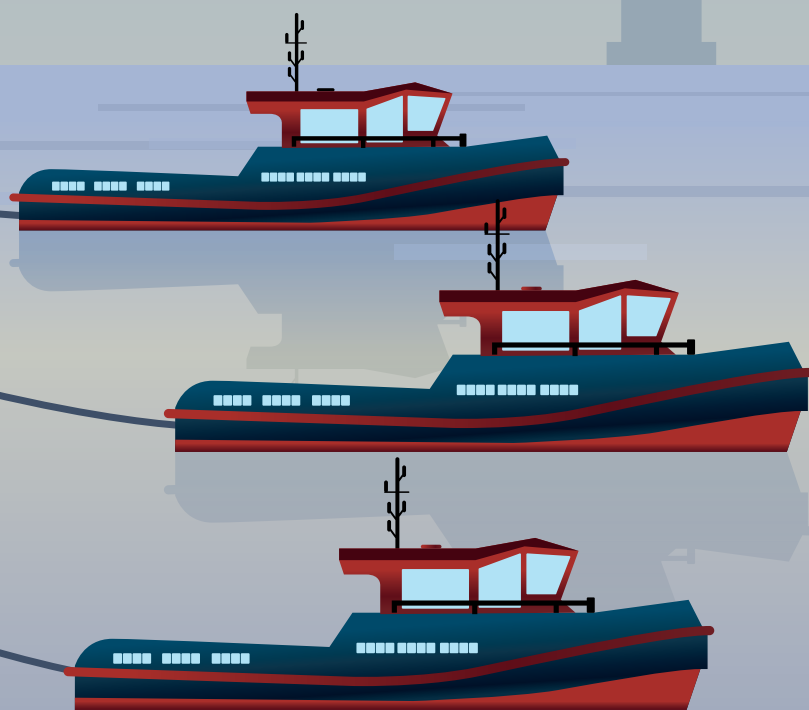
energyandcommerce.com.mx

Robótica marina: innovación por encima de los límites

Marine robotics: innovation beyond limits

**Servicios marítimos:
las nuevas estrategias
ante el COVID-19**

*Marine services: new
strategies to face COVID-19*



Entrevistas /Interviews:

- Leonardo Velasco Ochoa
- Dra. Jetzabeth Ramírez



TURBOMAQUINAS
S.A. DE C.V.

REPARACIÓN DE TURBINAS DE HASTA 350 MW DE CAPACIDAD

·SERVICIO PLANIFICADO PARA
ATENDER CUALQUIER TIPO
DE TURBOMAQUINARIA

·INFRAESTRUCTURA DE
VANGUARDIA Y PERSONAL
ESPECIALIZADO DISPONIBLE

·FLEXIBILIDAD Y RESPUESTA
INMEDIATA LAS 24 HRS, LOS
7 DÍAS DE LA SEMANA

www.turbomaquinas.mx

- 4 | La energía como medio para crear bienestar**
Energy as a way of creating welfare
- 6 | Unidad y solidaridad en torno a las tarifas eléctricas domésticas**
Unity and solidarity regarding domestic electric rates
- 8 | Algunas estrategias para el sector de Exploración y Extracción de Hidrocarburos**
Strategies for the Hydrocarbon Exploration and Extraction sector
- 9 | Una nueva realidad / A new reality**
- 10 | Tiempo de reflexión / Time for reflection**
- 12 | México vs OPEP: impacto de un cierre de producción en los pozos y yacimientos**
- 13 | Drones, los ojos de la seguridad en ultramar**
Drones, the eyes of overseas security
- 14 | Dirigiendo a la industria marítima en aguas del COVID-19**
Navigating the maritime industry through COVID-19 waters
- 15 | Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag**
Nuevas ideas para el sector petrolero mexicano
New ideas for the Mexican Oil Sector
- 20 | Empresas de Servicios Marítimos: socios en la producción nacional de hidrocarburos**
Maritime Services Companies: partners for hydrocarbon national production
- 24 | CAMEINTRAM mantiene su compromiso con la industria**
CAMEINTRAM maintains its commitment to the industry
- 26 | Robótica marina, tecnología para llegar a las profundidades**
Marine robotics, technology to reach the depths
- 28 | Áreas de oportunidad en la explotación de campos maduros**
Opportunity areas in the exploitation of mature fields
- 30 | Desafíos de la industria petrolera del fracking en Estados Unidos**
Challenges of the oil fracking industry in the United States
- 38 | Evitar fallas en el sistema eléctrico: vital ante la crisis**
Avoiding failures in the electrical system: vital in times of crisis
- 40 | Ciberseguridad en los tiempos de la Industria 4.0**
Cybersecurity in Times of Industry 4.0
- 42 | Sobrerregulación, un obstáculo para los proyectos de gas natural**
Overregulation, an obstacle for natural gas projects
- 44 | Grupo Hidrosina, una historia de energía en México**
Grupo Hidrosina, a history of energy in Mexico
- 46 | ¿Cómo impulsar el crecimiento de la industria solar?**
How to boost the growth of the solar industry?
- 48 | El futuro de las energías renovables en el presente de las políticas públicas**
- 49 | Sistema de Mantenimiento Integral en una plataforma Jack up**
Integral Maintenance System in a Jack-up platform
- 50 | Servicios integrados para la reducción de costos en intervención de pozos**
Integrated services for cost reduction in well intervention
- 52 | Aspectos para mejorar obras de infraestructura marina en Pemex**
Aspects to improve marine infrastructure works in Pemex
- 54 | Análisis de velocidad de corte y parámetros elásticos-geomecánicos**
Analysis of cutting speed and elastic-geomechanical parameters
- 56 | Sistemas de gobernabilidad en perforación de pozos**
Governance systems in well drilling
- 58 | Reducción de costos en intervención de pozos: CMP**
Reduction in reservoir intervention costs: CMP
- 60 | Exploración petrolera en cuencas salinas del Golfo de México**
Oil exploration in salt basins of the Gulf of Mexico
- 62 | Mapear procesos para alianzas y asociaciones**
Mapping processes for alliances and partnerships
- 64 | Comparación de funcionalidad de limpieza de ácidos fosfórico y cítrico**
Comparison of orthophosphoric and citric acids' cleaning functionality
- 66 | Metodología para identificar canales rentables en Chicontepec**
Methodology to identify profitable channels in Chicontepec
- 68 | Estudio de fluidos para perforación base polimérica**
Study for polymer-based drilling fluids
- 70 | Optimización de la inyección alterna en yacimientos**
Optimization of alternating field injection
- 72 | Modelo Integral de Desarrollo de Capital Humano en pozos**
Integral Model of Human Capital Development in Reservoirs
- 74 | Soluciones integrales para optimizar diseños de sistemas BEC**
Comprehensive solutions for the optimization of BEC system designs
- 76 | Lineamientos técnicos en la materia de recuperación secundaria y mejorada**
Technical guidelines on secondary and enhanced recovery
- 78 | Sistemas artificiales de producción en pozos: SESAP**
Artificial production systems in wells: SESAP
- 80 | Tratamiento preventivo de ácido sin agua en campos maduros**
Preventive waterless acid treatment in mature fields
- 82 | Implementación de un sistema de control para la planta de gas La Jovita**
Implementation of a control system for La Jovita gas plant
- 84 | Solución analítica de pruebas de presión en pozos**
Analytical solution for reservoir pressure testing
- 86 | Primer Ventana en triple tubería de revestimiento en México**
First Window in triple-pipe casing in Mexico
- 90 | Análisis integral para la predicción de problemas de aseguramiento de flujo**
Comprehensive analysis for predicting flow assurance problems
- 94 | Técnicas de Optimización de Unidades de Inversión para la toma de decisiones en la asignación de capital**
Optimization Techniques of Investment Unites for decision making in capital allocation
- 98 | Análisis de Opciones Reales como una herramienta en el Desarrollo de Campos**
Real Options Analysis as a tool in Field Development
- 102 | Industrias Peñoles, en equilibrio con la productividad y el ambiente**
Industrias Peñoles, in balance with productivity and the environment

Energy & Commerce

DIRECCIÓN

Rubí Alvarado
Directora General

Aldo Santillán
Director Editorial y Operaciones

Myrna Franco
Directora Relaciones Institucionales

Ignacio Ortiz
Director de Arte

Rocío Quintana
Asistente de Dirección

DISEÑO

Gonzalo Rivas
Diseñador Senior

Ángel Sánchez Pichardo
Desarrollo Web

Cristian Martínez
Estrategia Digital

Iván Ledezma
Estrategia Digital

COMERCIALIZACIÓN

Ulises Mejía
Gerente de Ventas

Américo Padilla
Director de Ventas Corporativas

Mayra Padilla
Desarrollo de Negocios

EDITORIAL

Efraín Mariano
Análisis y redacción

Antonio Sandoval
Análisis y redacción

Verónica Hernández
Análisis y redacción

Miroslava Fuentes
Análisis y redacción

Renata Pérez de la O
Análisis y redacción

Manelick Saldívar
Corrección de estilo y redacción

Martha Ochoa
Traducción

AVANMEX TECNOLOGÍA AVANZADA

Alexandra Alvarado
Presidente Ejecutivo

Aldo Santillán
Presidente Ejecutivo

EDICIÓN CERTIFICADA
10,000 EJEMPLARES

Tiraje, circulación, distribución, venta y perfil del lector certificado por la Asociación Interactiva para el Desarrollo Productivo A.C.



Energy & Commerce

Edición 33, año 3. Publicación mensual correspondiente a Mayo 2020, editada, diseñada y publicada por Avamex S.A. de C.V. en Parque Zoquipan 74, Jardines del Alba, Cuautitlán Izcalli, Estado de México, CP 54750. Editor responsable: Aldo Santillán Alonso. Certificado de Reserva de Derechos de Autor No. 04-2017-052913045300-01. Reserva de Derechos al uso Exclusivo: 04-2017-083012543300-102 Costo de suscripción: \$750.00 (setecientos cincuenta pesos M.N.). Impresa el 06 de Mayo del 2020. Los artículos son responsabilidad de sus autores y no necesariamente representan el punto de vista u opinión de Energy & Commerce o de Avamex. Impresa en México por Gem Digital S.A. de C.V. en Calle Hermenegildo Galeana 113, 09300 Ciudad de México. Distribuida por Servicio Postal Mexicano, Ubicada en Av. Ceylán 468, Col. Cosmopolitana, CP 02521.

Relevancia de la actividad marina ante la crisis

La profunda crisis actual de los precios del petróleo ha ocasionado ajustes a nivel global. Por un lado, todos los países y empresas petroleras se enfrentan al reto de disminuir sus niveles de producción para cumplir el acuerdo con la OPEP+.

Por otra parte, tienen la responsabilidad de garantizar la rentabilidad de los proyectos. Indudablemente, la pandemia del coronavirus ha generado un fuerte impacto negativo en los resultados económicos, modificando las relaciones comerciales y la dinámica de los procesos industriales relacionados, a consecuencia de la baja demanda.

En sentido opuesto, analistas e instituciones, como la CEPAL, han mencionado que la coyuntura actual acelerará algunas transformaciones que ya estaban en proceso. Dos fundamentales son la digitalización y la robótica, sorteando las limitaciones humanas y potenciando las capacidades de los procesos. Los avances tecnológicos, en hardware y software, cada vez ofrecen mayor rapidez, eficiencia y precisión.

En este sentido, la robótica marina especializada para las actividades petroleras, es una oportunidad, no sólo para explorar áreas desconocidas o de imposible acceso para el hombre, sino también para minimizar los riesgos a los que se enfrentan los trabajadores de esta industria.

Como resultado de las licitaciones petroleras, el 47% de las áreas adjudicadas son marinas. Del total, 31 se ubicaban en aguas someras y 28 en profundas. Lo anterior, representa una enorme oportunidad para la nación. Sin embargo, para su explotación es indispensable el aprovechamiento y aplicación de las tecnologías y herramientas más innovadoras, entre las cuales, la robótica ofrece un gran potencial.

Frente a los avances se han emitido opiniones encontradas, pues hay quienes consideran que el desarrollo tecnológico también implica el desplazamiento de la fuerza laboral. Sin embargo, para 2025 habrá una demanda de más de 5 millones de especialistas, tan sólo en Estados Unidos. Tanto la explotación de los recursos localizados en el subsuelo submarino, así como las nuevas herramientas, implican importantes oportunidades, las cuales sólo serán accesibles para quienes dediquen el tiempo y esfuerzo necesario para dominarlas.

Es así que en el mar mexicano, se presenta un escenario que bien gestionado, puede impulsar al país a sobrellevar, pasar y superar esta fuerte crisis. Pero, también es cierto, será necesario dar espacio a la recuperación de la demanda mundial de hidrocarburos, para conseguir la revitalización de los precios que hoy castigan, como nunca en la historia, a esta industria y a la economía en todo el planeta. 🌐



Rubí Alvarado
Directora General
General Manager

Marine activity relevance against the crisis

The profound current crisis in oil prices has led to adjustments at a global level. On the one hand, all countries and oil companies are facing the challenge of lowering their production levels to comply with the OPEC+ agreement.

On the other hand, they have the responsibility of ensuring the profitability of the projects. Undoubtedly, the coronavirus pandemic has generated a strong negative impact on economic results, modifying commercial relations and the dynamics of associated industrial processes, as a result of low demand.

On the contrary, analysts and institutions, such as ECLAC, have mentioned that the current situation will accelerate changes that were already taking place. Two fundamental ones are digitalization and robotics, which overcome human limitations and enhance process capabilities. Technological advances, in hardware and software, are offering increasingly higher speed, efficiency, and precision.

In this regard, specialized marine robotics for oil activities provide an opportunity, not only to explore areas or places that are inaccessible to humans but also to minimize the risks that workers of this industry face.

47% of the areas granted as a result of the oil tenders are marine. Of this total, 31 were located in shallow water and 28 in deepwater.

That represents an enormous opportunity for the nation. However, for its exploitation, it is indispensable to take advantage and apply the most innovative technologies and tools, among which robotics offers great potential.

There have been mixed opinions, regarding these developments, since some consider that technological development also implies the displacement of the labor force. However, by 2025 there will be a demand for more than 5 million specialists, in the United States alone. Both, the exploitation of resources located in the underwater subsoil, and the new tools imply important opportunities, which will only be accessible to those who devote the time and effort necessary to master them.

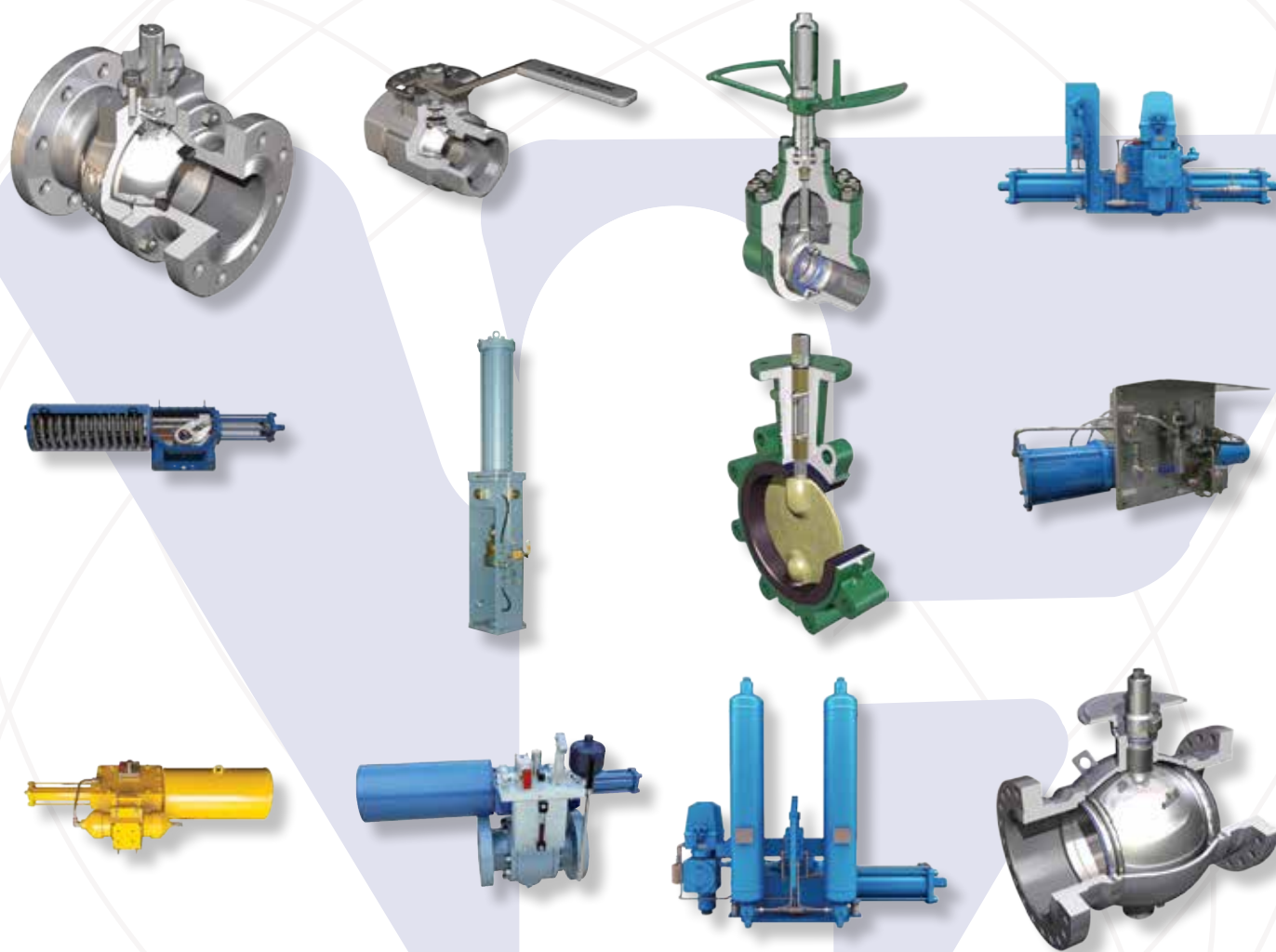
Thus, the Mexican sea presents a scenario that, if properly managed, can help the country to overcome this strong crisis. But it is also true that it will be necessary to wait for the recovery of the global hydrocarbon demand, to achieve the revitalization of the prices that today punish, as never before in history, this industry and the international economy. 🌐



@soyrubialvarado
 @soyrubialvarado



**SUMINISTRO OPORTUNO, MAYOR DURACIÓN
Y MÁXIMO RENDIMIENTO**



Contamos con un amplio suministro de productos especializados para el manejo, regulación y conducción de fluidos; válvulas de proceso y distribución para las industrias petrolera, química, generación de energía y construcción.

Como representante de **Cameron, a Schlumberger Company**, Vacoisa International es una empresa confiable de servicio para la entrega oportuna y en tiempo de todos nuestros productos, apegada a los más altos estándares de calidad y con una moderna estructura informática y de capital humano comprometido profesionalmente con nuestros clientes y sus necesidades.



AUTHORIZED DISTRIBUTOR

VACOISA S.A. DE C.V. VÁLVULAS Y AUTOMATIZACIÓN

Av. Canal de Tezontle #36 Col. Leyes de Reforma, C.P. 09310 CDMX Teléfono: 5022-3100

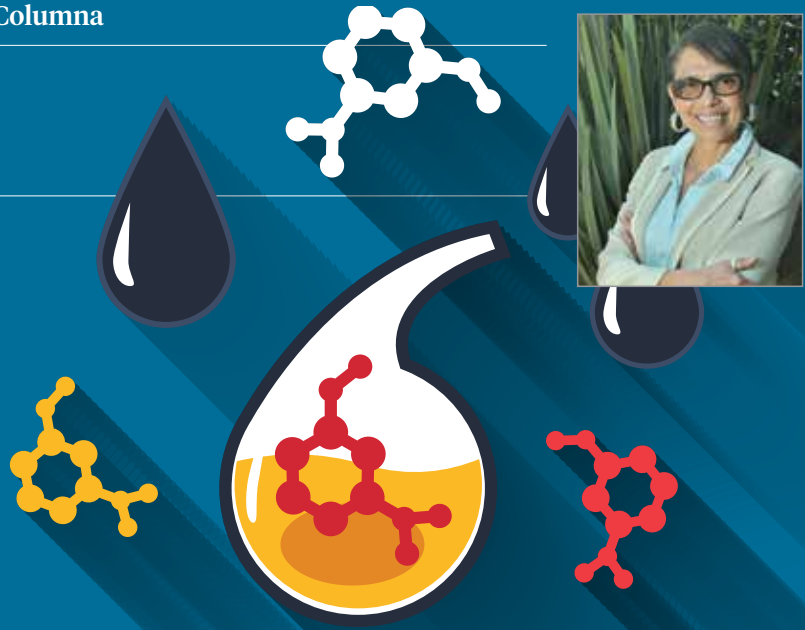
www.vacoisa.com



Por / By Rosanety Barrios

La energía como medio para crear bienestar

Energy as a way of creating welfare



Nos encontramos a mediados de abril, de este cada vez más sorprendente 2020. La noticia es que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (en su versión ampliada, donde participan Rusia y México) logró un acuerdo para recortar la producción en 9.7 millones de barriles diarios, buscando frenar la estrepitosa caída de los precios del petróleo y derivados. El corte, como es natural, poco pudo hacer para impulsar los precios de los hidrocarburos ante la todavía lejana certidumbre sobre la forma en que podrá reconstruirse la demanda perdida.

Las consecuencias inmediatas sobre las empresas de energía del Estado son previsibles. Por un lado, los costos de producción de Pemex de cada barril de petróleo son superiores a los precios de la mezcla mexicana de exportación (MME). Por esto, para enfrentar las esperadas pérdidas, se requiere que el apoyo presupuestal sea mayor al estimado.

Por otro lado, se espera una caída de la demanda eléctrica y, la posibilidad de que aumente la cartera vencida de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se incrementa. En este escenario, la prioridad para México es contrarrestar los efectos de la pandemia sobre la salud pública, al mismo tiempo que se realizan acciones para acelerar la recuperación económica. De esta forma, resulta indispensable asegurar la subsistencia de las Pymes y MiPymes para salvar el 72% del empleo en el país.

¿Cómo opera el sector energético para resolver los enormes retos que no teníamos previstos? Para responder, hay que recordar que la energía no es un fin en sí misma, sino un medio que contribuye a crear bienestar social. Esto se consigue detonando inversiones que permitirán sustituir inversión pública para reorientar el gasto a la atención de la emergencia y crear condiciones de seguridad en el suministro de energía.

En las condiciones descritas, la participación del sector privado en energía debe entenderse como una opción para las finanzas públicas, a efectos de que éstas se concentren en atender la emergencia y en brindar los apoyos que las Pymes y MiPymes requieren para su subsistencia. Recordemos que el marco legal vigente da cabida para todos en el sector energético.

Además, en el nuevo orden mundial post-COVID-19, es altamente probable que los esquemas tradicionales de suministro de energía se modifiquen drásticamente, a través de grandes plantas de generación y un elevado uso de hidrocarburos para el transporte humano. Así, se trata de tomar provecho del marco legal en materia energética para detonar nuevas formas de participación privada en el sector energético a efectos de crear juntos, Estado y particulares, condiciones de bienestar para todos los mexicanos. ☺

We are in the middle of April of this increasingly surprising 2020. The news is that the Organization of the Petroleum Exporting Countries (in its expanded version, which includes Russia and Mexico) managed to reach an agreement to cut production by 9.7 million barrels per day, seeking to stop the dramatic fall in the prices of oil and its derivatives. The cut, as it is natural, could not do much to boost hydrocarbon prices facing the still distant certainty about how the lost demand will be reconstructed.

The immediate consequences for State energy companies are foreseeable. On one hand, Pemex's production costs per barrel of oil are higher than the prices of the Mexican Export Mix (MME, by its acronym in Spanish). Therefore, to face the expected losses, budget support must be higher than estimated.

On the other hand, a fall in the electricity demand is expected along with the possibility of an increase in the Federal Electricity Commission's (CFE, by its acronym in Spanish) overdue portfolio. In this situation, the priority for Mexico is to counteract the effects of the pandemic on public health, while taking action to accelerate economic recovery. In this way, it is essential to ensure the survival of SMEs and MSMEs to save 72% of the national jobs.

How does the energy sector operate to solve the enormous challenges that we did not anticipate? To answer, we must remember that energy is not an end, but a way of contributing to the creation of social well-being.

This is achieved by detonating investments that will allow the replacement of public expenditures to redirect this inversion for the attention of the emergency and create safe energy supply conditions.

Under the conditions described above, private-sector participation in energy should be seen as an option for public finances, so that they can focus on dealing with the emergency and providing the support that SMEs and MSMEs need for their livelihoods. We should remember that the current legal framework provides room for everyone in the energy sector.

Furthermore, in the new post-COVID-19 world order, traditional energy supply schemes will likely be drastically modified, through large generation plants and high use of hydrocarbons for human transport. So, it is a matter of taking advantage of the legal framework in energy matters to detonate new forms of private participation in the sector to create together, State and individuals, welfare for all Mexicans. ☺

Rosanety Barrios cuenta con 35 años de experiencia profesional; dedicó los primeros 15 al análisis del mercado bursátil mexicano. Desde el año 2000 participó en el sector energético, primero en la Comisión Reguladora de Energía y, posteriormente, en la Secretaría de Energía, desde la cual coordinó la política energética para el desarrollo de los mercados de gas natural, gas licuado de petróleo y petrolíferos. Desde diciembre de 2019, es profesional independiente; es licenciada en finanzas, con maestría en finanzas y en regulación económica de industrias de red.

Rosanety Barrios has 35 years of professional experience; she dedicated the first fifteen to the analysis of the Mexican stock market. Since 2000, she has participated in the energy sector, first in the Energy Regulatory Commission, and later in the Energy Secretariat, from which she coordinated the energy policy for the development of the natural gas, liquefied petroleum gas and petroleum products markets. Since December 2019, she is an independent professional; she has a degree in finance, with a master's degree in finance and in economic regulation of network industries.

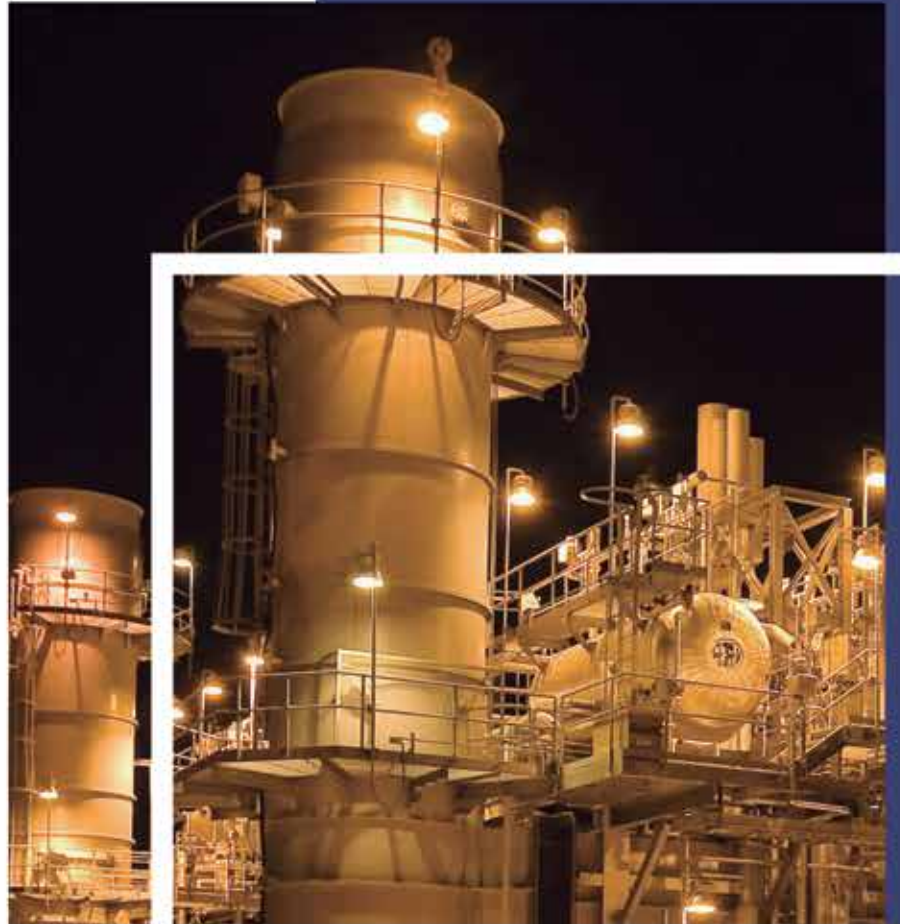
Entra para todas las colaboraciones de Rosanety
All of Rosanety's collaborations



GRUPO



**Multisistemas
de Seguridad
Industrial®**



Nuestra experiencia en la protección de la industria energética del país nos da la capacidad de brindar soluciones de seguridad innovadoras para tu empresa.

NOS OCUPAMOS DE LA **SEGURIDAD** PARA TU **TRANQUILIDAD**.

800 222 6666

multisistemas.com





Por / By: **Diputado Manuel Rodríguez González**



Unidad y solidaridad en torno a las tarifas eléctricas domésticas

Ante el incremento del consumo de energía eléctrica en los hogares mexicanos por el resguardo domiciliario para contrarrestar la propagación del COVID-19, se unieron esfuerzos institucionales para mantener las tarifas de bajo consumo, en apoyo a los bolsillos de los 34 millones de familias atendidas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Así, se observó un ejemplo de solidaridad y vocación social.

Con este mismo objetivo, la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados votó de manera unánime un acuerdo dirigido a la CFE, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Ésta se efectuó en la reunión en línea que sostuvo la junta directiva el 15 de abril, con base en los puntos de acuerdo que remitieron los diputados de las fracciones parlamentarias del PAN, PRI, PT, PVEM, PES, MC y MORENA, en materia de energía eléctrica.

En el acuerdo se solicitaba, en el ámbito de las competencias correspondientes, implementar mecanismos para apoyar a la economía de las familias, así como a las micro, pequeñas y medianas empresas y trabajadores del campo por el concepto de consumo de energía eléctrica. Esto se efectuaría garantizando el servicio para el funcionamiento de los sectores que resguardan la vida y salud de la población.

El documento fue recibido el mismo 15 de abril por la SHCP que, con una actitud sensible y responsable, publicó la medida en 48 horas en el Diario Oficial. Ésta consistió en el Acuerdo por el que se determina que los usuarios domésticos de tarifas 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F, aunque incrementen su consumo durante el confinamiento, no serán reclasificados a la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC), durante la vigencia de la emergencia sanitaria.

Por otra parte, gobiernos como el de Tabasco también se han sumado a estos esfuerzos. Éste acordó con la CFE aportar un subsidio del 50 por ciento del consumo bimestral de 144 mil tabasqueños, que mantienen dicho consumo en 450 kilowatts. Con esto se ratifica que la unidad, sensibilidad y solidaridad, es la fórmula para superar los efectos de la pandemia y comenzar la reactivación social y económica de México. 🇲🇽

Unity and solidarity regarding domestic electric rates

Facing the Mexican households' increase in electricity consumption, due to social distancing for counteracting the proliferation of COVID-19, institutions joined efforts to maintain low consumption rates, intending to support the economy of 34 million families that use the services of the Federal Electricity Commission (CFE by its acronym in Spanish). With these actions, an example of solidarity and social vocation could be noted.

With this same objective, the Chamber of Deputies' Energy Commission unanimously voted an agreement addressed to the CFE, the Ministry of Finance and Public Credit (SHCP, by its acronym in Spanish) and the Energy Regulatory Commission. This happened within an online meeting held on April 15 by the Board of Directors, taking into consideration the terms of the agreement submitted by the deputies of the parliamentary fractions of PAN, PRI, PT, PVEM, PES, MC and MORENA (all by their acronym in Spanish), regarding electric energy.

The agreement requested, within the framework of the related competencies, the implementation of mechanisms to support the economy of families, as well as micro, small and medium enterprises, and rural workers for the concept of electric energy consumption. The above would be achieved by guaranteeing service for the operation of the sectors that safeguard the life and health of the population.

The SHCP, which received the document on April 25th, showed a sensitive and responsible attitude and published the resolution in the

Official Journal within 48 hours. It consisted of an agreement determining that domestic users of tariffs 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E and 1F, even if they increase their consumption during confinement, will not be reclassified to the domestic high consumption tariff (DAC, by its acronym in Spanish) during the health emergency.

On the other hand, governments like the one in Tabasco have also joined these efforts. That government agreed with the CFE to subsidize 50 percent of the bimonthly consumption of 144,000 Tabasco residents, keeping this consumption at 450 kilowatts. This confirms that unity, sensitivity, and solidarity are the formula to overcome the effects of the pandemic and begin Mexico's social and economic recovery. 🇲🇽



Lee las columnas del diputado Manuel Rodríguez aquí / Read deputy Manuel Rodríguez's columns here

PROTEGEMOS SUS ACTIVOS DE INFORMACIÓN Y GARANTIZAMOS SU DISPONIBILIDAD

En SRT somos expertos en asegurar sus recursos digitales y la información vital para el funcionamiento de su empresa.

Soluciones innovadoras en TI

- Prueba de vulnerabilidad
- E-Learning
- IaaS
- Respaldo de datos
- Cableado estructurado
- DRP/CDR

Internet por Evento e Internet Dedicado

Alta disponibilidad en servicio
SLA 99.98%
Velocidad simétrica
Misma velocidad de subida y de bajada.
Orientación de servicios digitales
IP's públicas.

PRODUCTOS

- Ofimática
- Protección total de sus dispositivos
- Licenciamiento
- Networking
- Continuidad de negocio
- Infraestructura de última generación





FRANQUEZA ENERGÉTICA

ENERGY FRANKNESS

Por / By Gaspar Franco Hernández

Algunas estrategias para el sector de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Existen diversas situaciones en la vida cotidiana, en los negocios, en los diferentes sectores o en la responsabilidad de dirigir un país, que están sometidas a diversos riesgos e incertidumbres que pudieran impedir que se cumpla exactamente lo que uno anhela.



Para afrontar los riesgos e incertidumbre, generalmente se realizan análisis de la situación actual, se elaboran planes y se establecen objetivos estratégicos alineados con la razón de ser y las aspiraciones. Además, se definen acciones, duración, responsables e indicadores que, conforme avanza el tiempo, permitirán conocer si lo que sucede está acorde con el plan o en rumbo para cumplir los deseos de una manera aceptable.

Sin embargo, a pesar de los análisis, existen circunstancias difíciles de predecir, como por ejemplo: pandemias; precios desafortunados de los productos que se venden en niveles jamás vistos; retrasos de actividades; incumplimientos del cliente o del proveedor; accidentes, entre otras, que provocan la modificación de los proyectos.

Cuando esas circunstancias aparecen, y no se cuenta con un plan de mitigación para afrontarlas, es el momento en el que todos los integrantes de ese negocio, sector o país, deben presentar e implementar tácticas que permitan resolver la condición o escenario que acontezca.

Algunas de las estrategias más rápidas, aunque no fáciles de implementar, pudieran ser: solicitar incentivos, condonar impuestos, otorgar créditos, diferir o reducir pagos de impuestos. Igualmente, recortar la planta laboral, cancelar contratos, suspender o abandonar obras, recortes presupuestales, reducción de salarios y otras que pudieran funcionar o no.

Con referencia al sector de los hidrocarburos, es necesario implementar alguna de esas medidas tradicionales, pero también reflexionar sobre otras estrategias. Éstas pudieran atraer inversiones, crear empleos, generar más oportunidades, multiplicar los frentes de trabajo en áreas petroleras, obtener ingresos por las actividades en dicho sector, proponer obras y proyectos, generar competencia y promover alianzas, entre muchos beneficios más para el país.

Al respecto, algunas de las acciones pueden ser: incrementar la capacidad de ejecución, financiera y técnica, que permita aprovechar más de 450 áreas con potencial para ser exploradas y, en su caso, extraer hidrocarburos. También, definir los campos y áreas petroleras en las que se requieren socios que cuenten con las tecnologías para recuperar más hidrocarburos de manera rentable.

Asimismo, contar con la regulación que permita mayor flexibilidad a los reguladores y operadores petroleros para la toma de decisiones en las situaciones actuales. Esto permitiría evolucionar hacia la supervisión de actividades petroleras para identificar áreas de mejora y hacer los ajustes necesarios y permitidos que maximicen el valor de los hidrocarburos. ☺

Strategies for the Hydrocarbon Exploration and Extraction sector

There are various situations in everyday life, in business, in different sectors, or in the responsibility of leading a country, that imply various risks and uncertainties that could hinder the achievement of the exact goals that one desires.

To deal with risks and uncertainties, usually, analyses of the current situation are carried out, plans are drawn up and strategic priorities are established in line with the objectives and aspirations. Besides, actions, timescales, responsible parties, and indicators, which, as time goes by, will make it possible to know whether what is happening is following the plan or on course to fulfill the wishes in an acceptable manner, are defined.

However, despite the analyses, some circumstances that are harder to predict such as: pandemics; unfortunate prices of products sold at unprecedented levels; delays in activities; customer or supplier non-compliance; accidents, among others, that cause the modification of projects.

When these circumstances arise, and there is no mitigation plan to deal with them, it is time for all the members of that business, sector, or country to present and implement tactics to solve the current condition or scenario.

Some of the fastest strategies, although they are not easily implemented, could be: applying for incentives, forgiving taxes, granting credits, and deferring, or reducing tax payments. Likewise, reducing the workforce, canceling contracts, suspending or leaving projects, cutting

budgets, reducing salaries, and other actions that may or may not work.

Regarding the hydrocarbon sector, it is necessary to implement some of these traditional measures, but also to consider other strategies. These could attract investments, create jobs, generate more opportunities, multiply the work fronts in oil areas, obtain income from activities in this sector, propose works and projects, generate competitiveness and promote alliances, among many other benefits for the country.

In this way, some of the actions can be: increasing the financial and technical execution capacity, taking advantage of more than 450 areas with explorative potential, and in a given case, extracting hydrocarbons. Furthermore, defining the oil fields and areas in which it is necessary to have partners that can provide the technology to retrieve hydrocarbons profitably.

Likewise, having a regulation that provides oil regulators and operators greater flexibility to make decisions in current situations. This would allow an evolution towards monitoring oil activities to identify opportunity areas and making the necessary and permitted adjustments to maximize the value of hydrocarbons. ☺

Para conocer más de Gaspar Franco y leer sus columnas
To know more about Gaspar Franco and read his columns



Gaspar Franco Hernández es Profesor de la Carrera de Ingeniería Petrolera en Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México desde el 2011. Estudia el Doctorado en Economía y Regulación Energética en la Universidad Panamericana. Cuenta con una maestría en Habilidades Directivas por la UNACAR e Ingeniero Petrolero por la UNAM. Trabajó por casi 9 años en la Comisión Nacional de Hidrocarburos y más de 14 años en Petróleos Mexicanos. Gaspar Franco Hernández is Professor of Petroleum Engineering at the Faculty of Engineering of the National Autonomous University of Mexico (UNAM) since 2011. He is acquiring a PhD in Economics and Energy Regulation from the Universidad Panamericana. He holds a master's degree in Management Skills from UNACAR and a Petroleum Engineer master's degree from UNAM. He worked for almost 9 years in the National Hydrocarbons Commission and for more than 14 years in Petróleos Mexicanos.



Una nueva realidad

Las tareas de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, como todas las actividades económicas que se llevan a cabo en el mundo, vivieron en las últimas semanas una sacudida sin precedentes. Se conjuntaron aspectos que pusieron a prueba la consistencia y solidez de las empresas de energía (por no hablar de la consistencia y solidez de los países como tal).

La pandemia ocasionada por el Covid-19, con la consecuente baja en la demanda de petróleo y gas; sumada a la disminución natural en el uso de petrolíferos, y la reducción drástica en los precios de estos insumos, alentó un acuerdo inédito en el seno de la OPEP+. El cual tuvo como motivación toral detener dichas caídas.

Todos los países productores de petróleo y los agentes económicos que participan directamente en esta industria (ya sea que formen parte de la OPEP o no) empujaron medidas tendientes a reducir sus cifras de producción. México fue la excepción, pues la política energética del Gobierno Federal tiene como uno de sus pilares, justamente, detener la caída de la plataforma de producción; que viene consistentemente a la baja desde hace al menos 15 años.

Se suele pensar que los combustibles fósiles están ya “en una etapa de salida” para dar entrada a otros más amigables con el medio ambiente. La transición energética es, sin duda, una realidad apremiante; pero, en mi concepto, pasarán todavía varias décadas para que dicho cambio sea palpable.

Aún así, el Gobierno Federal aceptó reducir, para los meses de abril y mayo, 100 mil barriles diarios de la producción de su empresa estatal, Petróleos Mexicanos. Está por verse cuál es la referencia que se tomará como base para el recorte y cómo es que éste se materializará.

Hemos dicho que estas actividades se mueven en el mediano y largo plazo. De ahí que la sacudida a la que nos referimos al inicio de este escrito, pega en realidad mucho más fuerte a proyectos que ya se encuentran en la etapa extractiva. No sucede lo mismo con los proyectos de franca exploración, aquellos que tomarán 6 o 7 años para llegar a extraer (aguas someras) o incluso más de 10 años (aguas profundas); asumiendo que tengan un éxito exploratorio que resulte comercial.

La Constitución confiere a las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos la calidad de áreas estratégicas. Mismas que deben servir para que la Nación se haga de recursos económicos que contribuyan en su desarrollo a largo plazo.

Con lo anterior en mente, a mi entender resulta imperativo impulsar dichas actividades en áreas que, por ahora, no encuentran los inconvenientes de los precios actuales de venta de petróleo y gas; porque, por ahora, no producirán. Es imposible saber qué pasará con dichos precios, en digamos 10 o 15 años. Es decir, sería conveniente permitirle a Pemex, y al resto de las empresas de energía del mundo, competir por bloques en aguas profundas; pues ahí se encuentra la mayor riqueza prospectiva de México.

Vivimos una nueva realidad, sin duda. Pero, afortunadamente, hoy contamos con un marco jurídico que nos permite (nos demanda) implementarlo para contribuir de manera decidida a salir adelante. 🗣️

Lee todas sus aportaciones aquí
Read all his contributions here



A new reality

The tasks of Hydrocarbon Exploration and Extraction, like all the economic activities carried out in the world, have experienced an unprecedented shock in the past few weeks. Aspects that tested the consistency and solidity of the energy companies (not to mention the consistency and solidity of the countries as such) were brought together.

The pandemic caused by Covid-19, with the consequent drop in the oil and gas demand; added to the natural decrease in the use of oil products, and the drastic reduction in the prices of these inputs, encouraged within OPEC+ an unprecedented agreement that had the stopping of those falls as its main objective.

All the oil-producing countries and the economic agents directly involved in this industry (whether they were part of OPEC or not) promoted measures aimed at reducing their production figures. Mexico was the exception, since the energy policy of the Federal Government has as one of its pillars, precisely, to stop the fall of the production platform; which has been consistently decreasing for at least 15 years.

It is often thought that fossil fuels are already “in an exit stage” that will allow the entry of more environmentally friendly fuels. The energy transition is undoubtedly a pressing reality; but, in my opinion, several decades will pass before this change becomes tangible.

Even so, the Federal Government agreed to reduce, for April and May, 100 thousand barrels per day of the production of its state-owned company, Petróleos Mexicanos. It remains to be seen what reference will be taken as the basis for the cut and how it will materialize.

We have mentioned that these activities are moving in the medium and long term. Hence, the shake-up we mentioned at the beginning of this writing, hits harder on projects that are already in the extraction stage. However, this is not the case with the projects of free exploration, those that will take 6 or 7 years to extract (shallow water) or even more than 10 years (deepwater); assuming that they have commercial exploratory success.

The Constitution confers to the activities of Exploration and Extraction of Hydrocarbons the quality of strategic areas. These must be used so that the Nation can obtain economic resources that contribute to its long term development.

With the above in mind, in my opinion, it is imperative to promote these activities in areas that, for the time being, do not have the disadvantages of the current prices of oil and gas sales; because, for the time being, they will not produce. It is impossible to know what will happen to those prices in, say, 10 or 15 years. That is, it would be convenient to allow Pemex, and the rest of the energy companies in the world, to compete for blocks in deep waters; because there is where the greatest prospective wealth in Mexico can be found.

We are, undoubtedly living a new reality. But, fortunately, we currently have a legal framework that allows us (demands us) to implement it and decisively contribute so we can move forward. 🗣️

Sergio Pimentel Vargas es abogado por la Escuela Libre de Derecho. Fue Coordinador de Asesores del Consejero Jurídico del Ejecutivo Federal y Consejero Adjunto de Consulta y Estudios Constitucionales, donde participó en los equipos técnicos que elaboraron las reformas constitucionales en materia energética del 2013. Se desempeñó, también, como asesor del Subprocurador Jurídico y de Asuntos Internacionales de la PGR; asesor del Cónsul General de México en la Ciudad de Houston, Texas, y asesor del Subsecretario de Asuntos Jurídicos y Derechos Humanos de la SEGOB. Pimentel Vargas fue designado por el pleno del Senado de la República como Comisionado de la CNH, hasta el 31 de diciembre de 2020. Sergio Pimentel Vargas is a lawyer from Escuela Libre de Derecho. He was Coordinator of Advisors to the Legal Counselor of the Federal Executive and Deputy Counselor of Consult and Constitutional Studies, where he participated in the technical teams that elaborated the constitutional reforms in energy matters in 2013. He also served as advisor to the Assistant Attorney General for Legal and International Affairs of the PGR; advisor to the General Consul of Mexico in Houston, Texas, and advisor to the Undersecretary for Legal Affairs and Human Rights of SEGOB. Pimentel Vargas was appointed by the full Senate of the Republic as Commissioner of the National Hydrocarbons Commission, until December 31, 2020.



Tiempo de reflexión

Time for reflection

El lunes 20 de abril, los precios del petróleo alcanzaron niveles históricos a la baja. Incluso, en algo que no tiene precedentes, se registraron precios negativos, como reflejo del costo de almacenamiento del petróleo que no se pudo colocar en el mercado de “físicos”.

On Monday, April 20, oil prices reached historic lows. Even, in an unprecedented event, there were negative prices, reflecting the cost of storing the oil that could not be placed in the “physical” market.

Se ha escrito mucho sobre este episodio, pero en resumen podemos afirmar que, lo acontecido, encuentra su explicación en las condiciones puntuales del mercado; además de las características principales del sector petrolero y las expectativas respecto a la evolución de la pandemia. Esta situación extrema fue el resultado de la conjunción específica, en un momento determinado, de elementos de largo (transición energética, costo del barril marginal), mediano (pandemia, desaceleración económica, falta de coordinación de los productores) y corto plazo (caída de la demanda, saturación del almacenamiento, terminación de contratos).

Las expectativas para la recuperación de la demanda no son muy alentadoras. Al momento de escribir estas líneas, no existen datos contundentes que indiquen que la pandemia se esté controlando y en un futuro cercano podamos regresar a la “normalidad”; amén de que persistirá un alto nivel de almacenamiento. Esto sugiere que las actuales condiciones del mercado prevalecerán, al menos, durante el mes de mayo.

Ahora bien, en el plano financiero, a partir de 2007 se desconectó la demanda de “barriles de papel”, con relación a los “barriles físicos”. Desde 2010, más del 50% de los contratos a futuro, estaban relacionados con la inversión financiera. Esto significa que la formación del precio se ha vuelto más sensible a cambios en las expectativas económicas y, también, que hay un componente especulativo presente en las transacciones petroleras.

Ante las muy complicadas circunstancias del mercado petrolero internacional y de la dinámica económica en general, el Estado mexicano tendría que analizar la situación; evaluar sus objetivos estratégicos y tomar medidas de corto, mediano y largo plazo. No se trata de abandonar los objetivos centrales de la actual política petrolera, sino de ajustar la ruta y los instrumentos para alcanzarlos.

En ese sentido, resulta indispensable reestructurar la arquitectura institucional surgida de la Reforma Energética; con el objetivo de delinear otra que dé congruencia, eficacia, claridad y estabilidad a una nueva dinámica sectorial. Lo anterior, al tiempo que permita hacer coherente la orientación y objetivos de las políticas públicas en materia económica, fiscal, industrial y petrolera; con el propio diseño institucional, el marco jurídico, las medidas regulatorias y sus instrumentos derivados.

Desde antes de la actual crisis de los precios, Pemex enfrenta muchos, variados y complejos retos, frente a los cuales necesita redefinir sus estrategias y jerarquizar sus prioridades. En particular, tendría que revisar y ajustar su plan de negocios, ya que el actual se inscribe en la inercia histórica, sin cuestionamiento alguno al modelo petrolero extractivista y rentista de los últimos cuarenta años; a pesar del indiscutible giro nacionalista del gobierno.

Si bien Pemex plantea corregir los defectos que nos llevaron a una integración energética subordinada en Norteamérica, así como revertir el intento de la administración anterior de convertir a la empresa en “un actor más” del sector petrolero; el plan de negocios le concede poca importancia a la transición energética. En esa medida, Pemex no se está preparando para afrontar las profundas mutaciones del sector energético mundial. Este, es justo el momento de hacerlo. ☺

A lot of people have written about this episode, but summing up we may say that what happened can be explained by the specific conditions of the market; in addition to the main characteristics of the oil sector and the expectations regarding the evolution of the pandemic. This extreme situation was the result of the specific conjunction, at a given time, of long (energy transition, cost of the marginal barrel), medium (pandemic, economic slowdown, lack of coordination of producers) and short-term elements (fall in demand, storage saturation, termination of contracts).

The outlook for a demand recovery is not very encouraging. At the time of writing, there is no hard data to indicate that the pandemic is being controlled and that we can return to “normal” in the near future, added to the fact that a high level of stockpiling will persist. This suggests that the conditions of the current market will prevail at least during May.

However, on the financial front, from 2007 onwards, the demand for “paper barrels” has been disconnected, in relation to “physical barrels”. Since 2010, more than 50% of future contracts were related to financial investment. This means that price formation has become more sensitive to changes in economic expectations and, also, that there is a speculative component present in oil transactions.

Given the high complexity of the circumstances in the international oil market and the general economic dynamics, the Mexican State would have to analyze the situation; evaluate its strategic objectives, and take short, medium, and long-term measures. It is not a matter of abandoning the central objectives of the current oil policy, but of adjusting the route and the instruments to achieve them.

In this regard, it is essential to restructure the institutional architecture that has emerged from the Energy Reform, with the aim of outlining a new one that will provide consistency, effectiveness, clarity, and stability to a new sectoral dynamic. The above, while enabling coherency between the orientation and objectives of economic, fiscal, industrial and oil public policies, and institutional design, legal framework, regulatory measures, and their instruments.

Even before the current price crisis, Pemex has faced many complex challenges, which require a redefinition of its strategies and priorities. In particular, it would have to examine and adjust its business plan, since the current one is part of the historical inertia, and does not challenge the extractive and rentier oil model of the last forty years; despite the indisputable nationalist turn of the government.

Although Pemex proposes to correct the faults that led us to a subordinate energy integration in North America, as well as to a reversal of the previous administration’s attempt to turn the company into “one of the actors” in the oil sector, the business plan gives little importance to the energy transition. To that extent, Pemex is not getting ready to deal with the profound changes in the global energy sector. Now is the time to do so. ☺


Conoce y lee más de nuestro columnista Fluvio Ruíz /
Find out and read more about our columnist Fluvio Ruíz



**CELEBREMOS NUESTRO
ANIVERSARIO
2 AÑOS**



**“EN ARROW MARINE CREEMOS QUE SÍ SE PUEDE
AMAR LO QUE HACES Y TRADUCIR TODO ESO EN
POSITIVISMO, BUENA COMUNICACIÓN Y UN GRAN
TRABAJO EN EQUIPO”**

 Calle 4 Lote 5, Local C y D
P.I.P. Laguna Azul. C.P. 24129
**Cd. del Carmen,
Campeche. México.**

 + 52 (938) 118.49.04

 ventas@amls.mx



TESTIGO DE MI TIEMPO

WITNESS OF MY TIME Por / By Luis Vielma Lobo



México vs OPEP: impacto de un cierre de producción en los pozos y yacimientos

La reunión de la OPEP e invitados, sostenida la semana pasada vía remota, ha traído muchos comentarios en las redes sociales relacionados con la posición de México al no aceptar la propuesta de reducción o cierre de producción.

El cierre indicado por Arabia Saudita para México fue de 400 mil barriles por día (mbpd), lo cual representa aproximadamente 23% de su producción. Ésta fue rechazada por la Secretaría de Energía, argumentando que nuestro país se encuentra en un programa de recuperación de la empresa nacional.

Después de consultas internas con el Presidente, la contrapropuesta de México a la OPEP fue aceptar un cierre de 100 mbpd; alrededor del 6% del rendimiento actual de Pemex. Independientemente de si estamos de acuerdo o no con la decisión tomada por el gobierno mexicano, hay aspectos técnicos asociados al descenso de producción, los cuales representan un riesgo de alto impacto para el campo o yacimiento en donde se efectúe el cierre del pozo.

Los campos en explotación se comportan de acuerdo con la fase en que se encuentran en su ciclo de vida. Un yacimiento recién descubierto normalmente tiene suficiente energía, es decir, presión, que permite la productividad de los pozos por flujo natural. Ello significa que el barril extraído puede transitar desde el fondo hasta la superficie, y llegar hasta las baterías o plataformas de producción para su almacenamiento.

En la medida en que se avanza en la explotación, llega un momento en el cual la energía ha descendido, producto del tiempo de dicha actividad y de la producción extraída y acumulada. Entonces es necesario ayudar al pozo para que pueda producir y se instalan equipos que ayudan a la extracción del barril. Estos pozos ya no producen por flujo natural, necesitan ayuda con levantamiento artificial.

Existen varios métodos para ayudar al pozo a producir, y cada uno de ellos se selecciona con base en el tipo y condiciones de la formación; entre ellos, el yacimiento, la disponibilidad de gas existente en el mismo y otras características técnicas para seleccionar el sistema más apropiado. La mayoría de los pozos en México producen con el método de levantamiento artificial.

Éstos son afectados con cierres de producción, y muchos de ellos, por no decir todos, cuando vuelven a abrirse simplemente no producen. En algunos casos se provoca daño en los sistemas de levantamiento artificial, bien sea en los balances de inyección de gas en sistemas neumáticos, o daños en las bombas de subsuelo en el caso del bombeo mecánico o electrosumergible.

Además de afectar las condiciones estáticas del yacimiento,

también se perjudican las condiciones dinámicas o flujo del yacimiento al pozo, y la capacidad o fuerza artificial para poder extraer el hidrocarburo del fondo del pozo a la superficie. De la misma manera se dañan los equipos y deben reemplazarse. En consecuencia, hay un costo del trabajo para realizar el reemplazo del equipo, bien sea la bomba del subsuelo, o algún otro dispositivo instalado.

Esta característica de los yacimientos en México no necesariamente es igual en Rusia, Arabia Saudita y otros países árabes. En ellos existe una gran cantidad de pozos produciendo por flujo natural, debido a las características de sus yacimientos. En estos casos, el cierre no ocasiona daños severos, además el proceso para inducirlos a producir de nuevo no es tan complicado, ni costoso.

Por ello, es muy importante planear rigurosamente cada cierre desde el inicio de la operación, así como registrar las condiciones del yacimiento y de cada pozo en ese momento. La estrategia funcionaría como un mapa de las condiciones existentes al cerrar el pozo y facilitará replicar esa misma condición al momento de su apertura.

Si esto no se logra, hay que invertir en trabajos de reparaciones mayores o menores, mismos que representan desembolsos que ni la OPEP, ni Arabia Saudita van a reconocer. Además, el daño puede ser irreversible. México tiene que usar estos argumentos en las mesas de discusión. Por esto, es importante que en las reuniones futuras con la OPEP, expertos de Pemex Exploración y Producción acompañen al Director General y la Secretaría de Energía, a fin de aportar los argumentos técnicos que puedan ser requeridos. ☺

Los precios del crudo el día 20 de abril sufrieron una caída catastrófica, llegando por primera vez en la historia a cotizaciones negativas. Sin duda el COVID-19 continúa cambiando el curso de la historia.



Entra aquí para leer más sobre Luis Vielma / Read more about Luis Vielma



(*) Luis Vielma Lobo, es Director General de CBMX Servicios de Ingeniería Petrolera, Director del Centro Integral de Desarrollo del Talento (CIDT) y presidente de la Fundación Chapopote. Es miembro del Colegio de Ingenieros de México, Vicepresidente de Relaciones Internacionales de la Asociación Mexicana de Empresas de Servicios Petroleros (AMESPAC). Es colaborador de opinión en varios medios especializados en energía, conferencista invitado en eventos nacionales e internacionales del sector energético y autor de las novelas "Chapopote, Ficción histórica del petróleo en México" (2016) y "Argentum: vida y muerte tras las minas" (2019).



Por / By: **Grupo Multisistemas de Seguridad Industrial®**

Drones, los ojos de la seguridad en ultramar

Drones, the eyes of overseas security



Actualmente, el tema en boca de todos es el precio de la mezcla mexicana de exportación, que se desplomó 80.83% en el primer trimestre del año. Las condiciones del mercado no parecen mejorar mucho por el momento. Y por si fuera poco, la industria petrolera sigue sufriendo los escarnios de la delincuencia organizada; al intensificarse en los últimos tres años los ataques pirata a embarcaciones y plataformas petroleras, sobre todo en el Golfo de México.

Currently, the topic on everyone's lips is the price of the Mexican export mix, which dropped 80.83% in the first quarter of the year. Market conditions do not seem to be improving much at the time. And as if it wasn't enough, the oil industry continues to suffer the damages of organized crime, as pirate attacks on ships and oil platforms have intensified during the last three years, especially in the Gulf of Mexico.

Con un incremento del 310% entre el 2016 y el 2019, los ataques mensuales de piratas a barcos y plataformas petrolíferas siguen perjudicando las operaciones del sector. Lo anterior según cifras de la Federación Internacional de Trabajadores de la Industria Transportadora (ITF).

La operación del pirataje empieza cuando se utilizan embarcaciones veloces que transportan a comandos para abordar barcos y que; tras amagar a los trabajadores, extraen objetos de valor y todo tipo de equipo que puede ser comercializado en el mercado negro. Recordemos la película Capitán Phillips (2013), protagonizada por Tom Hanks, para emular imágenes de las acciones que cometen estos grupos delincuenciales.

Sin embargo, los barcos no son los únicos afectados. También las plataformas petrolíferas han sido atacadas por grupos que se transportan en lanchas de motor, para luego trepar por las estructuras. Ya abordo, amedrentan al personal con armas punzocortantes y pistolas para después desmantelar, vandalizar y hurtar todo lo que pueden.

Según las cifras, el petróleo o las pertenencias de la tripulación no son los únicos objetos en la "lista de compras" de los atacantes. Se han llevado equipos de comunicaciones, maquinaria de navegación, motores, costosos reflectores, plataformas de perforación, válvulas y material de bombeo.

Es por eso que, para evitar ataques y contrarrestarlos, las empresas deben confiar en las recomendaciones de sus socios de seguridad privada e invertir en tecnología de punta. El uso de drones de última generación e innovaciones tecnológicas, en conjunto con el personal humano más capacitado, mejora la seguridad a nivel estratégico y operativo. Lo anterior contribuye a evaluar riesgos, inspeccionar exteriores e interiores, asegurar activos remotos y revisar cada rincón con una vista aérea que monitoreará vía remota, pero precisa y puntual, un amplio territorio. Esto permitirá detectar posibles amenazas y reaccionar oportunamente ante cualquier eventualidad.

Los drones ayudan a contar con una vigilancia perimetral automatizada, es decir, al igual que cualquier sistema de videovigilancia, pero con mucha menor inversión y más eficacia. Adicionalmente, los drones equipados con cámara de alta resolución pueden hacer un control perimetral de grandes extensiones de terreno y sin puntos ciegos. Con la vigilancia dirigida, los drones se están convirtiendo en los ojos de la seguridad de ultramar.

Antes de que alguna embarcación "sospechosa" se encuentre peligrosamente cerca, mediante los drones y el personal capacitado de una compañía especializada en seguridad privada, se puede prevenir cualquier asalto y ejecutar acciones coordinadas. De esta forma, podrá evitarse que la operación concluya de manera efectiva para los delincuentes. 🌐

With a 310% increase between 2016 and 2019, monthly pirate attacks on ships and oil platforms continue to harm the operations of the sector. These are figures from the International Transport Workers' Federation (ITF).

The piracy operation begins when fast boats carrying comandos are used to board ships; and, after tricking the workers, valuable objects and all kinds of equipment that can be sold on the black market are extracted. Let's remember Captain Phillips (2013), the film starred by Tom Hanks, to emulate images of the actions that these criminal groups take.

However, ships are not the only ones affected. Oil rigs have also been attacked by groups that travel in motorboats and then climb up the structures. Once onboard, they intimidate the workers with sharp weapons and pistols and then dismantle, vandalize and steal everything they can.

According to the figures, oil or the crew's belongings are not the only items on the attackers' "shopping list". Communications equipment, navigation machinery, engines, expensive searchlights, drilling platforms, valves, and pumping equipment have also been taken.

That is why, to prevent and act in case of attacks, companies must rely on their private security partners' recommendations and invest in state-of-the-art technology. The use of

cutting-edge drones and technological innovations, together with the most qualified human resources, improve security at a strategic and operational level. This helps to assess risks, inspect exteriors and interiors, secure remote assets and review every corner with an aerial perspective that will monitor remotely, but precisely and punctually, a wide territory. This will allow the detection of possible threats and timely reaction to any eventuality.

Drones help to have automated perimeter surveillance, that is, just like any video surveillance system, but with much less investment and more efficiency. Additionally, drones equipped with high-resolution cameras can perform perimeter control of large areas of land without blind spots. With targeted surveillance, drones are becoming the eyes of overseas security.

Before a "suspicious" vessel is dangerously close, drones and the trained personnel of a private security company can anticipate any attack and execute coordinated actions. This way, the criminals will not be able to successfully complete their operation. 🌐

Lee más
sobre
seguridad
para tu
empresa
Learn more
on security
for your
company



► Women's Energy Network (WEN) México

Dirigiendo a la industria marítima en aguas del COVID-19

Una de las primeras líneas al frente de la pandemia de COVID-19 es la industria marítima. Transporta alrededor del 80% de las mercancías en el mundo y desempeña un rol prioritario en la economía.



Por / By : Julia González Romero

La capacidad de esta industria para abastecer de insumos vitales, incluidos los equipos médicos y los alimentos, es clave para responder y superar la crisis. No obstante, el sector ha sido uno de los más afectados por las medidas tomadas para contener la propagación del virus, debido a las cuarentenas, cierre de fronteras y restricción de viajes. El desafío no es menor. Mantener el flujo y al mismo tiempo asegurar la vida de la tripulación.

Los próximos meses son críticos. La Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD por sus siglas en inglés) invitó a los países a no interrumpir el sistema de transporte

marítimo, mantener puertos abiertos y permitir cambio de personal en su territorio. En México, dicho sistema no ha sido limitado y las Administraciones Portuarias Integrales (API) han tomado medidas en materia sanitaria.

Esta crisis pasará y, cuando eso ocurra, las empresas que han llevado a cabo estrategias inmediatas y planes para proteger sus resultados a mediano y largo plazo, serán las mejor adaptadas a la nueva realidad. Además, seguramente incluirán acciones renovadas en materia de economía circular y cambio climático. Por lo pronto, en beneficio de todos, las decisiones de política con respecto a la pandemia no deben olvidar al sector marítimo. 🌊

Navigating the maritime industry through COVID-19 waters

One of the frontlines of the global economy during the COVID-19 pandemic is the maritime industry. It transports 80% of goods around the world and holds a priority role in the economy.

This industry's capacity to supply vital goods, including food and medical equipment, is key to managing and overcoming the crisis. However, this sector is among the most affected by the policies implemented to contain the dissemination of the virus, due to quarantines, border closures, and travel restrictions. The challenge is not minor, as it involves sustaining the flow while ensuring the well-being of the crew members.

The next few months will be critical. The United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD) encouraged all countries to keep maritime transportation systems working, to maintain ports open, and to allow staff changes on their territory. Mexico has complied with these requests and the Government's Port Administration (API, by its acronym in Spanish) has taken appropriate sanitary precautions.

This crisis will pass and, when that happens, companies that have adopted immediate and correct strategies and plans to protect their enterprises in the medium and long term will be the best adapted to the new reality. Besides, they will likely include renewed actions regarding the circular economy and climate change. In the meantime, for the general benefit, policy decisions regarding the pandemic should take into consideration the maritime industry. 🌊



Lee todas las columnas de WEN
Read all of WEN's columns



Julia González Romero es Asociada Senior en González Calvillo. Cuenta con 17 años de experiencia como abogada. Ha enfocado su práctica en la solución de problemas jurídicos complejos con especial énfasis en la identificación, prevención y mitigación de riesgos no técnicos, con el objetivo de evitar contingencias legales que afecten la operación de los proyectos.

Julia González Romero is a Senior Associate at González Calvillo. She has 17 years of experience as an attorney. Julia has focused her work on the solution of complex legal problems with special emphasis on the identification, prevention, and mitigation of non-technical risks, to avoid legal contingencies that may affect the operativity of projects.

Plática con la Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag, innovadora en la industria.
A conversation with Jetzabeth Ramírez Sabag, an innovator in the industry.

Nuevas ideas para el sector petrolero mexicano



Dra. Jetzabeth Ramírez

La innovación ha caracterizado a la Dra. Jetzabeth Ramírez a lo largo de su carrera. Sus aportaciones van desde los procesos de la industria petrolera hasta la educación. Como especialista se ha enfocado en disminuir riesgos e incertidumbre, así como aumentar la confiabilidad de los estudios en el sector.

Por / By : Renata Pérez de la O

La Dra. Jetzabeth ha realizado aportaciones novedosas tanto en la enseñanza como en la investigación. En México, es pionera en la investigación relacionada con pruebas de trazadores en yacimientos. Los primeros trabajos sobre este tema en el país corresponden a su tesis de maestría y doctorado.

Actualmente, es Líder de Especialidad de Caracterización Dinámica de Yacimientos en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), donde ha trabajado desde hace veinte años. A lo largo de su trayectoria se ha especializado en la línea de trazadores, desarrollando infraestructura que es utilizada en el IMP y en Pemex Exploración y Producción (PEP).

En esa misma materia, obtuvo el primer lugar del premio ADIAT a la Innovación 2016 por Emelitra®, equipo de medición en línea de trazadores; el cual desarrolló con tecnología 100% mexicana. “La motivación principal para

New ideas for the Mexican Oil Sector

Innovation has defined Jetzabeth Ramirez throughout her career. Her contributions range from oil industry processes to education. As a specialist, she has focused on reducing risk and uncertainty, as well as increasing the reliability of studies in the sector.

Jetzabeth has made innovative contributions to both teaching and research. In Mexico, she is a pioneer in research related to tracer testing at oil reservoirs. The first papers in the country regarding this subject were her master's and doctoral theses.

Currently, she is the Specialty Leader of Dynamic Reservoir Characterization at the Mexican Petroleum Institute (IMP by its acronym

“Las mujeres en el sector somos identificadas por el fuerte compromiso para con nosotras mismas, nuestras familias, trabajo e instituciones o empresas.”

“Women in the sector are known for their strong commitment to themselves, their families, work and institutions or companies.”



la creación de Emelitra®, fue desarrollar un equipo para medir la concentración de trazadores en tiempo real, simultáneo a la producción del pozo”, comentó la especialista.

Su meta con el proyecto era facilitar la obtención de datos estadísticamente confiables; lo cual logró mediante un equipo que garantiza la medición de la producción total del marcador y tiempos de arribo. Con esta aportación contribuyó a disminuir la incertidumbre relacionada con la producción del trazador en el pozo observador.

Con relación a la innovación en el sector petrolero, la Doctora Jetzabeth considera necesario aplicar nuevas ideas en todos los procesos de la industria. Esto se puede lograr mediante el enfoque en los subprocesos, lo cual contribuye al fortalecimiento de las prácticas realizadas.

Por otro lado, considera necesario mejorar los métodos de identificación de formaciones en yacimientos para mejorar la cadena de valor de los hidrocarburos. “Conocer cómo se mueven los fluidos en un yacimiento durante su producción es una tarea indispensable. Define las estrategias de un esquema óptimo de explotación” opina.

“El valor generado en la extracción de hidrocarburos depende del conocimiento de las formaciones contenidas en los yacimientos”.

“The value obtained in hydrocarbon extraction depends on the knowledge of the formations in the deposits.”

in Spanish), where she has worked for twenty years. Throughout her career she has specialized in the line of tracers, developing infrastructure that is used at the IMP and Pemex Exploration and Production.

In the same area, she won first place in the ADIAT Innovation 2016 Award for Emelitra®, measuring equipment that she developed using 100% Mexican technology. “The main motivation for creating Emelitra® was developing equipment to measure the real-time concentration of tracers, simultaneously with the production of the oil well,” the specialist said.

Her goal was to facilitate the obtention of statistically reliable data; which she achieved with equipment that guarantees the measurement of the marker’s total production and arrival times. With this she contributed to reducing the uncertainty associated with the production of the tracer in the observer well.

Regarding innovation in the oil sector, she considers it is necessary to apply new ideas in all industrial processes. This can be achieved by focusing on sub-processes, which helps to strengthen the existing practices.

On the other hand, she thinks it is essential to improve the methods for identifying formations in reservoirs to improve the hydrocarbon value chain. “Knowing how fluids move in a reservoir during production is an indispensable task. It defines the strategies for an optimal exploitation scheme” she says.



Por ello, destaca la necesidad de mejorar integralmente la caracterización estática y dinámica para entender el comportamiento de los fluidos en el sistema. De esta forma, podrán realizarse predicciones certeras para evitar los riesgos asociados con la complejidad de los yacimientos.

En el ámbito de la caracterización dinámica, resaltó que las pruebas de presión son las más utilizadas. Sin embargo, en su opinión, las pruebas de trazadores ofrecen una ventaja, pues funcionan como “testigos” de los caminos que siguen de los fluidos en el sistema. De esta forma, los resultados obtenidos mediante esta técnica impactan en el diseño de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos. A su vez, minimizan los riesgos relacionados con la complejidad de los yacimientos. Gracias a esto, contribuyen al éxito de los proyectos de inversión.



En consecuencia, la especialista considera clave incorporar este tipo de pruebas, las cuales proporcionan datos como: saturación remanente/residual de aceite; propiedades del sistema roca-fluidos y características del yacimiento. Adicionalmente, informan sobre el origen de la alta producción de agua en detrimento de la producción de petróleo.

La enseñanza de Ingeniería Petrolera en México

En su experiencia de 30 años como profesora de Ingeniería Petrolera en la UNAM, resalta el papel de la experiencia de los profesores para enriquecer la educación. Su trayectoria les permite incorporar a las cátedras temas relacionados con problemas actuales de los yacimientos nacionales. De esta forma, los futuros ingenieros pueden prepararse mejor para el ejercicio profesional a nivel nacional e internacional.

La Dra. Jetzabeth Ramírez no sólo ha contribuido a la enseñanza a través sus cátedras; también ha publicado dos libros y tiene otro más próximo a publicarse. En 2013 publicó su primer libro, titulado “Matemáticas aplicadas a la ingeniería petrolera”; hasta hoy, el único con esta línea de enseñanza. “La mayoría de los libros de matemáticas son aplicados a otras áreas de ingeniería, problemas que no les son familiares a los alumnos de esta área y, por lo tanto, no es sencillo para los estudiantes aprender”.



Con su segundo libro, “Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros” (2015), la intención fue recopilar en un solo volumen el contenido de diversos libros sobre el tema. Lo anterior con la meta de facilitar el estudio de la asignatura. Por ello, el libro incluye conceptos básicos de ingeniería petrolera y pruebas de presión para facilitar la lectura y comprensión.

Por otro lado, realizó el libro de “Análisis integral de pruebas de trazadores (diseño, ejecución e interpretación)”, próximo a presentarse al público. En él, presenta de manera sencilla aspectos de teoría y buenas prácticas para las pruebas de trazadores en yacimientos petroleros.

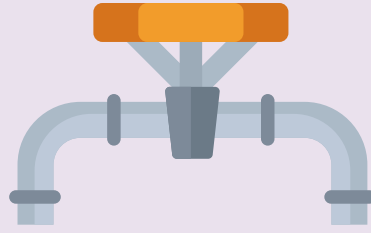
La Doctora opina que, para ser un buen apoyo, los libros deben cubrir la mayoría de los contenidos didácticos relacionados con el sector. “Sí es importante comentarlo, son relativamente escasos los libros de texto en esta área, y más escaso todavía lo escrito por autores mexicanos” resalta.

Mujer en la industria

La Dra. Jetzabeth Ramírez considera que la inclusión femenina en el sector petrolero ha avanzado de manera paulatina, pero firme y determinada. Para ella, una forma de incentivar su participación es difundiendo las historias y logros de las mujeres en el medio. No debe quedar lugar a dudas sobre su compromiso, trabajo y resultados.

Además, le parece necesario abrir espacios donde hombres y mujeres participen libre y limpiamente. De tal manera, las oportunidades otorgadas deberán basarse en las competencias y aptitudes individuales.

Por otro lado, su mensaje para las mujeres dudando si estudiarán Ingeniería Petrolera, es el siguiente: “Si ya poseen las habilidades



“La mayoría de los profesores tienen experiencia de campo y tratan en sus cátedras problemas de los yacimientos mexicanos, los cuales en su mayoría son complejos”.

“Most of the professors have field experience and talk about the complex problems of Mexican deposits in their classes.”

For this reason, she highlights the need to improve static and dynamic characterization to understand the fluid behavior in the system. Thus, accurate predictions to avoid the risks associated with the complexity of the reservoirs can be made.

In the field of dynamic characterization, she highlighted that pressure tests are the most commonly used. However, in her opinion, tracer tests offer an advantage, as they function as "witnesses" of the paths that the fluids follow in the system. In this way, the results obtained by this technique impact the design of additional hydrocarbon recovery processes. In turn, they minimize the risks related to the complexity of the reservoirs. Thanks to this, they contribute to the success of investment projects.

Consequently, the specialist considers it is key to incorporate this type of test, which provides data such as remaining/residual oil saturation; properties of the rock-fluid system, and characteristics of the reservoir. Additionally, they inform about the origin of high-water production in detriment of oil production.

Education for Petroleum Engineering in Mexico

During her 30 years of experience as a Petroleum Engineering professor at the National Autonomous University of Mexico, she highlights the experience of professors as an asset that contributes to education. Their trajectory allows them to teach topics related to current problems in the national oilfields. In this way, future engineers can be better prepared for professional national and international practice.





For her, one way to encourage their involvement is by disseminating the stories and achievements of those who work in the field. There should be no doubt about their commitment, efforts, and achievements.

Besides, she thinks it is necessary to open spaces where men and women can participate freely and fairly. In that manner, the opportunities granted should be based on individual skills and abilities.

On the other hand, her message for women who are in doubt about studying Petroleum

Engineering is: "If they already have the necessary technical and vocational skills and are hesitant because there are few women, this issue should not worry them". In her opinion, nowadays the conditions for their success are set among their professors and classmates.

Also, she recommends that they evaluate their interests and visualize themselves doing the fieldwork. This practice includes high temperatures under the sun, continuous shifts, and high responsibilities, such as decision-making under pressure. "If you see yourselves as oil engineers committed to your work, then I would tell you that this is your career, you have everything to achieve what you want, and do it with dedication, because you will be successful," she said.

Jetzabeth thinks that her mother made the greatest contribution to her life, teaching her about righteousness, perseverance, love, and patience. At the same time, her lesson to convey is the relevance of continuous learning. Because she believes it helps people to acquire knowledge and technical skills to specialize and soft skills to have a better interaction with their surroundings. ☺



Más sobre la Dra. Jetzabeth y mujeres en la industria
More on Jetzabeth and women in the industry



técnicas y vocacionales necesarias y están indecisas porque hay pocas mujeres, ese tema no les debe preocupar". En su opinión, actualmente existen condiciones para que ellas puedan integrarse exitosamente entre sus profesores y compañeros.

Adicionalmente, les recomienda evaluar sus intereses y visualizarse realizando el trabajo de campo. Esta práctica incluye altas temperaturas bajo el sol, turnos continuos y altas responsabilidades, tales como la toma de decisiones bajo presión. "Si se ven como ingenieras petroleras comprometidas con su trabajo, entonces les diría que ésta es su carrera, tienen todo para lograrlo, y háganlo con dedicación, porque serán exitosas", expresó.

Para ella, su madre ha dejado la mayor aportación en su vida, enseñándole sobre rectitud, perseverancia, amor y paciencia. Al mismo tiempo, su lección a transmitir es la relevancia del aprendizaje continuo. Pues, considera, permite adquirir conocimientos y competencias técnicas para especializarse y competencias blandas para relacionarse mejor con el entorno. ☺

Jetzabeth Ramírez has not only contributed to education through her classes; she has also published two books and has another one coming soon. In 2013 she published her first book, named "Mathematics applied to oil engineering"; until today, the only one with this teaching line. "Most math books are applied to other areas of engineering, problems that are not familiar to students in this area, and therefore, harder for them to learn".

With her second book, "Fundamentals of Oil Well Productivity Technology" (2015), the intention was to compile in a single volume the content of various books on the topic. The above to facilitate the study of the subject. Therefore, it includes basic petroleum engineering and pressure testing concepts to facilitate its reading and understanding.

On the other hand, she wrote the book "Integral analysis of tracer tests (design, execution, and interpretation)", which is about to be published. In it, she talks about aspects of theory and good practices for tracer tests in oil fields.

She believes that to be helpful, books should cover most of the didactic contents related to the sector. "It is important to comment that there are relatively few textbooks in this area, and even fewer written by Mexican authors," she says.

Women in the industry

Jetzabeth Ramirez believes that the participation of women in the oil sector has advanced gradually, but firmly and decisively.



► Aliados estratégicos e integrales en la industria offshore
► Strategic and integral allies in the offshore industry

Empresas de Servicios Marítimos: socios en la producción nacional de hidrocarburos

El desplome de los precios del petróleo está empujando a las empresas del sector petrolero a mirar hacia proyectos de bajo costo y mayor rentabilidad. Las compañías de servicios integrales y especializados, con capacidades robustas, se perfilan para participar en los nuevos planes estratégicos.

Por / By : Efraín Mariano

Las expectativas de una pronunciada desaceleración de la economía mundial por el impacto de la pandemia del COVID-19 persuaden a las empresas petroleras a replantear sus estrategias de negocios y proyectos de inversión. Las estimaciones apuntan a que la industria tendrá que acostumbrarse a un largo periodo de precios bajos del petróleo, debido a una marcada disparidad de los fundamentos del mercado: abundante oferta y débil demanda.

Las principales petroleras del mundo están ajustando sus presupuestos y enfocando sus fortalezas en las actividades de mayor rendimiento y productividad. En nuestro país, Petróleos Mexicanos (Pemex) perseguirá el aumento de la perforación y reparación de pozos con ayuda de empresas de servicios marítimos.

Por otra parte, la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI) ha señalado que las petroleras, que habían comprometido inversiones por más de 4 mil 600 millones de dólares para este año en el país, evaluarán sus proyectos ante la caída de los precios del petróleo. Este grupo, conformado por las firmas que ganaron más de 100 contratos en las rondas petroleras del sexenio pasado, orientará sus facultades hacia planes selectivos de exploración, desarrollo y producción.

De esta forma, la asociación buscará cuidar sus finanzas y su viabilidad a mediano y largo plazo. "Las empresas que ya están por producir, posiblemente estarán haciendo los ajustes para ser rentables, incluso con los bajos precios de petróleo", evaluó Alberto de la Fuente, presidente de la AMEXHI y Director General de Shell México.

Maritime Services Companies: partners for hydrocarbon national production

The drop in oil prices is pushing companies within the sector to look at low-cost and higher-profit projects. Integral and specialized service companies with robust capacities are shaping up to participate in the new strategic plans.

Expectations of a pronounced slowdown in the world economy due to the impact of the COVID-19 pandemic are persuading oil companies to reconsider their business strategies and investment projects. Projections suggest that, due to a clear disparity in market fundamentals: abundant supply and weak demand, the industry will have to get used to a long period of low oil prices.

The world's leading oil companies are adjusting their budgets and focusing their strengths on the highest performing and most productive activities. In our country, Petróleos Mexicanos (Pemex, by its acronym in Spanish) will focus on increasing its drilling and well-repairing activities with the assistance of marine service companies.

On the other hand, the Mexican Association of Hydrocarbon Companies (AMEXHI, by its acronym in Spanish) has pointed out that oil

300 mil
empleos directos e indirectos se generan anualmente en la industria de servicios marítimos

300,000 direct and indirect jobs are created annually in the maritime services industry.

En los últimos seis años, pese a la volatilidad del sector energético, las empresas agrupadas en el sector marítimo han realizado inversiones por más de 6 mil millones de dólares en la modernización de embarcaciones y equipos.

In the last six years, despite the volatility of the energy sector, companies in the maritime sector have made investments of more than 6 billion dollars in the modernization of vessels and equipment.



Proyectos de mayores beneficios

Pemex ha dejado claro que evaluará y priorizará las tareas e inversiones que sean de alta rentabilidad y que le permitan continuar con sus metas de exploración y producción. Para la Empresa Productiva del Estado, el precio promedio ponderado de producción de petróleo se ubicó en 14.2 dólares por barril en 2019.

En cambio, este año se enfocará en los de menor costo, como los observados en los campos Quesqui, Ixachi, Tlacame y Mulach, donde el valor promedio de producción es de los más bajos del mundo: 4.8 dólares por tonel. “Iniciaremos el desarrollo acelerado de 15 campos adicionales a los descubiertos en 2019, los cuales, al final del presente ejercicio, alcanzarán una producción de 256 mil barriles diarios”, describió Octavio Romero Oropeza, Director General de Pemex.

Asimismo, Romero Oropeza resaltó que buscarán incrementar la actividad de perforación y reparación de pozos en los campos en explotación, apoyados por las capacidades de empresas de servicios marítimos. La actividad de perforación de pozos pasó de 162 en 2018 a 228 en 2019, y se estima alcanzar 423 para este año.

Servicios integrales

A mediados de febrero, Pemex inició una serie de contratos para desarrollar actividades con empresas de servicios marítimos y petroleros, que estarán contemplados en un nuevo lote de proyectos prioritarios de exploración y producción. Los acuerdos, adicionales a los suscritos en 2019, sumarán al menos unos 20 al final del primer semestre del año.

Los proyectos que se efectuarán contemplan la construcción de instalaciones, la perforación de pozos, el traslado de plataformas y el tendido de tuberías marinas. A pesar de la actual contingencia sanitaria y precios bajos del petróleo, la estrategia de la Empresa Productiva del Estado aún apunta a descubrir y desarrollar 20 nuevos campos de petróleo y gas cada año.

El objetivo es elevar la producción de crudo a un rango de 2.4 millones de barriles por día hacia el 2024. Actualmente, la producción oscila los 1.7 millones de barriles diarios. Además, la apuesta del presidente Andrés Manuel López Obrador se enfoca en rescatar la soberanía energética del país, con el apoyo de empresas mexicanas cuyas capacidades sean amplias en la industria offshore.

companies that had compromised for this year’s investments in the country greater than 4.6 billion dollars, will evaluate their projects given the fall in oil prices. This group, formed by firms that earned more than 100 contracts in the oil rounds in the last six years, will orient its faculties towards selective plans of exploration, development, and production.

In this way, the association expects to take care of its finances and its medium- and long-term viability. “The companies that are already producing, are possibly making adjustments to be profitable, even with low oil prices,” estimated Alberto de la Fuente, president of AMEXHI and CEO of Shell Mexico.

Projects with greater benefits

Pemex has stated that it will evaluate and prioritize tasks and investments that are highly profitable and facilitate the continuity of its exploration and production goals. For the State Productive Enterprise, in 2019 the average weighted price of oil production stood at 14.2 dollars per barrel.

On the contrary, this year it will focus on the ones with a lower cost, such as those observed in the Quesqui, Ixachi, Tlacame, and Mulach fields, where the average production value is among the lowest in the world: 4.8 dollars per ton. “We will begin the accelerated development of 15 additional fields to those discovered in 2019, which, at the end of this year, will reach a production of 256 thousand barrels per day,” said Octavio Romero Oropeza, General Director of Pemex.

Besides, Romero Oropeza highlighted that they will seek to increase drilling and well-repairing activities in the fields under exploitation, using the capacities of maritime service companies. The drilling activity of wells increased

“Pemex se enfocará en aquellos proyectos e inversiones que sean de alta rentabilidad”,

“Pemex will focus on projects and investments that are highly profitable,”

Octavio Romero Oropeza.

from 162 in 2018 to 228 in 2019 and is estimated to reach 423 for this year.

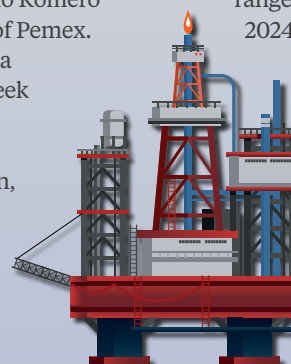
Integral services

In mid-February, Pemex began a series of contracts to develop activities with maritime and oil service companies, which will be included in a new package of exploration and production priority projects. The agreements, additional to those signed in 2019, will be at least 20 towards the end of the first semester.

The projects that will be carried out include facility construction, well drilling, platform relocation, and marine pipeline laying. Despite the current health contingency and low oil prices, the strategy of the State Productive Company still aims to discover and develop 20 new oil and gas fields per year.

The goal is to raise oil production to a range of 2.4 million barrels per day by 2024. Current production lies within

the range of 1.7 million barrels per day. In addition, the commitment of President Andrés Manuel López Obrador is to the country’s energetic sovereignty, with the support of Mexican companies with extensive capacities in the offshore industry.





Contratos CSIEE

Desde el año pasado, el gobierno ha contemplado relanzar los Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE), los cuales conllevan ciertos incentivos fiscales para la explotación de campos petroleros bajo la supervisión de Pemex. Los CSIEE sustituirían a las asociaciones público privadas, mejor conocidas como farmouts, con lo que se pretende contribuir de manera eficaz al cumplimiento de las metas de producción.

Así, Petróleos Mexicanos buscará aliarse con empresas que abarquen una amplia gama de actividades especializadas y que la apoyen para arrancar su producción de manera rentable. El objetivo se lograría a través de operaciones más eficientes, en las que la logística se concentre en la menor cantidad de costos y actores posibles. Esto representa planes atractivos con precios más competitivos, debido a la integración de diversos servicios en un mismo paquete.

Empresas con capacidades integrales

Empresas mexicanas de servicios integrales en la industria marítima, tales como Diavaz, Cotemar, Marinsa, AMLS, Energía Naviera, entre otras, han consolidado sus capacidades en las actividades offshore. Estas compañías cuentan con equipos y embarcaciones para operar y desplazar plataformas.

Además, ofrecen soporte completo en movimientos de Jack Up, Modulares y Semisumergibles. Estas especializaciones son muestra de que las empresas han dirigido sus capacidades a las actividades subsea, con la implementación de estudios en el fondo marino, tales como Prelay, Asbuilt y OOS. También, mediante levantamientos geofísicos y estudios geotécnicos en plataformas y corredores.

En el apartado de renta de plataformas, las empresas mexicanas cuentan con capacidad para proveer activos de perforación. Igualmente, integran servicios de agenciamiento, mapeos y pruebas para su posicionamiento, así como la operación y mantenimiento de plataformas. Con presencia en todos los puertos del Golfo de México, se han posicionado con sus avances y embarcaciones, tanto especializadas como de última generación, para consolidarse en el plan nacional de producción de hidrocarburos. ¹⁰⁰

CSIEE contracts

Since last year, the government has contemplated re-launching the Comprehensive Exploration and Extraction Services Contracts (CSIEE, by its acronym in Spanish), which include tax incentives for the exploitation of oil fields under the supervision of Pemex. The CSIEE would replace the public-private partnerships, better known as farm-outs, which are intended to contribute effectively to the achievement of production goals.

“Las empresas petroleras en México deberán evaluar sus proyectos ante la caída de los precios del petróleo”,

“Oil companies in Mexico should evaluate their projects in the face of falling oil prices.”

Alberto de la Fuente, presidente de AMEXHI.

Therefore, Petróleos Mexicanos will seek alliances with companies that cover a wide range of specialized activities and that will contribute to successfully start production. The objective would be achieved through more efficient operations, where logistics seek a minor amount of costs and actors. That means attractive plans with competitive prices, due to the integration of various services in the same package.

Companies with integral capacities

Mexican integral services companies in the maritime industry, such as Diavaz,



Cotemar, Marinsa, AMLS, Energía Naviera, among others, have consolidated their capacities in offshore activities.

These companies have the equipment and vessels needed to operate and move platforms.

They also offer full support in Jack Up, Modular and Semi-submersible movements. These specializations prove that companies have directed their capacities to subsea activities, with the implementation of studies in the sea-bottom, such as Prelay, Asbuilt, and OOS. Also, through geophysical surveys and geotechnical studies in platforms and corridors.

In the area of platform rental, Mexican companies can provide drilling assets. Likewise, they integrate agency, mapping, and

positioning-testing services, platform operation, and maintenance. Present in all the ports of the Gulf of Mexico, they have positioned themselves with their advances and vessels, both specialized and of the latest generation, to consolidate themselves in the national hydrocarbon production plan. ¹⁰⁰

Para más sobre servicios marítimos
For more on maritime services





**ENERGÍA
NAVIERA**



Embarcaciones: Izquierda: OSV Tehuana de 85m.
Derecha: OSV La Bamba de 85m.

ENERGÍA NAVIERA Y FINESTRA ENERGÍA, somos empresas mexicanas orientadas al servicio al cliente, comprometidas con los más altos estándares de calidad y seguridad. Expertos en ofrecer soluciones integrales de fletamento de embarcaciones y servicios marítimos especializados.



Plataforma: Jack Up Sandunga de 350 ft.

► Un eslabón en la cadena petrolera ante la crisis
► A link in the oil chain against the crisis

CAMEINTRAM mantiene su compromiso con la industria

La Cámara Mexicana de la Industria del Transporte Marítimo (CAMEINTRAM) cumple tres décadas de operaciones ininterrumpidas. A pesar de la complejidad de las actuales circunstancias, conserva intacta su consigna de apoyar las metas de la industria petrolera de México.

Por / By : Miroslava Fuentes

En medio de una complicada situación internacional del ramo petrolero, acentuada por el impacto de la pandemia del COVID-19, los miembros del gremio marítimo refrendan su compromiso con dicho grupo. Han dejado claro que continuarán trabajando con el objetivo de ser un elemento clave en la vida económica y productiva del país.

Para Alejandro García Bejos, presidente de la CAMEINTRAM, la marina mercante es un eslabón significativo de la cadena de producción mexicana de petróleo. “2020 será un año de grandes retos y desafíos. Por esa razón, seguiremos siendo un ente decisivo en los cambios que demanda la actual y compleja industria petrolera”, señaló.

El sector del Transporte Marítimo constituye cerca del 1% del PIB del país, lo cual representa alrededor de 15 mil millones de dólares.

The Maritime Transport sector constitutes about 1% of the country's GDP, which represents about 15 billion dollars.

La CAMEINTRAM, constituida en enero de 1990, es un organismo empresarial que contribuye de manera determinante en la elaboración de las políticas de fomento y desarrollo del sector marítimo. Fue la quinta flota del mundo en atender plataformas petroleras. “La marina mercante nacional seguirá siendo una de las grandes columnas de impulso y apoyo de nuestro país”, indica la Cámara en su sitio oficial.

Para realizar su labor, recibe el apoyo y coordinación de los poderes Ejecutivo y Legislativo. Según cifras publicadas por la CAMEINTRAM, el sector marítimo de nuestro país genera alrededor de 300 mil empleos directos e indirectos altamente especializados. Además, el organismo

CAMEINTRAM maintains its commitment to the industry

The Mexican Chamber of the Maritime Transport Industry (CAMEINTRAM by its acronym in Spanish) celebrates three decades of uninterrupted operations. In spite of the complexity of the current circumstances, it maintains intact its objective of supporting the goals of the Mexican oil industry.

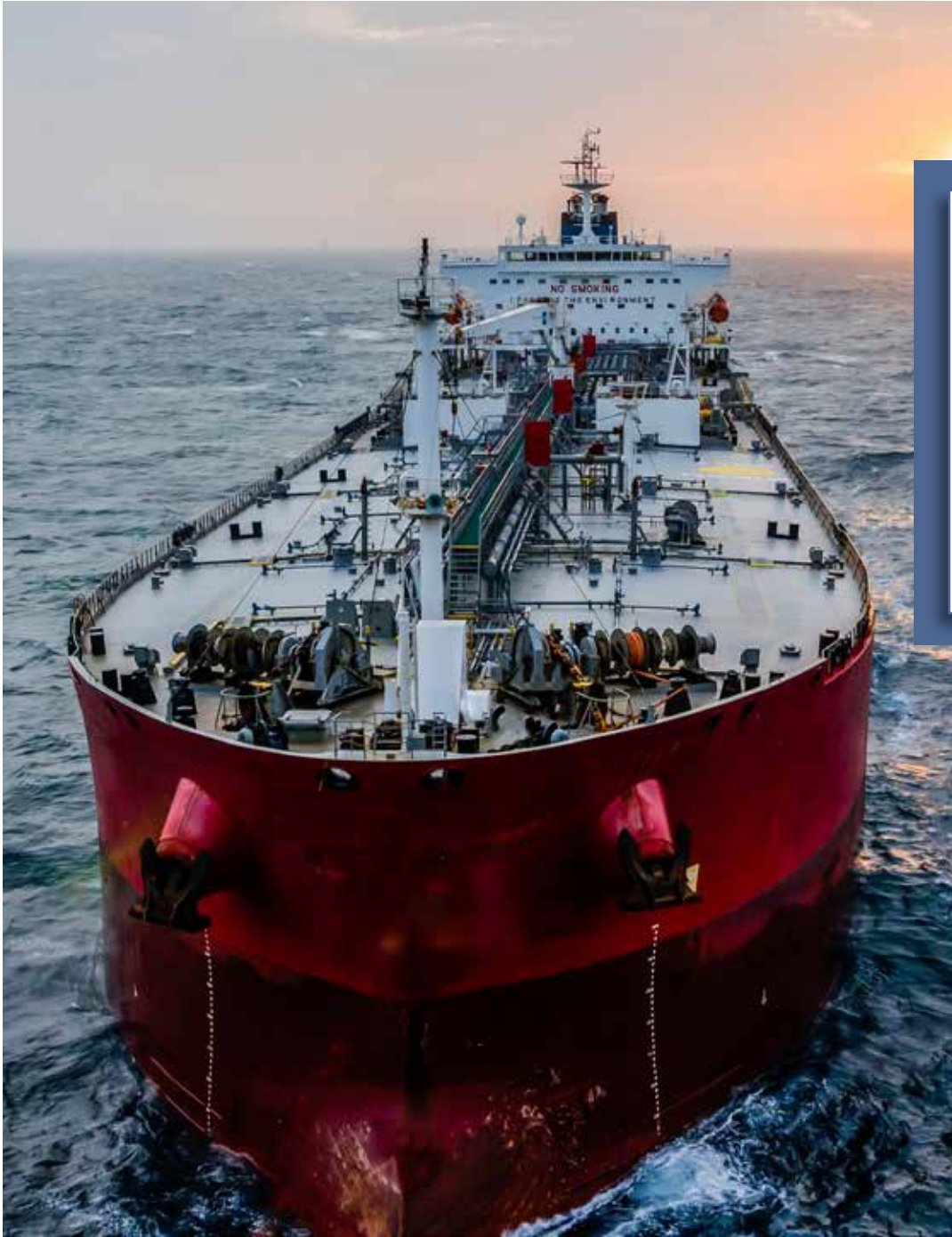
In the midst of a complicated situation in the global oil industry, accentuated by the impact of the COVID-19 pandemic, the members of the maritime union have reaffirmed their commitment to this group. They have made it clear that they will continue working with the goal of being a key element in the country's economic and productive life.

For Alejandro García Bejos, president of CAMEINTRAM, the merchant marine is a significant link in the Mexican oil

production chain. “2020 will be a year of great challenges. For that reason, we will continue to be a decisive entity in the changes that the current and complex oil industry demands,” he said.

CAMEINTRAM, founded in January 1990, is a business organization that makes a decisive contribution to the development of policies for promoting and developing the maritime sector. The organization was the fifth fleet in the world to serve oil platforms. “The national merchant






Trabajamos para impulsar una infraestructura portuaria para el sector energético y para fortalecer la industria de la construcción naval”

“We work to promote port infrastructure for the energy sector and to strengthen the shipbuilding industry”

Alejandro García Bejos.

“El impulso al contenido nacional es uno de los objetivos de la organización, por lo que una flota marítima mexicana moderna es necesaria para cumplir con las metas de la industria petrolera del país, de cara al nuevo desafío mundial”, destacó García Bejos. Por ello, en los últimos tres años han invertido más de 6 mil millones de dólares en la modernización de equipos y embarcaciones. La flota de embarcaciones con bandera mexicana suma 138 unidades, sin contar las plataformas equivalentes a 7 mil millones de dólares aproximadamente.

Algunos de los socios fundadores del organismo empresarial fueron la Compañía Naviera Asetec; Servicios Mexicanos Turísticos y Transportación Marítima del Pacífico. Igualmente, figuran Naviera Delmex y Naviera Cerralvo; Transportación Marítima Mexicana; Naviera Integral; Naviera Armamex, y Opera Marítima y Cotemar. 

80% de la actividad petrolera del país se desarrolla en el mar.


80% of the country's oil activity is carried out in the sea.

marine will continue to be one of the great pillars of impulse and support of our country”, the Chamber states on its official site.

To carry out its work, it relies on the support and coordination of the Executive and Legislative Powers. According to figures published by CAMEINTRAM, the maritime sector of our

country generates around 300 thousand direct and highly specialized indirect jobs.

“The promotion of national content is one of the objectives of the organization, so a modern Mexican maritime fleet is necessary to meet the goals of the country’s oil industry, facing the new global challenge,” said García Bejos. For this reason, in the last three years, they have invested more than 6 billion dollars in modernizing equipment and vessels. The fleet of vessels with Mexican flag sums 138 units, excluding the platforms, which are equivalent to approximately \$7 billion dollars.

Some of the founding partners of the corporate body were the Asetec Shipping Company; Mexican Tourism Services and Pacific Ocean Transportation. Other organizations that participated in its creation are Naviera Delmex and Naviera Cerralvo; Transportación Marítima Mexicana; Naviera Integral; Naviera Armamex, and Opera Marítima and Cotemar. 



Más sobre la industria marítima en México/ More on Mexican maritime industry



► Impulso a la seguridad y eficiencia
► Boosting safety and efficiency

Robótica marina, tecnología para llegar a las profundidades

Los proyectos de la industria offshore son cada vez más complejos y desafiantes; la extracción de aceite y gas en aguas profundas es cada vez más vacilante y hostil. Pero el uso de nuevas tecnologías promueve la seguridad y eficiencia en muchas de esas operaciones.

Para ser más productivas y rentables, las petroleras del mundo se están apoyando en las tecnologías de última generación, pues buscan aumentar su seguridad y competitividad. En el contexto de la industria petrolera, en el que imperan los bajos precios del petróleo y una oferta abundante del recurso, todo se resume en eficiencia y reducción de costos.

Estos elementos son posibles de alcanzar gracias a la robótica, la inteligencia artificial y la realidad aumentada, entre otras

Marine robotics, technology to reach the depths

Offshore industry projects are becoming increasingly complex and challenging, as deepwater oil and gas extraction is turning more hesitant and hostile. Nevertheless, the use of new technologies promotes safety and efficiency in many of these operations.

To raise productiveness and profitability, oil companies around the world are relying on the latest technologies, as they seek to increase their safety and competitiveness. In the context of the oil industry, where low oil prices and an abundant supply of the resource prevail, everything can be summarized in efficiency and cost reduction.

These elements can be achieved due to robotics, artificial intelligence, and increased reality, among other tools. Some of these marine technologies are already considered the future of the offshore industry; others, by themselves,

La robótica marina es de las innovaciones más eficaces y seguras para la optimización en la industria offshore, al mismo tiempo que disminuye los riesgos para los trabajadores.

Marine robotics is one of the most effective and safe innovations for optimization in the offshore industry, while reducing risks to workers.





herramientas. Algunas de estas tecnologías marinas ya se consideran el futuro de la industria offshore; otras, por sí mismas, contribuyen a la formación de una industria más limpia y confiable.

Suplir la presencia humana

En gran medida, la robótica marina potencia el rendimiento y la seguridad de una industria que vale 400 mil millones de dólares y que, en los próximos 20 años, alcanzará su máximo auge. Uno de sus objetivos inevitables es suplir el personal humano en tareas de riesgo y en zonas de temperaturas hostiles.

El uso de la robótica para tareas de inspección, mantenimiento y reparación es un aspecto que está muy avanzado. El investigador de la petrolera Equinor, Anders Røyrvåg, confirma que la robótica se utilizará cada vez más para aumentar la seguridad de los trabajadores y la eficiencia operativa en las operaciones de campos petroleros en alta mar.

En enero, Equinor puso a trabajar la primera y única plataforma automatizada "Oseberg H" en Mar del Norte, una instalación que no contiene dormitorios ni espacio que sugiera la presencia de ingenieros. "Con Oseberg H, damos un gran salto tecnológico", expresó Anders Opedal, Vicepresidente Ejecutivo de Tecnología, Proyectos y Perforación de Equinor. Con el mecanismo, se espera una producción de hasta 110 millones de barriles de petróleo equivalente.

Robótica submarina

En aguas profundas, los "Buques autónomos" y "Droids de Buceo" son tecnologías que buscan eficientar la industria, así como hacerla más limpia y rentable. El segundo tipo de mecanismo, sustituye a los buzos que se someten a una presión muy por encima de la normal.

De esta forma, con herramientas como las gafas subacuáticas de realidad aumentada, la industria facilita el trabajo del personal. Esto es posible gracias a los estudios avanzados en dicha materia y a que se busca cubrir las áreas que representan potenciales riesgos para el personal. 🌐

El Centro de Tecnología

para Aguas Profundas (CTAP) del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) provee tecnologías de alto contenido para la industria petrolera. Con ello, busca el desarrollo acelerado y eficiente de campos en aguas profundas y ultraprofundas. Actualmente, apoya los objetivos de Exploración y Producción del país.

The Deepwater Technology

Center of the Mexican Petroleum Institute provides high-content technologies for the oil industry. With this, it promotes the accelerated and efficient development of fields in deep and ultra-deep waters. It currently backs up the country's Exploration and Production objectives.

Con la primera plataforma automatizada se ha conseguido "un gran salto tecnológico", de acuerdo con Anders Opedal, Vicepresidente Ejecutivo de Tecnología, Proyectos y Perforación de Equinor.

With the first automated platform, "a big technological leap" has been achieved, according to Anders Opedal, Executive Vice President of Technology, Projects and Drilling at Equinor.



contribute to the development of a cleaner and more reliable industry.

Replacing the human presence

To a large extent, marine robotics improve the productivity and safety of a \$400 billion industry that will reach its highest boom in the next 20 years. One of its unavoidable objectives is to substitute human personnel in risky tasks and hostile temperature zones.

The use of robotics for inspection, maintenance, and repair is a well-advanced aspect. Anders Røyrvåg, researcher at the oil company Equinor, confirms that robotics will increasingly be used to enhance worker safety and operational efficiency in offshore oil field operations.

In January, Equinor launched the first and only automated platform "Oseberg H" in the North Sea, an installation that does not contain bedrooms or space that suggest the presence of engineers. "With Oseberg H, we make a big technological leap", said Anders Opedal, Executive Vice President of Technology, Projects, and Drilling at Equinor. With the mechanism, production of up to 110 million barrels of oil equivalent is expected.

Underwater robotics

In deepwater, "Autonomous Vessels" and "Diving Droids" are technologies that seek to make the industry more efficient, profitable and cleaner. The second type of mechanism replaces high-pressure divers.

In this way, with tools such as augmented reality underwater glasses, the industry makes personnel's work easier. This is possible thanks to the advanced studies in this area and to the continuous improvement in areas that have potential risks for the employees. 🌐



Conoce todo acerca de estas tecnologías
Learn all about these technologies

► ¿Cómo aprovechar el potencial de los campos maduros en México?
► How to get the most out of Mexican mature fields?

Áreas de oportunidad en la explotación de campos maduros

De acuerdo con la opinión de expertos, para mejorar la mecánica de explotación de campos maduros, es necesario invertir en optimizar los sistemas actuales y realizar estudios oportunos. En este contexto, hay medidas que ya se han implementado y otras que pueden tomarse para mejorar el desempeño en este tipo de proyectos.

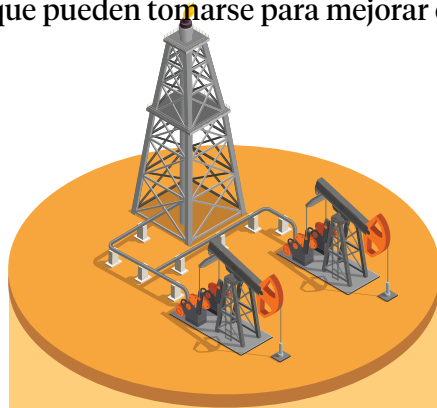
Por / By: Efraín Mariano

En México, la mayoría de los yacimientos productores de aceite se encuentran en etapa madura. De los más de 750 campos existentes a nivel nacional, alrededor de 485 se consideran dentro de esta etapa al contar con una edad promedio superior a los 25 años.

Por ello, en 2019 Petróleos Mexicanos presentó el programa “Oportunidades de Inversión en Campos Maduros: Incremento en el factor de recuperación”. Dicho proyecto plantea la optimización de los esquemas contratación de bienes y servicios, así como ajustes tarifarios; lo anterior con el objetivo de reactivar la industria petrolera y abrir espacio a la inversión privada. “Se estará trabajando en nuevas modalidades de coinversión para aumentar el factor de recuperación y hacer viable la ejecución de proyectos en campos maduros”, dijo al respecto el director de Pemex, Octavio Romero Oropeza.

Sobre las acciones que Pemex ha tomado en relación a dichos proyectos, Gustavo Murillo Muñetón, director de investigación de Exploración y Producción del Instituto Mexicano de Petróleo (IMP); opina que la empresa debe enfocar parte de su presupuesto en tecnología de punta y en mejorar los actuales sistemas de recuperación de hidrocarburos.

Por otro lado, el catedrático y especialista del sector energético, Gaspar Franco Hernández, plantea que para revitalizar un campo maduro es necesario realizar estudios que optimicen costos y aumenten la producción. “Tenemos 1,400 yacimientos en el país que requieren de análisis para ver si se puede implementar un proceso de recuperación mejorada o secundaria” señala. Según el especialista, para el rejuvenecimiento de los campos maduros podría aplicarse



Los campos maduros representan una oportunidad para mejorar los niveles de producción, debido a que cada uno con reservas probadas, probables y posibles.

Mature fields represent an opportunity to improve production levels because each of them has proven, probable, and possible reserves.

tecnología de recuperación mejorada o secundaria.

Existen diversas técnicas que se implementan para la extracción de crudo en campos maduros. Una de las más comunes es la de Recuperación Mejorada (EOR por sus siglas en inglés); la cual contempla inyección de polímeros, hidrocarburos miscibles, CO₂, así como inyección continua de vapor o inyección alternada de agua y gas (WAG por sus siglas en inglés). Otro método empleado es el Sistema de Recuperación Secundaria, el cual contempla inyección continua de agua y gas.

Además, el sistema de “administración y mejoramiento de la producción” permite el aislamiento de zonas de agua, la modificación del patrón de inyección, el control de agua y abandono de pozos con alto corte de agua. Los “sistemas artificiales de producción” contemplan el bombeo mecánico, electrocentrífugo y neumático. [©]

Opportunity areas in the exploitation of mature fields

According to experts, the improvement of the exploiting mechanics of mature fields can be achieved through investing in the optimization of the current systems and carrying out adequate studies. In this context, there are some actions that have already been implemented and others that can be taken to enhance performance in this kind of project.

In Mexico, most of the oil-producing fields are in a mature stage. Of more than 750 oilfields in the country, about 485 are at this stage, as they have an age average of more than 25 years.

For this reason, in 2019 Petróleos Mexicanos presented the program “Investment Opportunities in Mature Fields: Increase in the Recovery Factor”. This project considers the optimization of goods and services contracting schemes, as well as tariff adjustments, to reactivate the oil industry and open space for private investment. “We will be working on new co-investment modalities to increase the recovery factor and make viable the execution of projects in mature fields,” said Pemex Director Octavio Romero Oropeza.

Regarding the actions that Pemex has taken in connection to these projects, Gustavo Murillo Muñetón, research director of Exploration and Production in the Mexican Petroleum Institute (IMP by its acronym in Spanish), believes that the company should focus part of its budget on technology and improving the current systems of hydrocarbon recovery.

On the other hand, the professor and specialist of the energy sector, Gaspar Franco Hernández, affirms that, when revitalizing a mature field, it is necessary to carry out studies that optimize costs and increase production. “We have 1,400 fields in the country that require analysis to see if an improved or secondary recovery process can be implemented”. According to the specialist, improved or secondary recovery technology could be applied to rejuvenate mature fields.

Various techniques are implemented in the extraction of crude oil in mature fields. Among the most common is Enhanced Recovery (EOR), which involves the injection of polymers, miscible hydrocarbons, CO₂, as well as continuous steam injection or alternate water and gas injection (WAG). Another method used is the Secondary Recovery System, which involves a continuous injection of water and gas.

Besides, the “production management and improvement” system enables the isolation of water zones, modification of the injection pattern, water control, and abandonment of wells with high water cuts. The “artificial production systems” include mechanical, electro-centrifugal, and pneumatic pumping. [©]

Lee el artículo completo
Read the complete article

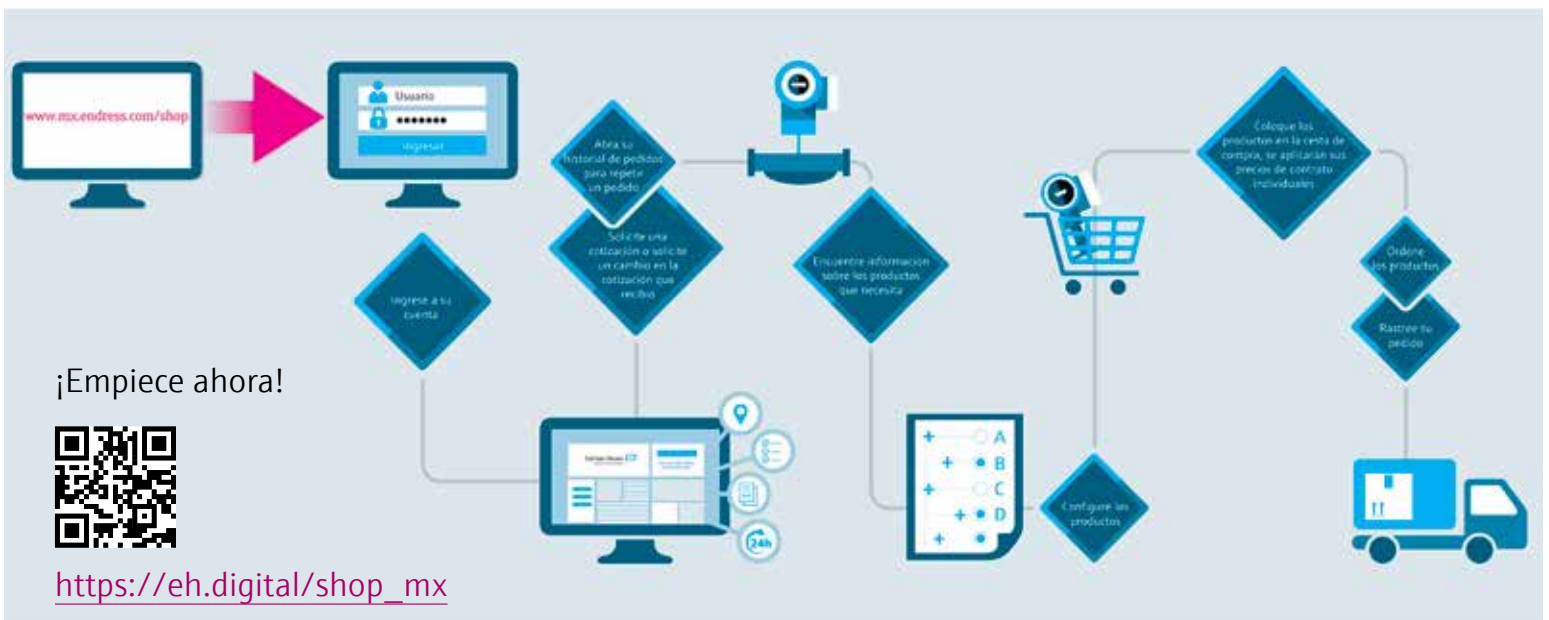


PERSONAL + DIGITAL



Productos. Servicios. Soluciones. Encuentra lo que necesitas.

- Compre sus dispositivos en línea y con fácil acceso a la **información técnica**
- Solicite sus piezas de repuesto a través de nuestra **Operations app**
- Busque un producto usando el **número de serie** o **código de pedido**
- Obtenga acceso a nuestras **recomendaciones de productos**
- Visualice sus transacciones (pasadas y actuales) **en un sólo lugar**



El desplome de la industria petrolera del fracking en EUA y el acuerdo petrolero entre EUA, la OPEP+ y México

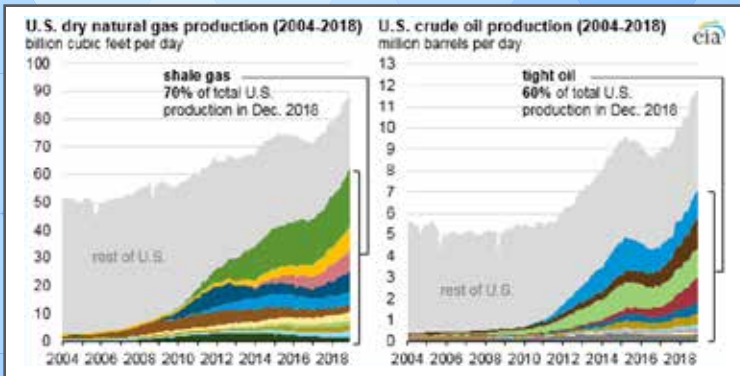
El presente informe busca evidenciar el giro que ha dado la situación en la industria de la fracturación hidráulica de los Estados Unidos (EUA), que ha pasado de una condición de bonanza a una de precariedad, que fue detonada por la abrupta alteración del mercado petrolero internacional, como resultado de las medidas para contener el Covid-19 en el mundo, que provocaron el desplome de la demanda mundial de combustibles y la sobreoferta de hidrocarburos, debido a la ralentización de la economía mundial.



Por / By: Rosío Vargas y Edgar Ocampo^{*1}

La tesis que sustentamos parte de que si bien la industria del fracking ya tenía problemas de fondo como el endeudamiento, la crisis sanitaria agravará la caída de la producción de hidrocarburos de ese país, modificando con ello el proyecto petrolero de la administración del presidente Donald Trump denominado Energy Dominance, los escenarios indican que los EUA pueden retornar a una condición temporal de importador de petróleo con una menor producción nacional de gas natural en un contexto de agudo desplome de los precios de los hidrocarburos.

Antes del último desplome de los precios del barril de petróleo en el mercado internacional en marzo-abril del 2020, la industria petrolera de la fracturación hidráulica le permitió a los Estados Unidos aumentar drásticamente la producción de petróleo y gas natural. La producción americana había tenido un crecimiento sostenido en los últimos 10 años gracias al gran desarrollo de la técnica del fracking y las mejoras de eficiencia y reducción de costos que realizaron a partir del año 2015.



Fuente: Administración de la Información de la Energía

El ritmo de producción del fracking en los Estados Unidos ha conducido a un nivel de producción de hidrocarburos que sobrepasa, recientemente, a su propia demanda interna nacional. Este excedente se ha traducido en una capacidad exportadora importante. De un total de 13 millones de barriles diarios (MMb/d), que se esperaba podría alcanzar el objetivo de 13.3 MMb/d a finales del 2020. De ese total, un volumen de alrededor de 8 MMb/d corresponde a petróleo derivado de las lutitas o shale-oil. La gran producción de productos refinados, de gas natural y de petróleo crudo, han convertido a los Estados Unidos en exportador neto, una evidencia de haber logrado la “independencia energética”, justo antes del brote de coronavirus.

Ante la propagación mundial del Covid-19 y el paro de la movilidad en todo el planeta, los desafíos para los productores petroleros americanos en yacimientos de lutitas son enormes. Las estimaciones sobre la caída de la demanda petrolera mundial han variado a medida que se ha profundizado el deterioro de la economía global. Según la Agencia Internacional de la Energía, la demanda mundial de petróleo caerá en 20 MMb/d, cifra que días después se ha revisado y ahora se estima en 30 MMb/d. Sin embargo, no todas las estimaciones coinciden, según Transfigura Group, en un pronóstico emitido el día 13 de abril de 2020, el desplome puede llegar a ser de 35 MMb/d.

El desequilibrio entre el colapso de la demanda y la sobreoferta de petróleo provocó, inicialmente, una

importante caída del precio del barril para todos los crudos de referencia internacional, llegando el 15 de abril, a una cotización de \$27.82 dólares para el Brent y a \$19.71 dólares para el West Texas Intermediate (WTI),

mientras que la mezcla mexicana tocó niveles de \$10.3 dólares por barril, el 30 de marzo, el impacto afectó al igual a Canadá cuyo barril de petróleo llegó a venderse a \$5 dólares el 27 de marzo. Sin embargo, el extremo de este desbalance llevó a precios negativos al barril WTI el 20 de abril del 2020, con una caída del 305.97% en la jornada, al cotizarse en -37.63 b/b. Ese día la mezcla mexicana cerró en -2.37 d/b, cifras sin precedente en la historia del petróleo, el crudo Brent se mantuvo en \$25 d/b pero el 21 de abril su precio bajó a \$17 d/b, lo cual daba cuenta de que no solo se trataba de movimientos especulativos relacionados con contratos a futuros

relacionados con contratos a futuros en los EUA, como algunos interpretaron el desplome de los precios, ya que el Brent es el crudo de referencia del mercado europeo, también en desbalance.

La baja demanda ha hecho caer también el precio del gas natural que llegó a cotizarse en \$1.55 dólares por millón de Btu (MMBtu), el 4 de abril del 2020, situación que sustrae rentabilidad a la producción. Todo indica que los precios del Gas Natural Licuado (GNL) también bajarán en el tiempo, como en Asia (JKM) donde podrían ubicarse en niveles de USD \$ 2.50 / MMBtu.

No hay elementos para esperar una rápida solución a la caída de los precios del petróleo en la medida en que sigue desacelerándose la economía y la demanda mundial de combustibles en un volumen que podría llegar a 35MMb/d, lo cual llevaría a que más del 70% de las empresas de la industria del fracking terminaran en la bancarrota.

Debido a las medidas de confinamiento impuestas para combatir a la pandemia del Covid-19 se ha afectado la movilidad en la medida en que el sistema aéreo está detenido y los autos se encuentran estacionados. Esto ha generado problemas de almacenamiento de los combustibles y el crudo por los volúmenes que no pueden ser colocados en el mercado. Este problema se está volviendo muy importante en muchos países por lo que dependiendo de su capacidad de producción tendrán o no que cortar su producción de hidrocarburos. Existe una capacidad mundial de almacenamiento de cerca de 1,800 millones

^{*1} Doctora, Consejera Independiente del Consejo de Administración de CFE.
^{**} Arquitecto, analista y consultor independiente en energía.



de barriles (MM b), de los cuales, según la agencia UBS, están disponibles más o menos la mitad. Entre 15 y 20 MM b/d sobran en el mercado internacional, capacidad de reserva que puede saturarse en unos 45 o 60 días. A pesar de la disponibilidad, no siempre se pueden almacenar debido a los distintos grados API de los crudos y a los distintos tipos de combustibles. Los precios de renta de espacios de almacenamiento de combustibles y de crudo se han incrementado entre un 50 y un 100%, pasando de 2.16 euros por metro cúbico al mes, a 4 euros m3/mes en algunas terminales de almacenamiento del mundo.

La situación afecta también al sector de la refinación por las mezclas (blending) que se utilizan para la producción de combustibles cuya demanda está variando abruptamente de forma diferenciada dependiendo del tipo del que se trate, en el caso de las gasolinas se presentan reducciones de hasta el 50% en su demanda, en comparación con el diésel cuya disminución es del 20% y la turbosina para aviones, que tiene disminuciones de hasta 90%, en la medida en que la movilidad y el transporte prácticamente han quedado suprimidos al interior y entre países a raíz de la pandemia.*

El sector de transporte, en particular, el de automóviles privados y de la aviación comercial, han sido los más afectados por lo que su actividad se ha visto reducida en alrededor de 70%, mientras que buques mercantes y trenes han reducido sus movimientos en algunos mercados clave, hasta en un 50%. El transporte terrestre de mercancías es el sector que mejor se ha comportado debido a la importancia del traslado de mercancías vitales y víveres con reducciones de su dinamismo en un 20%.

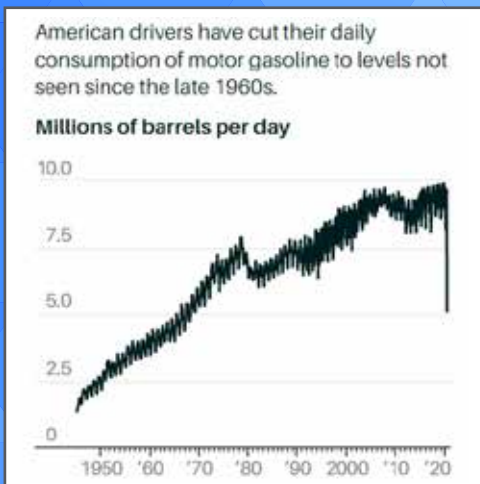
La agencia OPIS (Oil Price Information Service) señala que la disminución en las ventas de gasolinas en los Estados Unidos en

el mes de abril, es de 50% comparado con el mismo mes del año pasado, y para el diésel del 20%.

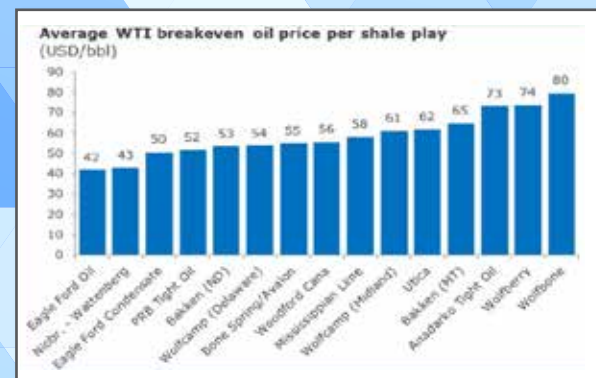
La agencia "Market Intelligence Services" indica una disminución radical en la demanda china de buques de crudo, que pasó de un promedio de 3,400 millones de toneladas por día en 2019, a casi cero este 2020.

Los precios al interior de EUA y su impacto en la industria

Los bajos precios de los hidrocarburos tienen un impacto aún más grave al interior de EUA ya que los costos de extracción están entre los más elevados en el mundo, oscilando desde los 42 dólares en la cuenca de "Eagle Ford" en Texas, hasta los 80 dólares en las cuencas del "Permian" también en Texas.



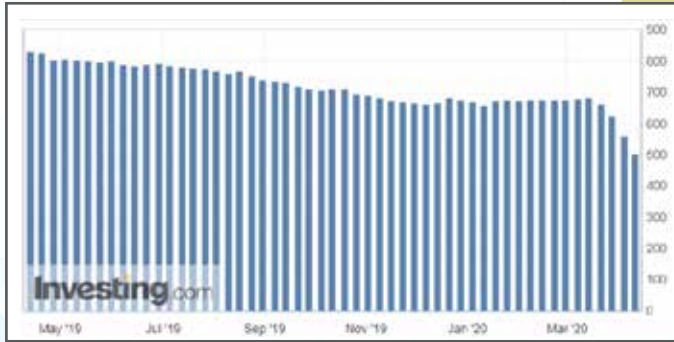
*Fuente: Administración de la Información de la Energía



Fuente: Rystad Energy

El precio del barril de petróleo oscilando en la banda de los 20 dólares está limitando los presupuestos de capital de las empresas, lo que las ha llevado a bajar más sus actividad de perforación, el ritmo de la actividad de los inversores en el sector ya se encontraba en franca disminución antes del colapso de precios en el mes de marzo, debido a los problemas financieros de las empresas del fracking y a un clima de incertidumbre

de las inversiones de largo plazo destinadas al petróleo y el gas. El indicador de la actividad de los equipos de perforación de Baker Hughes ya presentaba un suave declive desde 2019, sin embargo, a partir de marzo 2020 se ha comenzado a desplomar.



Fuente: Baker Hughes

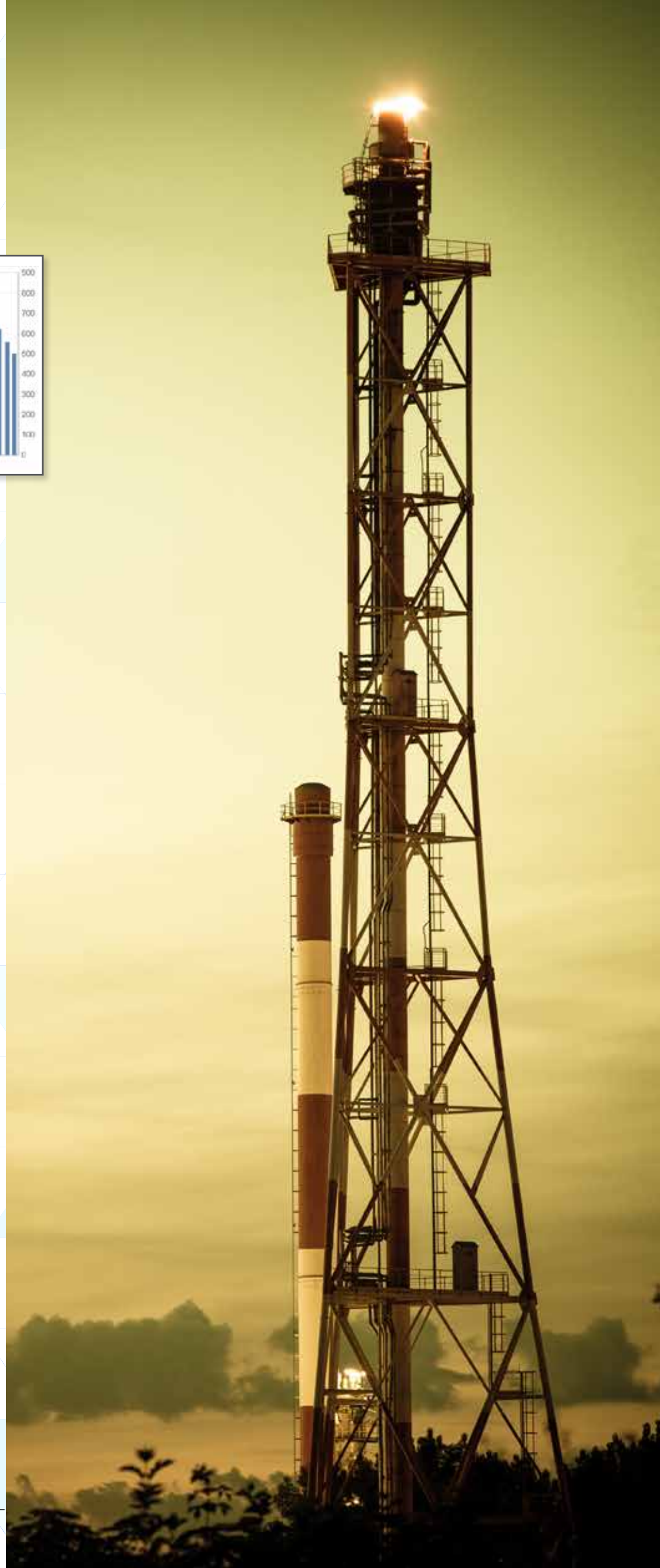
La posición financiera del sector se ha tornado insostenible; después de años de retornos de inversión decepcionantes y flujos de caja negativos para los inversores de la industria. Ahora hay problemas de competitividad debido a los bajos precios del mercado petrolero internacional hacen imposible mantener los mismos niveles de producción. Esto ha derivado en que en los últimos días, varios productores independientes en EUA han anunciado que tienen la intención de recortar los planes de perforación en un esfuerzo por preservar el capital en medio de la caída de los precios del petróleo.

Entre las empresas afectadas está Pioneer Natural Resources, Occidental Petroleum, Concho Resources, EOG Resources y Diamond back Energy y ExxonMobil, la cual revirtió los planes para aumentar el gasto en exploración y producción, expresando esta semana que haría reducciones significativas en los gastos de capital de 2020 y 2021, incluida la reducción de sus actividades de perforación de lutitas en la prolífica cuenca del Pérmico en Texas.

Exxon anunció inicialmente, a principios de abril, un recorte de \$ 4,000 MMDls en inversiones, que posteriormente fue revisado a \$10,000 MMDls. Marathon Oil recortó su gasto de capital, planeado para el 2020, en \$500 millones a \$1.9 mil millones de dólares, lo que representa una reducción de alrededor del 30% de su gasto real en 2020. La petrolera Chevron declaró a Reuters que revisaba “alternativas para reducir los gastos de capital”, con el fin de reducir su producción y preservar el valor a largo plazo. La compañía, Parsley Energy, ha informado a sus proveedores de equipos y servicios de campos petroleros que buscan reducir costos. Muchas más compañías seguirán a la empresa Whiting que se ha declarado en quiebra (abril, 2020) ya que más de 70 operadores de petróleo y gas tendrán problemas para cumplir con sus pagos de intereses si el precio de referencia del petróleo permanece en la banda de los \$30 d/b (Rystad), pero en realidad el precio está en menores niveles. Globalmente, los recortes en inversión anunciados por las principales empresas operadoras, hasta el 15 de abril, suman ya 62 mil millones de dólares.

Algunas regiones productoras de petróleo en los Estados Unidos se verán particularmente afectados tales como Luisiana, Virginia Occidental y Alaska quienes todavía no se han recuperado completamente del golpe que recibieron en el desplome de precios del período 2014-16. Solo Texas pudo superar relativamente bien en esa recesión, gracias a la fortaleza de su economía no petrolera.

La industria americana en general tiene problemas y la producción petrolera está en declive y todo indica que,





en un futuro cercano, también impactará la producción del gas no convencional, que hasta ahora se encontraba en auge, de acuerdo con “Bank of America”: “probablemente habremos superado la producción máxima del gas natural no convencional en los próximos dos años”.

Los productores de gas natural no convencional en la cuenca de Marcellus y Utica, tuvieron un año excepcional en 2019. Pensilvania, Ohio y Virginia Occidental juntos representaron un tercio de la producción de gas natural de la nación. Sin embargo, esa abundancia ha traído problemas, el gas asociado en el Pérmico, junto con la producción récord de gas de las lutitas en la explotación de Marcellus, en los Apalaches, y algunas otras partes del país, han conseguido niveles tan altos de extracción que se ven obligados a quemar parte de la producción, ante las dificultades para vender.

Sin embargo, los bajos precios del gas natural en un contexto de suministro abundante y de disminución del número de equipos de perforación en los Estados Unidos, frenarán el crecimiento de la producción este mismo año (2020). Algunas otras cuencas también registrarán caídas en la producción. Al igual que la industria del petróleo no convencional, las empresas están luchando contra flujos de efectivo negativos ya que los precios se mantendrán bajos y los inversionistas no están recompensando el crecimiento de la producción ya que no tienen utilidades.

Mirando hacia el futuro, los Estados Unidos pronto podrían verse en dificultades para satisfacer las demandas interna y de exportación de gas natural, que cada año es mayor, si la perforación horizontal de petróleo disminuye y se produce menos gas asociado. En el caso de la producción de gas natural en EUA, la caída de la demanda mundial de petróleo está volviendo no rentable la producción de gas, debido a una recesión global

y a la disminución del acceso al capital, situación que podrían llevar a una disminución en la producción de gas natural de los Estados Unidos este año y el próximo.

En la cuenca del Pérmico se están parando equipos a un ritmo acelerado y despidiendo personal, por lo que se espera que decline la producción de petróleo shale y, por lo tanto, de gas asociado. Esta es la expectativa, es decir, que una desaceleración en el crecimiento de la producción de petróleo traerá una desaceleración en la inundación de gas asociado.

En cuanto al gas no asociado, en EUA se estima una disminución de 2.4 mMMpcd, para este verano, que va a empeorar para fin de año. La revista especializada Oil and Gas Journal calcula que la producción del último trimestre del 2019 (116 mMMpcd) caerá a 109 mMMpcd en el último trimestre del 2020, lo cual significaría un descenso de 8,000 MMpcd de gas natural.²

El perforador de gas natural más importante de los EUA acaba de anunciar una amortización masiva de sus activos, ofreciendo más evidencia de que la industria del shale enfrenta problemas. Chevron, el gran productor de gas natural, también anunció recientemente que se retira de las regiones de Marcellus y Utica. “No podemos aumentar la producción en 2020”, fue el principal argumento.

Según un inversor en energía, el alcance de la sacudida en la industria del shale de EUA es tal, que la producción de petróleo de la cuenca del Pérmico estaría más cerca de alcanzar su pico máximo, de lo que muchos pronósticos sugieren. Según el análisis de Rystad Energy, el proceso no sería inmediato, se necesitarán varios meses antes de que los recortes en la perforación se traduzcan en una menor producción de combustibles no convencionales en esa cuenca, considerando los nuevos pozos planeados y/o en operación. La firma consultora sugiere que

² Sertin Carla, Oil and Gas, 5 de abril, 2020.



Las cifras oficiales: otro panorama

Hay diferencias en las cifras de producción relacionadas con las fuentes de información, como ocurre entre el Departamento de energía de EUA y otras de negocios privados sin embargo donde hay marcados cambios es entre las mismas estimaciones oficiales realizadas antes y en el transcurso de la Covid-19 llevando a escenarios distintos.

El DOE en su informe Annual Energy Outlook estableció la meta productiva de 13.3MMb/d de petróleo para EUA en el 2020, mismo que se elevaría a 14MMb/d para el 2021, con lo que los EUA alcanzaban el status de exportador neto de petróleo.

En lo que concierne al gas natural, en enero 2020, el Departamento de Energía de Estados Unidos, indicaba, de forma optimista, que la producción establecería un nuevo record en EUA durante el año 2020, ubicándose en 94.7 mMMpcd, un aumento con respecto al nivel de 2019, que promedió 92.0 mMMpcd. La producción en la región de los Apalaches guía los cambios en la estimación en la medida en que en esa cuenca se registra un crecimiento en el 2020 que luego se convierte en una ligera caída de la producción en el 2021.³

Según las proyecciones publicadas en el Informe anual de energía 2020 (AEO2020) de la Administración de Información de Energía de EUA la agencia EIA, estimaba que la producción total de gas natural seco en los Estados Unidos continuaría aumentando hasta el 2050 en la mayoría de los casos de AEO2020, que principalmente se utilizará para respaldar las crecientes exportaciones estadounidenses de gas natural a los mercados mundiales.

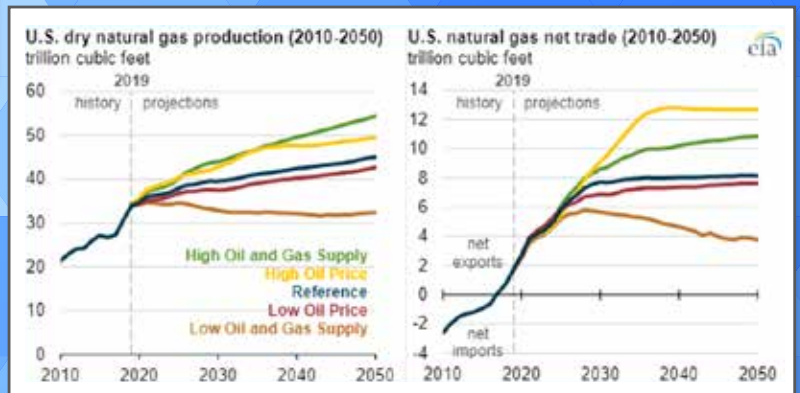
Esta perspectiva más optimista sobre el futuro del gas natural también se reflejó en los indicadores del DOE EIA correspondientes al comercio de gas natural con México. La Administración de Información de Energía de EUA pronosticaba que las exportaciones de gas natural de EUA superarán las importaciones de gas natural en un promedio de 7.3 mMMpcd en 2020 (2.0 mMMpcd más que en 2019) y 8.9 mMMpcd en 2021. Dicho crecimiento en las exportaciones netas estaba basado en aumentos de exportaciones por gasoductos a México y exportaciones de GNL al resto del mundo. Al primero aumentaron después de la expansión de la capacidad de gasoductos transfronterizos, con un promedio de 5.1 mMMpcd de enero a octubre de 2019 gracias al aumento de los flujos en el nuevo oleoducto Sur de Texas – Tuxpan, que transporta gas natural desde Texas hasta el estado de Veracruz. Varios oleoductos en México, programados para entrar en línea en 2019, están retrasados para entrar en servicio en 2020.

incluso a precios inferiores a \$30 d/b, la producción en la cuenca del Pérmico podría crecer aún un poco más, entre 200,000 b/d y 300,000 b/d los próximos meses, antes de comenzar a disminuir en el cuarto trimestre de este año. Sin embargo, en el último reporte del Departamento de Energía de los Estados Unidos, denominado “Drilling Productivity Report” del día 13 de abril 2020, se observa que la cuenca del Pérmico ya inició su fase de caída tanto en la producción de petróleo como la de gas asociado.



Fuente: Administración de la Información de la Energía

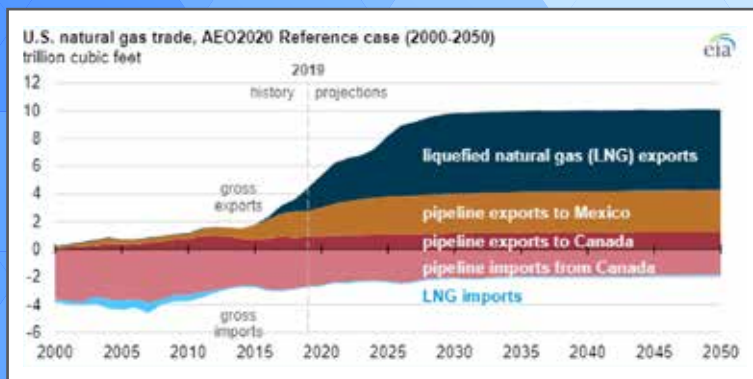
Entidades financieras esperan que la producción de EUA comience a caer en el tercer trimestre de este año y disminuya sustancialmente a lo largo del año 2021, dependiendo de los niveles de precios del petróleo. Las perspectivas son que la producción de petróleo estadounidense podría hundirse a finales de este año. Esta visión corresponde a los negocios, las consultorías, analistas independientes y/o bancos, pues las cifras oficiales dadas por el Departamento de Energía parecen estar lejos de escenarios tan pesimistas.



Fuente: Administración de la Información de la Energía

³ U.S. DOE/EIA, “short Term Energy Outlook (STEO)”, January 2020, p. 2.

Es de destacarse que desde 2017 Estados Unidos alcanzó el status de exportador neto al exportar más gas natural del que importa anualmente, impulsado por el aumento de las exportaciones de gas natural licuado (GNL), el aumento de las exportaciones por gasoductos a México y la reducción de las importaciones de Canadá. En la mayoría de los casos de los escenarios diseñados por el Departamento de Energía (AEO2020), las exportaciones netas de gas natural continúan aumentando hasta 2050, y la mayor parte del aumento se produce a corto plazo.



Fuente: Administración de Información Energética de EE. UU., Annual Energy Outlook 2020

Annual Energy Outlook 2020

En el caso de referencia, exportaciones de gas natural de EUA por gasoducto, como las exportaciones de GNL, continúan creciendo hasta el 2030 para luego estabilizarse en alrededor de 27 mMMpcd, sin registrar ningún pico ni declive de producción hasta el 2050, lo cual levanta ciertos cuestionamientos para algunos geólogos de ese país. En conclusión, los escenarios elaborados por el Departamento de Energía resultan más optimistas que los formulados por el resto de las consultoras en energía, sin embargo, el giro en la visión del Departamento de Energía ocurre en los informes del mes de abril del 2020 en donde se destaca que los EUA regresarán a la situación de importador de petróleo y productos derivados en el último cuarto del 2020, debido a las mayores importaciones de crudo y a las menores exportaciones de derivados.

Como hemos señalado, esto resulta también en la caída en la producción nacional del crudo de lutitas. Las estimaciones prevén un volumen de 11.8MMb/d para la producción petrolera en el 2020, misma que serían de 0.7MMb/d menos en 2021. En lo que se refiere a los productos refinados sus exportaciones bajarán en el último cuarto del 2020, también debido a una menor producción de los mismos.

En materia de gas natural se prevé una ligera caída en la producción de gas natural en el segundo trimestre del 2020. Es ligero porque aumenta la demanda para generación de electricidad y, se mantiene la demanda del sector residencial e industrial en EUA.

En lo que concierne al gas seco, hay una ligera baja respecto a la producción del 2019 (92.2mMMpcd) en el 2020 (91.7mMMpcd) en promedio, pero que desciende en diciembre de este año a 87.5mMMpcd.

La mayor caída en la producción viene de la región de los Apalaches y en la Cuenca del Pérmico debido a la baja en los precios tanto del gas como del petróleo, que reduce la producción de gas asociado. En 2021 dicha

producción sería de 87.5mMMpcd, si bien puede subir en el segundo semestre de este año.

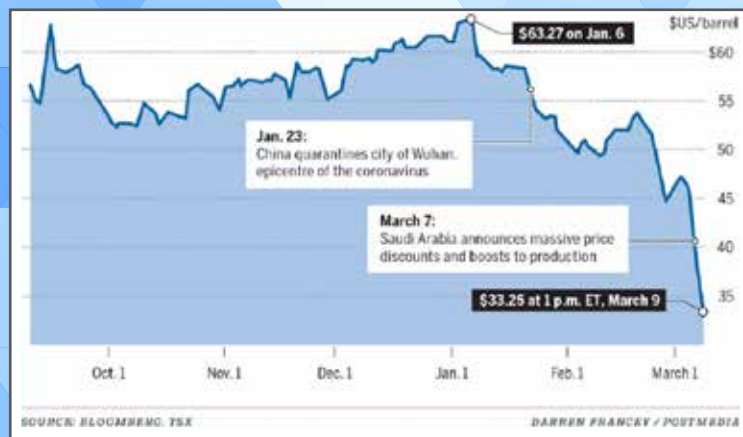
En materia de GNL el promedio exportable es de 6.6mMMpcd en el segundo trimestre de 2020 y de 6.0mMMpcd en el tercer trimestre del 2020 ante el descenso de la demanda de gas natural.

El rescate de la industria del fracking por parte del presidente Trump

Pese a la precaria situación que enfrenta esta industria los propios productores veían poco viable un rescate por parte de su gobierno habida cuenta del número de los mismos, 9 000 productores independientes de petróleo y gas en los Estados Unidos, de acuerdo con la Asociación Independiente de Petróleo de América, ya que consideran que es complicado decidir su elegibilidad. Otros productores rechazan la ayuda del gobierno. Mike Sommers, presidente del American Petroleum Institute (API), declaró: “No creemos que involucrar al gobierno federal en algún tipo de rescate en este momento sea lo correcto para la industria o la economía estadounidense. Lo mejor que el presidente Donald Trump podría hacer sería comprometerse con los líderes de Arabia Saudita y Rusia para asegurarse de que estos mercados no estén sobre abastecidos”.⁵

La industria petrolera de los EUA, le venía pidiendo al presidente Trump convocar a un acuerdo internacional para que los países productores recortaran producción. Así, el 6 de marzo, se realizó una primera reunión, bajo la expectativa lograr una reducción total de 10 MMb/d, en donde se esperaba que Arabia Saudita pudiera contribuir con un recorte de al menos 2MMb/d, dejando el resto de los recortes para los países participantes (OPEP y No OPEP). Los miembros de la OPEP, liderados por Arabia Saudita, deseaban que sus aliados no pertenecientes a la OPEP, liderados por Rusia, se comprometieran a reducir 1.5 millones de barriles por día en la producción hasta fin de año, pero las conversaciones no fueron fructíferas.

La caída del consumo mundial de petróleo, la poca disponibilidad de espacios para almacenarlo y la falta de acuerdos entre Rusia y Arabia Saudita para recortar producción ocasionaron el colapso de los precios el domingo 8 de marzo, que pasó de poco más de 40 dólares por barril, a 28 dólares por barril en una sola jornada.



Fuente: Bloomberg

Arabia Saudita se retiró del acuerdo de la OPEP, amenazando con aumentar su producción a 12.3MMb/d y ofrecerla con descuentos importantes. Por su parte, Rusia no solo se negó a reducir su producción, sino que respondió de forma beligerante advirtiendo que también elevaría su producción a 11.8MMb/d. Es evidente que ninguno de esos países estuvo dispuesto a ceder mayor

⁴ Ver: U.S. Energy Information Administration, “short Term Energy Outlook (STEO)”, April, 2020.

⁵ Buckley Kira, “No time for Government Intervention in Oil Market API Leader Says”, Houston Public Media, March 12, 2020. Disponible en URL: <https://www.houstonpublicmedia.org/articles/news/2020/03/12/363512/this-is-not-the-time-government-intervention-in-oil-market-says-leader-of-api/> (fecha de consulta 14 de abril, 2020).

participación de mercado en favor de la producción de EUA, quien incluso había fijado como objetivo de producción para el 2020 de 13.3MMb/d (DOE/EIA Annual Energy Outlook 2020), antes que estallara la crisis.

Pese a la agresividad del presidente Trump frente a negociaciones internacionales las posiciones más duras provienen de su Congreso. Cincuenta congresistas republicanos han amenazado con “una respuesta recíproca” a Arabia Saudita si esta no actúa en favor de posicionar los precios del petróleo al alza (8 de abril, 2020). En esta advertencia iría de por medio la “cooperación económica y militar entre EUA y Arabia Saudita”. EUA ha acusado a la OPEP de ser un cartel y un monopolio que establece los precios.



Una amenaza tan directa a Arabia Saudita, daría cuenta de que el conflicto principal no está entre Arabia Saudita y Rusia por la falta de acuerdo en el MPI; sino más bien, sería prueba de que el problema para ellos estaba en la industria de la fracturación hidráulica de los EUA, quien en los últimos años ha venido desplazando al resto de los países con su mayor participación en el mercado petrolero y gasero internacional.

Sin embargo, ahora la industria con mayor riesgo es la de los EUA por la ola de quiebras y la pérdida de empleos; por lo que el jefe del ejecutivo de esa nación se dio a la tarea de convocar a un nuevo acuerdo en un intento de controlar el descenso del precio del crudo los primeros días de abril del año en curso.

Así EUA organizó a los productores para que se comprometían a reducir la producción del petróleo al asumir el liderazgo.⁶ No obstante, considera que su situación es diferente a la del resto de los países en la medida que su producción es privada y ha venido declinando para algunas empresas a raíz del colapso de los precios del petróleo (marzo-abril, 2020). El jefe del Ejecutivo considera que el gobierno federal no controla la producción de los

EUA ya que son las empresas y corporaciones privadas quienes lo hacen por lo que “no puede comprometerse con niveles de producción obligatorios”, excepto los 250,000 b/d con los que apoyaría a México a cumplir su cuota. No es claro cuánto realmente reducirá Estados Unidos su volumen de producción. Lo anterior debe inscribirse en el contexto de un modelo de mercado en donde la vocación del libre comercio no permite obligar a los productores privados en Estados Unidos a controlar sus volúmenes de producción, ni a restringir sus exportaciones. Lo anterior hace surgir la pregunta de cuánto, además de los 250,000 b/d con que pretende compensar el recorte de 100 000 b/d comprometidos por México⁷, va realmente a reducir los EUA. De acuerdo con analistas la cifra que abonaría en este sentido son los 470,000 b/d que ha caído la producción al interior de los EUA, sin la intervención del gobierno. Los negociadores rusos apelaron a la necesidad de no confundir la caída de la producción con los recortes negociados.

La posición del jefe del ejecutivo de los EUA fue firme en la voz del presidente Trump quien hizo claro el hecho de no dar concesiones durante las conversaciones con Arabia Saudita y Rusia al no haber acordado recortar la producción nacional de EUA. Los países productores independientes informaron a la OPEP que recortarían voluntariamente su producción, entre ellos Brasil, que ya había anunciado, el 1 de abril, un recorte de su producción en 200 mil barriles diarios, mientras las grandes petroleras dejaron ver su preocupación por los monopolios, ante cualquier esfuerzo coordinado.⁸

El Acuerdo suscita dudas ¿quién va a verificar el cumplimiento de los compromisos? ¿Qué seguridad hay de que EUA no aumente luego su producción? Pregunta Carlos Pascual, ex embajador de los EUA en México.

Las preguntas surgen porque los EUA carecen de un foro efectivo para el diálogo con otros productores. El país ha estado al borde del colapso mientras ha acusado a la OPEP de ser un cartel que ejerce un poder de monopolio y, a Rusia, de interferir en sus elecciones internas, además de imponerle sanciones económicas. Las negociaciones concluyeron el 12 de abril con el acuerdo de reducir 9.7 MMb/d, los siguientes dos años. A la luz de la caída del consumo y de la sobreoferta petrolera, el acuerdo es insuficiente.

Otra alternativa contemplada para administrar los precios internacionales del crudo es el grupo de los 20 o G20 del cual forman parte países consumidores cuyos intereses resultarían disímiles al objetivo principal del Acuerdo. Por lo anterior, hay especialistas en EUA que consideran que el acuerdo va a ser limitado, pues, pese al objetivo común, hay posiciones encontradas entre los participantes y en el fondo la creencia de que es el mercado el que mejor puede generar los ajustes.

Por lo pronto, los grandes bancos se preparan para comprar los activos en venta de la industria del fracking, se apoderan de los activos energéticos como una medida preventiva para mitigar posibles pérdidas ante la ola de bancarrotas que ya son evidentes.

Conclusión: de lo anterior se desprende de que la caída de la demanda con la consecuente caída de precios, se trata de problemas estructurales que requieren soluciones pragmáticas al interior de cada país que no pueden ser dejadas a las fuerzas del mercado.

Pese a la disminución de los precios en niveles negativos, no es posible decir que han tocado fondo y que la economía va de salida, pues esta situación no depende solo de las condiciones de la industria petrolera, sino de la economía en general y del impacto del Covid-19 sobre la economía mundial. ☺



Aquí más sobre la industria del fracking/ Here for more on fracking industry

⁶ Johnson Keith and Reid Standish, “El prometedor acuerdo petrolero de Trump sigue eludiendo a los grandes productores mientras los precios vuelven a caer” (traducción propia, Foreign Policy, 6 de abril, 2020.

⁷ Se pedía a México reducir 400,000 b/d, cuando su producción solo alcanza alrededor de 1.7 MM b/d, por lo que sólo se comprometió a sustraer del mercado un volumen de 100,000 b/d. EUA dijo que su país reduciría 250,000 b/d, correspondientes a la cuota solicitada a México.

A no ser por esto no hubo ningún compromiso concreto de los EUA en este arreglo.

⁸ Oilprice.com, “Histórico acuerdo petrolero al borde del colapso mientras Rusia se resiste a los recortes de Estados Unidos”, Zerohed.com, 8 de abril, 2020.

► Aspectos por atender y herramientas para la prevención.
► Issues that should be addressed and instruments for prevention.

Evitar fallas en el sistema eléctrico: vital ante la crisis

La irrupción de la pandemia supone un reto sin precedentes en la historia de la humanidad y valida la dependencia total del mundo por sus sistemas eléctricos.

Por / By: Efraín Mariano

Como resultado de la crisis sanitaria, los gobiernos de todo el mundo han establecido una serie de medidas para salvaguardar la vida de millones de personas; siendo el confinamiento obligatorio, así como la suspensión de actividades no esenciales, las principales formas de prevención a nivel colectivo. A causa de las anteriores restricciones, empresas y negocios de diversos sectores han tenido que detener operaciones total o parcialmente, así como adaptarse a operar de forma remota.

Por otro lado, el sector eléctrico trabaja ininterrumpidamente; ya que es primordial para garantizar actividades esenciales en los segmentos de baja, media y alta tensión. Debido a la gran cantidad de actividades que ahora se realizan a distancia, la electricidad es vital para preservar la comunicación y el funcionamiento de miles de sistemas.

¿Qué aspectos deben atenderse?

La tecnología para predecir fallas y evitar apagones inesperados en la cadena de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica están retomando un protagonismo acelerado. “Ahora más que nunca el suministro eléctrico a hospitales, centros de salud, farmacias y supermercados debe garantizarse”, destacó Alfredo Castellanos Hernández, Director Nacional de Ventas S&C Electric Company.

Para el directivo de la firma proveedora de equipos y servicios para sistemas de energía eléctrica, el reto para la industria eléctrica nacional es encontrar medios y equipos de respaldo. Los cuales tendrán la función de evitar paros inesperados y garantizar el suministro eléctrico. “Las soluciones para predicción de fallas son indispensables para evitar que sectores y empresas considerados como esenciales sufran dificultades en la cadena de abastecimiento”, reiteró el directivo al respecto.

Para Jesús Carmona, vicepresidente de la división de Power Products de Schneider Electric México y Centroamérica, hay otro reto al que se enfrenta el sistema eléctrico nacional: la modernización de su infraestructura. Lo anterior debido a que la contingencia sanitaria conlleva riesgos operativos y de seguridad que pueden comprometer el suministro. “Cuando se moderniza un equipo o instalación podemos garantizar la continuidad de la operación y salvar, no sólo millones de pesos en pérdidas, sino también vidas”, aseguró.

Avoiding failures in the electrical system: vital in times of crisis

The outbreak of the pandemic is an unprecedented challenge in human history that validates the world's total dependence on its electrical systems.

As a result of the health crisis, governments around the world have established a series of actions to safeguard the lives of millions of people; compulsory confinement, as well as the suspension of non-essential activities, have been the main methods of prevention at a collective scale. Due to these restrictions, companies and businesses in various sectors have stopped operations, either totally or partially, and have adapted to remote operation.



“El 70% de las interrupciones permanentes en el sistema eléctrico son evitables, empleando las soluciones correctas”

“70% of permanent interruptions in the electrical system are avoidable, using the right solutions”;

Alfredo Castellanos Hernández,
Director Nacional de Ventas S&C Electric Company
National Sales Director S&C Electric Company

What issues should be addressed?

Technology for predicting failures and avoiding unexpected blackouts in the supply chain and electricity transmission and distribution are taking on an accelerated role. “Now more than ever, electricity supply for hospitals, health centers, pharmacies, and supermarkets must be granted,” said Alfredo Castellanos Hernández, National Sales Director S&C Electric Company.

For the executive of the firm that provides equipment and services for electrical energy systems, the challenge for the national industry is to find backup systems and equipment. These will have the function of avoiding unexpected shutdowns and guaranteeing the electricity supply. “Solutions for failure prediction are crucial to prevent sectors and companies considered as essential from suffering difficulties in the supply chain,” he said.

For Jesús Carmona, vice president of the Power Products division of Schneider Electric Mexico and Central America,

On the other hand, the electricity sector works uninterruptedly as it is essential to guaranteeing vital activities in the low, medium, and high voltage segments. Due to the large number of activities now performed remotely, electrical supply has a vital role in preserving the communication and operation of thousands of systems.

Herramientas para la predicción de fallas

A lo largo del tiempo, la obsolescencia de la infraestructura eléctrica del país ha generado interrupciones inesperadas. Por ello, varias empresas están trabajando en tecnologías y soluciones para prevenir fallas y paros no programados.

En relación con este tema, Schneider Electric ha desarrollado la plataforma interoperativa abierta EcoStruxure; la cual está habilitada para funcionar mediante el Internet de las Cosas en hogares, edificios, centros de datos, infraestructuras e industrias (actualmente ineficientes energéticamente en más de un 50%). Dicho sistema recolecta y analiza información de todos los dispositivos conectados a la plataforma; lo cual permite detectar y prevenir fallas a tiempo.

Adicionalmente, S&C Electric Company ofrece el interruptor inteligente "IntelliRupter", cuyo objetivo es evitar fallas de distribución. Su función es reducir las interrupciones inesperadas; y, en caso de que ocurra, restablecer la energía en cuestión de segundos. Dicho sistema utiliza un 95% menos de energía, lo que lo protege de daños.

Otra empresa que ofrece soluciones para la industria eléctrica es Siemens. Cuenta con diversos que abarcan desde compresores de última generación, turbinas y generadores hasta centrales eléctricas virtuales, gestión de redes inteligentes y soluciones innovadoras de almacenamiento. Todas las herramientas anteriores enfocadas en aumentar la eficiencia y en evitar paros no programados. 🌐

there is another challenge for the national electricity system: the modernization of its infrastructure. The above, since the health contingency implies operational and security risks that may compromise the supply. "When a piece of equipment or installation is modernized, we can guarantee the continuity of the operation and save not only millions of pesos in losses but also lives," he mentioned.



Instruments for predicting failures

Over time, the obsolescence of the country's electrical infrastructure has led to unexpected disruptions. Therefore, several companies are working on technologies and solutions to prevent failures and unplanned shutdowns.

Concerning this issue, Schneider Electric has developed the open interoperable platform EcoStruxure; which is capable of operating through the Internet of Things in homes, buildings, data centers, infrastructure, and industries (currently more than 50% inefficient energy). This system collects and analyzes information from all the devices connected to the platform, which allows for early detection and prevention of failures.

Also, S&C Electric Company offers the "IntelliRupter" an intelligent

interrupter, which has the objective of avoiding distribution failures. It is designed to reduce unexpected outages and, if they occur, restore power within seconds. The system uses 95% less energy, which protects it from damage.

Another company that creates solutions for the electrical industry is Siemens. It has a range of products from state-of-the-art compressors, turbines, and generators to virtual power plants, smart grid management, and innovative storage solutions. All of the above tools are focused on increasing efficiency and avoiding unplanned outages. 🌐

Lee más aquí
Read more here



PROTEGIDO

Soluciones resistentes a la manipulación
para proteger su sistema

FORTIFIQUE SU RED DE DISTRIBUCIÓN CON UNA INVERSIÓN DURADERA
EL INTERRUPTOR ALDUTI-RUPTER® DE S&C

Su red de distribución es solamente tan fuerte como su enlace más débil. Algunos interruptores pueden ser dañados fácilmente o destruidos, y la única forma de arreglarlos es removerlos y reemplazarlos. No pierda tiempo, dinero y esfuerzos en dispositivos que han probado que no son adecuados para este reto. La construcción de una red de distribución fuerte y resiliente requiere un equipo que la sostenga ante cualquier cosa que se atraviese en su camino. El Interruptor Alduti-Rupter de S&C presenta un diseño resistente a la manipulación, libre de tubería, para proteger su red de distribución—y su inversión. Fortifique su sistema con las soluciones protegidas de S&C.



Vea la diferencia en sandc.com/AR2020

© S&C Electric Company 2019. Todos los derechos reservados.



► Fundamentos para enfrentar los riesgos / Risk management fundamentals

Ciberseguridad en los tiempos de la Industria 4.0

En la actualidad uno de los temas más importantes es la ciberseguridad y más aún cuando se habla de bancos o de oficinas. Si consultamos esto con las personas de TI de nuestra empresa, sin lugar a duda nos hablarán de todo lo que implica el uso de los antivirus, spywares, firewalls, etc.

Por / By : Roberto Luna Moreno

Esto se vive cuando se pasa por diferentes niveles de identificación para empezar a trabajar en nuestras máquinas, o cuando se quiere acceder a nuestra cuenta bancaria a través de una aplicación, y todo ello se hace para preservar la seguridad y confidencialidad, para así poder tener todas las ventajas que nos presenta el uso de la tecnología, el acceso a la información, la simplificación de las tareas y la toma de decisiones en cualquier lugar. Más en un entorno como en el que nos encontramos inmersos, ante el COVID-19, en el cual más que un gusto se ha convertido en una necesidad tener esta interconectividad total.

Precisamente la Industria 4.0 permite obtener todas las ventajas y bondades que actualmente se tienen con el uso de la tecnología en las actividades diarias, pero enfocado en las

Cybersecurity in times of Industry 4.0

Cybersecurity is one of the most important current issues, especially when talking about banks or offices. If we talk about this with the IT staff in our company, they will undoubtedly tell us about all that is involved in the use of anti-virus, spyware, firewalls, etc.

These elements are present when it is necessary to go through different identification levels to start working on certain machines, or when accessing bank account through an application. All of which is done to preserve security and confidentiality. Thanks to this it is possible to access anywhere all the advantages of technology, information accessibility, task simplification, and decision making. This phenomenon accentuates in an environment such as the current one, in the face of the COVID-19 crisis, in which more than a luxury, total interconnectivity has become a necessity.

Precisely, Industry 4.0 grants all the advantages and benefits of the use technology in daily activities, but focused on industrial plants. Having control of all this information, as well as real-time decision making, is what drives the development of this fourth

plantas industriales. El contar con toda esta información, el tener el control de las cosas y el poder tomar decisiones en tiempo real, son precisamente lo que está incitando el despegue de esta cuarta revolución industrial. Pero para que todo esto se logre generar, se necesita tener acceso a la planta desde la nube, lo cual representa un gran riesgo de seguridad.

¿Pero qué tipo de riesgos de seguridad?

- **“En enero** del 2020, el “gusano” - ahora conocido como Stuxnet - tomó el control de 1,000 máquinas que participaban en la producción de materiales nucleares y les dio instrucciones de autodestruirse.”¹
- **“Piratas** informáticos, que se sospecha tienen nexos con algún gobierno, han atacado el sistema de seguridad de una planta industrial, de acuerdo con investigadores de la firma de ciberseguridad FireEye y la multinacional Schneider Electric, víctima del ciberataque.”²

Estos son sólo algunos ejemplos de los múltiples ataques que se realizan año con año a la industria. Se estima que la mitad de los sistemas críticos en México sufrieron intentos de infección con algún tipo de malware durante el 2018, según una investigación de la firma de ciberseguridad Kaspersky. Un sistema crítico es aquél que, si llegara a fallar, puede ocasionar pérdidas económicas cuantiosas, poner en peligro la vida humana o dañar al medio ambiente. Según Kaspersky tan sólo en agosto del 2019 un tercio de las computadoras industriales en México fueron atacadas. La mayoría de estos ataques se realizó a través de internet, de dispositivos removibles, como memorias USB, o de mensajes de correo electrónico.³

Como se mencionó al inicio, la ciberseguridad ha pasado a convertirse en un tema relevante para la industria y, acorde con diferentes firmas de investigación en ciberseguridad, el gasto anual se ha incrementado considerablemente a nivel global demostrando que la industria está convencida de afrontar este desafío y poder salir airoso del mismo.

Derivado de esto, organizaciones a nivel mundial tan importantes como la ISA y la IEC han unido esfuerzos para trabajar en la ciberseguridad de la industria con el fin de gestionar los riesgos de seguridad inherentes a los sistemas de control industrial, siendo fundamental proteger su información, activos, trabajadores y el medio ambiente generando la “ISA/IEC 62443 - Estándar global de ciberseguridad para la automatización industrial”. Ésta proporciona un marco común basado en el riesgo para abordar y mitigar las amenazas a los IACS (Sistemas de Automatización y Control Industrial) en toda la cadena de suministro, el cual recaba entre los puntos más importantes:

- **Definir** métricas de cumplimiento para la seguridad en IACS
- **Requerimientos** para un sistema de gestión de seguridad en IACS
- **Programa** de operación para un sistema de ciberseguridad
- **Guía** para llevar a cabo un programa de actualizaciones
- **Requerimientos** de seguridad y niveles
- **Análisis** de riesgos de seguridad y diseño de sistemas
- **Requerimientos** en el desarrollo de productos para la industria.

Netilion Services

Endress+Hauser 



industrial revolution. However, it is necessary to have access to the plant from the cloud, which represents a great security hazard.

But what kind of security risks?

- **“In January 2020**, the “worm” - now known as Stuxnet - took control of 1,000 machines involved in the production of nuclear materials and instructed them to self-destruct.”⁴
- **“Hackers**, suspected to be connected with some government, have attacked the security system of an industrial plant, according to investigators from the cybersecurity firm FireEye and the multinational Schneider Electric, the victim of the cyber-attack.”⁵

These are just a few examples of the many attacks that take place in the industry every year. It is estimated that half of the critical systems in Mexico were infected with some type of malware during 2018, according to research by the cybersecurity firm Kaspersky. A critical system is one that, if it fails, can cause significant economic losses, endanger human life or damage the environment. According to Kaspersky, in August 2019, a third of the industrial computers in Mexico were attacked. The majority of these attacks were carried out through the Internet or removable devices such as USB sticks, or email messages.⁶

As mentioned at the beginning, cybersecurity has become a relevant issue for the industry, and, according to different cybersecurity research firms, annual spending has increased considerably at a global level showing that the industry is convinced to face this challenge and be able to succeed.

Derived from this, worldwide organizations as important as ISA and IEC have joined efforts to work in industrial cybersecurity to manage the security risks inherent to industrial control systems. Considering as fundamental the protection of their information, assets,

workers and the environment, they have created the “ISA/IEC 62443 - Global standard for cybersecurity in industrial automation”. It provides a common risk-based framework for addressing and mitigating threats to IACS (Industrial Automation and Control Systems) throughout the whole supply chain, among its most important characteristics are:

- **Defining** compliance metrics for security in IACS
- **Requirements** for a security management system in IACS
- **Operating** program for a cybersecurity system
- **Guide** to carry out an upgrade program
- **Security** requirements and levels
- **Security** risk analysis and system design
- **Requirements** in product development for the industry.



¹ El virus que tomó control de mil máquinas y les ordenó autodestruirse. (2015, octubre 11). Recuperado 8 de abril de 2020, de https://www.bbc.com/mundo/noticias/2015/10/151007_iwonder_finde_tecnologia_virus_stuxnet
² Beaumont, P. (2017, diciembre 18). Hackers consiguen atacar el sistema de seguridad de una planta industrial. Recuperado 8 de abril de 2020, de <https://hipertextual.com/2017/12/hackers-consiguen-atacar-sistema-seguridad-planta-industrial>
³ R. I. R. I. D. N. (2019, noviembre 13). 5 sectores más expuestos a ciberataques en México. Recuperado 8 de abril de 2020, de <https://www.eleconomista.com.mx/tecnologia/5-sectores-mas-expuestos-a-ciberataques-en-Mexico-20191112-0058.html>
⁴ The virus that took control of a thousand machines and ordered them to self-destruct. (2015, October 11). Retrieved April 8, 2020, from https://www.bbc.com/mundo/noticias/2015/10/151007_iwonder_finde_tecnologia_virus_stuxnet
⁵ Beaumont, P. (2017, December 18). Hackers manage to attack the security system of an industrial plant. Retrieved April 8, 2020, from <https://hipertextual.com/2017/12/hackers-consiguen-atacar-sistema-seguridad-planta-industrial>
⁶ R. I. R. I. D. N. (2019, November 13). 5 sectors most exposed to cyber-attacks in Mexico. Retrieved April 8, 2020, from <https://www.eleconomista.com.mx/tecnologia/5-sectores-mas-expuestos-a-ciberataques-en-Mexico-20191112-0058.html>



Endress + Hauser siendo una empresa que está liderando la industria 4.0 en la instrumentación industrial, está comprometida con la ciberseguridad de sus instrumentos. Ofrece un enfoque de seguridad integral, ya que la seguridad es una parte integral durante todo el ciclo de vida de nuestros productos, servicios y soluciones. Apoyamos para diseñar de forma segura, gestionar el riesgo, reducir la probabilidad de ataques, mejorar la defensa y ayudar a reaccionar oportunamente.

Endress + Hauser ha demostrado que su ecosistema IIoT Netilion cumple con los más altos estándares de seguridad de la información pasando la evaluación Star Audit de EuroCloud. Desde el primer día, los criterios relacionados con la Gestión de la Seguridad de la Información recibieron la máxima atención y sirvieron como una guía útil para implementar servicios digitales y garantizar una buena ciberseguridad en la industria mediante:

- **Cumplimiento** de la legislación y las normas, al establecer una gestión profesional de la seguridad de la información utilizando las tecnologías IIoT. El ecosistema Netilion cumple con las siguientes normas básicas.
 - ISO 27001 Gestión de seguridad de la información
 - Sistema de gestión de servicios ISO 20000
 - Sistema de gestión de calidad ISO 9001
- **Seguridad de los datos:** los datos del cliente almacenados y procesados en el ecosistema Netilion siempre se tratan con sumo cuidado. Los usuarios tienen derecho a ingresar, actualizar y eliminar sus datos. Todas las medidas cumplen con los requisitos del GDPR.
- **Ubicaciones del servidor:** los servidores en los que se basa el ecosistema Netilion se encuentran en Frankfurt y Dublín. Desde el punto de vista de la ciberseguridad, los servidores ubicados en la Unión Europea se consideran muy seguros.
- **Procesos organizativos:** Endress + Hauser ha establecido procesos para reaccionar rápidamente en casos de emergencias de seguridad de datos, todo conforme a GDPR. Las partes afectadas serán informadas de inmediato y se tomarán medidas contrarias.
- **Transparencia:** Endress + Hauser ha implementado un proceso de soporte transparente que informa al cliente de manera clara cómo se trata su consulta.
- **Características de la aplicación:** la interfaz de usuario del ecosistema Netilion IIoT tiene todas las características necesarias, que incluyen, entre otras, una guía de contraseñas de última generación, gestión automática de contraseñas, cierre de sesión temporizado y funciones de exportación. 🌐

+ Hauser has demonstrated that its IIoT Netilion ecosystem meets the highest standards of information security. From the first day, the criteria related to Information Security Management received maximum attention and worked as a useful guide to implement digital services and ensure great cybersecurity in the industry through:

- **Compliance** with legislation and standards, by establishing professional information security management using IIoT technologies. The Netilion Ecosystem meets the following basic standards
 - ISO 27001 Information Security Management
 - ISO 20000 Service Management System
 - ISO 9001 Quality Management System
- **Data security:** Customer data stored and processed in the Netilion Ecosystem is always treated with the utmost care. Users have the right to enter, update, and delete their data. All measures comply with the requirements of the GDPR.
- **Server locations:** The servers on which the Netilion Ecosystem is based are located in Frankfurt and Dublin. From a cybersecurity point of view, servers located in the European Union are considered very secure.
- **Organizational processes:** Endress + Hauser has established processes to react quickly in cases of data security emergencies, all following GDPR. Affected parties will be informed immediately and countermeasures will be taken.
- **Transparency:** Endress + Hauser has implemented a transparent support process that clearly informs the customer how their query is handled.
- **Application Features:** The Netilion IIoT Ecosystem user interface has all the necessary features, including a latest-generation password guide, automatic password management, timed logout, and export functions. 🌐

Cybersecurity in allen Schichten



Lee el artículo completo
Read the complete article



El Dr. Roberto Luna Moreno es Ingeniero en Mecatrónica con un doctorado en Ciencias Administrativas. Actualmente se desempeña como Chemical Industry Manager and Advance Analytics Product Manager en Endress+Hauser México y es miembro activo del Padrón Nacional de Evaluadores de la EMA en las magnitudes de flujo y presión.
Roberto Luna Moreno is a Mechatronic Engineer with a PhD in Administrative Sciences. He currently works as Chemical Industry Manager and Advance Analytics Product Manager at Endress+Hauser Mexico and is an active member of the National Register of EMA Evaluators in flow and pressure magnitudes.



Congreso Mexicano del Petróleo

Septiembre 30 - 03 Octubre · Monterrey, N.L.



“Soberanía energética con Contenido Nacional”

- Comidas-Conferencias ■ 20,000 m2 de Exposición Industrial
- Cursos Precongreso ■ Más de 8,000 asistentes
- Conferencias técnicas ■ Más de 200 compañías expositoras

Eventos sociales, culturales y deportivos

**El Foro más importante de la Industria
Petrolera de América Latina**

Stands, inscripciones y reservaciones
www.congresomexicanodelpetroleo.com

Diamante

Bronce





Congreso Mexicano del Petróleo

Septiembre 30 - 03 Octubre · Monterrey, N.L.



“Soberanía energética con Contenido Nacional”

- Comidas-Conferencias ■ 20,000 m2 de Exposición Industrial
- Cursos Precongreso ■ Más de 8,000 asistentes
- Conferencias técnicas ■ Más de 200 compañías expositoras

Eventos sociales, culturales y deportivos

**El Foro más importante de la Industria
Petrolera de América Latina**

Stands, inscripciones y reservaciones
www.congresomexicanodelpetroleo.com

Diamante

Bronce



▶ Actualmente con 220 estaciones de servicio activas
▶ 220 currently active service stations

Grupo Hidrosina, una historia de energía en México

La empresa se fundó hace más de 27 años, con la meta de revolucionar el concepto de “gasolineras” a “estaciones de servicio” en México. Desde entonces, su andanza por el sector gasolinero ha estado marcada por éxitos y tropiezos, pero principalmente por un compromiso permanente con el crecimiento de México.

Por / By: Efraín Mariano

Grupe Hidrosina, un pionero en las estaciones de servicio en México, se fundó en octubre de 1992 con inversión 100% mexicana. Su aventura inició con 30 gasolineras en la Ciudad de México, para después innovar con el concepto de miniestaciones en el interior de nuestro país.

Fueron precursores en la creación de modalidades de pagos y variedad de servicios. También comenzaron con la promoción de programas en favor del medio ambiente y la sociedad. “Hoy somos uno de los grupos gasolineros más importantes de México y tenemos por objetivo la satisfacción total de nuestros clientes a través de un servicio de calidad”, resalta la filosofía de la empresa, propiedad de los hermanos Jesús Gabriel y Paul Karam Kassab.

Presencia en 24 estados de la República

Actualmente, Grupo Hidrosina tiene más de 220 estaciones de servicio y presencia en 24 entidades del país, pero la mayor parte de su operación se encuentra en la Ciudad de México y en el Estado de México. Durante el año pasado abrieron estaciones principalmente en Morelos, Durango y Veracruz.

“Las más de 200 estaciones de servicio que integran nuestra red están construidas y equipadas con sofisticada tecnología que supera los estándares nacionales establecidos, y en ellas recibimos todas las soluciones de pago”, describe la firma. Además, los medios de pago de la empresa han permitido a sus clientes controlar, ahorrar y deducir su combustible.

Incluso, la firma mexicana cuenta con una app que facilita a sus clientes encontrar la estación de servicio más cercana y simultáneamente genera una ruta rápida a través de Waze o Google-Maps, disponible para Android y iOS.



Grupo Hidrosina, a history of energy in Mexico

The company was founded more than 27 years ago to transform the concept of “gas stations” into “service stations” in Mexico. Since then, its journey through the gas station sector has been marked by achievements and setbacks, but mainly by a permanent commitment to Mexico’s growth.

Grupe Hidrosina, a pioneer in service stations in Mexico, started operations in October 1992 with 100% Mexican investment. Its adventure began with 30 gas stations in Mexico City, to later innovate with the concept of mini-stations in the countryside.

They were forerunners in the creation of payment modalities and a variety of services. Besides, Hidrosina started promoting environmental and social programs. “Today we are one of the most important gas station groups in Mexico and our objective is the complete satisfaction of our clients through quality service,” points out the philosophy of the company that has brothers Jesús Gabriel and Paul Karam Kassab as owners.

Presence in 24 states

Currently, Grupo Hidrosina has more than 220 service stations and is present in 24 entities, but the majority of its operations are located in Mexico City and the State of Mexico. Last year, they inaugurated stations mainly in Morelos, Durango, and Veracruz.

“More than 200 service stations that make up our network are built and equipped with sophisticated technology that exceeds the established national standards, and receive all payment solutions,” the firm reports. Besides, the company’s payment methods have helped its customers to control, save and reduce their fuel bills.

The Mexican firm even has an app, available for Android and iOS, that facilitates for its customers the task of finding



Grupo Hidrosina ofrece el aditivo multifuncional ADiTEC, de tecnología de Petróleos Mexicanos, diseñado con una exclusiva fórmula que ayuda a maximizar el desempeño, protección y limpieza del motor.

Grupo Hidrosina offers the multifunctional additive ADiTEC, from Petróleos Mexicanos technology, designed with an exclusive formula that helps to maximize the performance, protection and cleans the engine.

Todas las estaciones de servicio de Grupo Hidrosina cuentan con el aditivo multifuncional Pemex ADiTEC, diseñado con una exclusiva fórmula de tecnología mexicana que, con sus 7 agentes, ayuda a maximizar el desempeño, protección y limpieza del motor.

Participando en el combate al mercado ilícito

A inicios del año pasado, el grupo gasolero emitió un comunicado ratificando su compromiso al combate del mercado ilícito de hidrocarburos en México. Esto sucedió después de que un diario capitalino informó que las cuentas de los “Dueños de Hidrosina” habían sido bloqueadas.

“Continuamos en coordinación con Petróleos Mexicanos para mejorar la distribución de gasolina y diésel en la Ciudad de México, solidarios con su estrategia de combate al robo de combustibles y contra la corrupción, a fin de que el servicio de distribución se restablezca en el menor plazo posible”, se lee un comunicado de Grupo Hidrosina. Después de unos días, el tema fue aclarado y la empresa continuó con sus actividades normales, asegurando que todo el combustible disponible en sus estaciones era de procedencia lícita y que ofrecía todo su apoyo a las autoridades para cualquier investigación.

Apoyos vs COVID-19

Ante la emergencia sanitaria por la propagación del COVID-19, la empresa, con una filosofía integral, permitió a sus trabajadores, pertenecientes a los grupos vulnerables, resguardarse en sus casas sin el riesgo de perder su trabajo. Igualmente, Grupo Hidrosina comunicó que todas sus instalaciones cuentan con dispensadores fijos de gel antibacterial, con acceso libre para sus clientes, trabajadores y todas las personas que transiten por sus puntos de venta. 📍



Actualmente, Grupo Hidrosina tiene presencia en 24 entidades del país. La mayor cantidad de puntos de venta se encuentran en la Ciudad de México.

Currently, Grupo Hidrosina is present in 24 Mexican entities. The majority of its points of sale are located in Mexico City.

the nearest gas station and simultaneously generates a quick route through Waze or GoogleMaps. All service stations of Grupo Hidrosina have the multifunctional additive Pemex ADiTEC, designed with an exclusive formula of Mexican technology, that with its 7 ingredients contributes to maximizing the performance, protection, and cleaning of the engine.

Participating in the fight against the illicit market

At the beginning of last year, the gas group issued a statement ratifying its commitment to combat the illegal hydrocarbon market in Mexico. This happened after a newspaper in Mexico City reported that the bank accounts of the “Hidrosina Owners” had been blocked.

“We are in coordination with Petróleos Mexicanos to improve the distribution of gasoline and diesel in Mexico City, in solidarity with their strategy to combat fuel theft and corruption, so that distribution service is restored in the shortest time possible,” said Hidrosina’s press release. After a few days, the issue was clarified and the company continued with its normal activities, ensuring that all fuel available at its stations was of legal origin and offering all its support to the authorities for any investigation.

Support vs COVID-19

Facing the health contingency caused by the dissemination of COVID-19, the company, with a comprehensive philosophy, allowed its workers from vulnerable groups, to take shelter in their homes without the risk of losing their jobs. Likewise, Grupo Hidrosina informed that all its establishments have free access dispensers of antibacterial gel for its clients, workers, and everyone who visits its points of sale. 📍

Más sobre Grupo Hidrosina y sus planes para México
More on Grupo Hidrosina and its plans for Mexico



► *Leonardo Velasco Ochoa, presidente de la AMIF, habla sobre el desarrollo de este sector.*
 president of AMIF, talks about the development of this sector.

¿Cómo impulsar el crecimiento de la industria solar?

How to boost the growth of the solar industry?

La industria fotovoltaica es uno de los sectores que podrían resultar más atractivos para la inversión nacional una vez finalizada la actual crisis sanitaria. Hay diversas cualidades la vuelven un buen negocio. Entre ellas se encuentran su potencial para generar empleos; además de los beneficios económicos y ambientales que conlleva.

The photovoltaic industry is one of the sectors that could be attractive for national investment once the current health crisis is over. Several qualities make it a good business. Among them lies its potential to generate jobs; in addition to the economic and environmental benefits it brings.

Por / By: Efraín Mariano

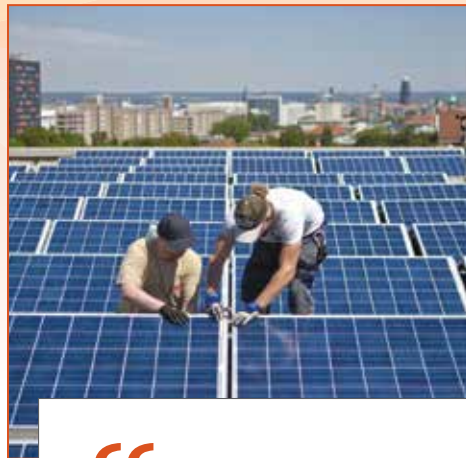
Para **Leonardo Velasco Ochoa**, presidente de la Asociación Mexicana de la Industria Fotovoltaica (AMIF), la actual crisis sanitaria ha sacado lo mejor y lo peor de cada uno de nosotros. En su perspectiva, esta situación ha recordado al ser humano sobre su fragilidad y vulnerabilidad; pero principalmente, ha evidenciado la falta de preparación para enfrentar una contingencia de esta magnitud

“Con el calentamiento global va suceder lo mismo. Cuando llegue el momento de enfrentar las consecuencias de nuestra irresponsabilidad por el mayor uso de fuentes fósiles, en lugar de las energías renovables; tampoco vamos a estar preparados”, alertó el presidente de AMIF.

Velasco Ochoa señaló que no hay tiempo que perder para acelerar la transición hacia las energías renovables. Mismas que son el futuro del mundo y podrían ayudar a prevenir más crisis ambientales.

Para fomentar dicha transición, el directivo considera que el gobierno federal debe comenzar por eliminar los aranceles a la importación de equipos fotovoltaicos. Lo anterior con el objetivo de incentivar los proyectos verdes. “Si la prioridad de un gobierno hoy es crear nuevas fuentes de empleo e invertir en economías locales, sería un gran comienzo eliminar los aranceles a los paneles solares”, describió. Además, recordó que las empresas pagan un arancel del 15% por la importación de dicha tecnología; esto a diferencia de otros países, como Estados Unidos, donde dicho impuesto no se aplica.

El presidente de la AMIF agregó que una revisión al marco regulatorio, en conjunto con estímulos como créditos y programas de apoyo a las Pymes, ayudaría a



“**Los gobiernos del mundo están a prueba. En el transcurso de esta crisis deberán preservar aquello que más valoran para el futuro, como las Pymes en la industria de las energías limpias**”,

“**The governments** of the world are being tested. During this crisis, they must preserve what they value most for the future, such as SMEs in the clean energy industry”,

Leonardo Velasco Ochoa

impulsar los proyectos verdes. Lo cual, a su vez, aportaría a la reactivación de la economía nacional.

También resaltó el amplio potencial de las carreras técnicas relacionadas con la instalación de paneles solares; cuyo crecimiento, en su perspectiva, debe apoyarse. “La profesionalización del sector fotovoltaico, para promover la excelencia de sus técnicos, lo haría más atractivo a la inversión” destacó. ☺

For **Leonardo Velasco Ochoa**, president of the Mexican Association of the Photovoltaic Industry (AMIF by its acronym in Spanish), the current health crisis has brought out the best and the worst in each of us. In his perspective, this situation has reminded human beings of their fragility and vulnerability; but mainly, it has shown the lack of preparation to face a contingency of this magnitude

“With global warming, the same thing will happen. When the time comes to face the consequences of our irresponsibility for the increased use of fossil sources, instead of renewable energies, we will not be prepared,” the president of the AMIF warned.

Velasco Ochoa said that there is no time to waste in accelerating the transition to renewable energies. They are the future of the world and could help prevent further environmental crises.

To encourage this shift, the executive believes that the federal government should start by eliminating import tariffs on photovoltaic equipment. The above to encourage green projects. “If a government’s priority today is to create new jobs and invest in local economies, it would be a great start to eliminate tariffs on solar panels,” he said. Also, he recalled that companies have to pay a 15% tariff on imports of this technology, unlike in other countries, such as the United States, where the tax does not apply.

The AMIF president added that a review of the regulatory framework, together with stimulants such as credits and support programs for SMEs, would help to promote green projects. This, in turn, would contribute to the recovery of the national economy.

He also highlighted the vast potential of technical careers related to the installation of solar panels; whose growth, in his point of view, should be supported. “The professionalization of the photovoltaic sector, to promote the excellence of its technicians, would make it more attractive for investors”, he said. ☺

Más sobre energía solar en México
 More on solar energy in Mexico



TU EVENTO CON LOS EXPERTOS

Stands
Displays
Escenarios



Contacto

T. (744) 484 16 05 | ventas@standex.com | www.grupostandex.com.mx



Por / By **Leonardo Velasco**

El futuro de las energías renovables en el presente de las políticas públicas

La abrupta caída en la demanda energética mundial ha expuesto las verdaderas prioridades de los gobiernos en turno, obligándolos a promover estrategias de reactivación que han sido objeto de arduo debate. No olvidemos que el libre mercado del mañana es consecuencia de las políticas públicas de hoy.

En este sentido, actualmente tenemos una excelente oportunidad para condicionar la reactivación económica a objetivos ambientales a largo plazo. Algunos países visionarios así lo han dispuesto, pero en México es claro que estamos avanzando en la dirección equivocada.

Si alguien me preguntara cómo el gobierno podría facilitar el acceso a las renovables, mi respuesta sería que erradicara subvenciones y prioridades en torno a combustibles fósiles. Igualmente, que diera plena certidumbre jurídica a los esquemas y disposiciones legales vigentes. Por último, pediría más transparencia y acceso a la información, como en el caso de las contribuciones del carbón al erario que nunca han sido expuestas con claridad.

La administración actual tiene una fuerte inclinación hacia proyectos con fuentes contaminantes, lo cual en mi opinión es una contradicción a los mismos valores que promueve, como el bienestar social. ¿Por qué el nuevo gobierno no ha impulsado iniciativas desde las paraestatales en torno a las renovables? Estamos en tiempos en que empresas como BP, antes British Petroleum, y Equinor, antes Statoil, han decidido alterar sus nombres para erradicar la relación que venía implícita al sector petrolero. ¿Dónde están esas metas de desarrollo social y climático? ¿En qué momento perdimos la visión de ser líderes?

Durante la última década hemos creado valiosas iniciativas de ley para asegurar la transición hacia fuentes limpias. Perfectibles, pero un buen inicio. Pocos saben de la existencia de un fondo de ahorro a largo plazo proveniente de las actividades de extracción petrolera para prepararnos para la era post-petrolera, o del impuesto al carbono que se creó desde el 2014 con el objetivo de encausar recaudación en favor de metas ambientales.

Ambos instrumentos se plantearon para facilitar la transición hacia una economía con base en fuentes limpias. No obstante, el sector gubernamental parece más interesado en imponerse que en mejorar cualquier

proyecto. Nadie osaría cuestionar la relevancia de asegurar una democracia representativa o erradicar la corrupción. Sin embargo, el peor mal en la opinión pública es caer en la hipérbole y declarar posturas absolutistas en torno a toda aseveración, y a consecuencia de ello estamos divididos.

La inestabilidad inherente en los energéticos nos debiera obligar a replantear la estrategia de la presente administración. Hablar de reservas probadas, probables y posibles exhibe un conflicto de fondo en el sector petrolero: su carácter azaroso. Esto implica una perpetua exposición a la volatilidad que la ha caracterizado desde su advenimiento.

Por otro lado, debemos reconocer su gran virtud: su capacidad de almacenamiento. Por esto, si queremos tener una oportunidad de cambio real, debemos desarrollar alternativas de almacenamiento eléctrico. Así aumentaríamos la participación de renovables en la electrificación de varias actividades primarias que hoy están relegadas a combustibles fósiles.

Irremediamente nuestras autoridades han fallado en el análisis costo-beneficio genuino y nos han comprometido a una apuesta sin probabilidad de éxito. Pronto habrá activos varados que, lejos de generar una soberanía energética, nos obligarán a depender de fuentes contaminantes en las siguientes décadas.

Los objetivos para las energías limpias en la Ley de Transición Energética deben acompañarse de una estabilidad jurídica y mercantil, pero recientes cambios promulgados en favor de las paraestatales exhiben la falta de imparcialidad de la administración y falta de criterio en materia ambiental. El confinamiento nos ha sacado de nuestra vida ordinaria y nos ha dado la oportunidad de reflexionar. Tras mi análisis, mi sugerencia al gobierno es que nos lleve más hacia países como Dinamarca o Alemania en materia energética, y menos como Venezuela o Arabia Saudita.

Que evite polarizar la conversación de renovables contra no renovables. Si lo único que sabe capitalizar está ligado a los combustibles fósiles, entonces tenemos un gobierno retrógrado, y no habrá otra manera de enmarcarlo en nuestra historia política.

La transición energética ya no es una cuestión de factibilidad técnica o viabilidad económica, sino de voluntad política. ☺



Sistema de Mantenimiento Integral en una plataforma Jack up

El Sistema de Mantenimiento Integral permite programar, ejecutar y controlar de forma integral el mantenimiento de una instalación. Aunque está orientado a plataformas autoelevables de perforación, igualmente es aplicable a otro tipo de infraestructura.

Por / By: Ingenieros Antonio Acuña
y Luis Guillermo Ucha Gómez

Durante la edición del Congreso Mexicano de Petróleo (CMP) 2019, los ingenieros Antonio Acuña y Luis Guillermo Ucha Gómez, de TASC Energía Servicios de Consultoría, presentaron un estudio técnico relacionado con un sistema de mantenimiento integral para evaluar un equipo de perforación tipo Jack up en aguas territoriales mexicanas. El objetivo del estudio fue mantener bajos los costos de mantenimiento y, sobre todo, cumplir con la normatividad nacional ya existente.

El sistema propuesto fue un modelo automatizado de mantenimiento que integró diferentes funciones operativas y administrativas. Utilizó como base fundamental la plataforma tecnológica SAP, misma que permitió la administración de las estrategias y tareas de mantenimiento de los equipos y sistemas de una plataforma o instalación marina y terrestre.

Actualmente, las condiciones económicas y operativas del mercado han cambiado drásticamente. Los contratos de perforación integral, tanto en tierra como en mar, han obligado a contratistas nacionales y extranjeros a desarrollar habilidades en poco tiempo. En este sentido, dentro del equipo de trabajo, es común que las tareas de mantenimiento estén bajo la responsabilidad de personal familiarizado con los equipos y que han adquirido sus conocimientos en la práctica. ☺



Integral Maintenance System in a Jack-up platform

The Integral Maintenance System allows to program, implement, and control integrally the maintenance of an installation. Although it is oriented to self-raising drilling platforms, it is equally applicable to other types of infrastructure.

During the 2019 edition of the Mexican Petroleum Congress (CMP, by its acronym in Spanish), engineers Antonio Acuña and Luis Guillermo Ucha Gómez, from TASC Energía presented a technical study related to an integral maintenance system to evaluate a Jack-up type drilling equipment in Mexican territorial waters. The objective of the study was to keep maintenance costs low and, especially, to comply with existing national regulations.

The proposed system was an automated maintenance model that integrated different operational and administrative functions. It used the SAP technological platform as a fundamental base, which allowed the administration of the strategies and maintenance tasks of the equipment and systems of a marine and onshore platform or installation.

Today, economic and operational market conditions have changed dramatically. Comprehensive drilling contracts, both onshore and offshore, have forced domestic and foreign contractors to develop skills in a short time. Therefore, within the work team, it is common for maintenance tasks to be carried out by personnel who are familiar with the equipment and have acquired their knowledge in practice. ☺



Servicios integrados para la reducción de costos en la intervención de pozos

Los servicios integrados son importantes para aumentar la rentabilidad durante la ejecución de proyectos, como en el caso del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01.

Por / By : Silvia Clemente Arroyo, ingeniera de Pemex Exploración y Producción en la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01 / engineer of Pemex Exploración y Producción in the Subdirección of Production of Shallow Water Blocks AS01

Con el fin de disminuir la incertidumbre con respecto al costo, es fundamental realizar una estimación económica precisa de los pozos. Debido a las condiciones de los yacimientos, se requieren nuevas tecnologías no convencionales para alcanzar los objetivos y mantener la producción. Esto ha ocasionado un incremento en las inversiones requeridas para la operación y una rentabilidad marginal de los proyectos.

Integrated services for cost reduction in well intervention

Integrated services are important to increase profitability during project execution, as in the case of Integrated Production Asset Block AS01-01.

To reduce uncertainty regarding cost, it is essential to make an accurate economic estimate of the wells. Due to reservoir conditions, new unconventional technologies are required to achieve targets and maintain production. This has caused an increase in the investments required for the operation and marginal profitability of the projects.

Because of this, the well intervention has been optimized during its planning to reduce costs. In the particular case of the development plan for the fields of the Integral Production Asset Block AS01-01, the "Type

Debido a lo anterior, se ha optimizado la intervención del pozo durante su planeación con el fin de reducir los gastos. En el caso particular del plan de desarrollo de los campos del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, se establecieron los “Pozos Tipo”. Éstos representan una similitud en el arreglo geométrico, lo cual permite establecer premisas tanto de ingeniería como de los costos.

Gracias a dichas medidas, fue posible contar con una mayor precisión y que la incertidumbre se redujera al mínimo respecto a los precios con referencia internacional. A finales del 2017, se iniciaron trabajos con una nueva modalidad de contratación: “Servicios Integrados del Contrato de Aguas Someras”.

La nueva variante incentiva a las compañías a prestar un servicio de calidad y un excelente desempeño, lo cual permite trabajar con una única compañía, que es la responsable de proporcionar todos los servicios. Por ende, se minimiza la logística a utilizar. Actualmente los pozos perforados bajo este régimen de contratación han logrado reducir los tiempos de intervención.

En consecuencia, se presenta una reducción de los gastos por cuota diaria de la renta del equipo y la logística. Es necesario apuntar que los precios reales de los pozos están por debajo de los que son de referencia internacional, además del incremento en la rentabilidad del proyecto.

Para la obtención de las inversiones se precisa aplicar la metodología del proceso VCDSE con el objetivo de establecer los requerimientos de la ingeniería del pozo. Igualmente, se necesitan premisas con mayor precisión para acotar la incertidumbre generada entre el costo programado y el real, así como dar soporte técnico a los sistemas de precios programados y a los usuarios para la estimación de costos de las intervenciones.

Así, para la rentabilidad de los proyectos, se requiere contar con las tarifas reducidas de la renta diaria y que los equipos sean recientes, los cuales han mostrado tener mejor desempeño operativo, pero su costo de renta es más alto. El ahorro reflejado en los pozos del Bloque EB es de +/- MPESOS, debido a los tiempos realizados en las intervenciones. ☺



Wells” were established. These represent similarity in the geometric arrangement, which allows for both engineering and cost assumptions to be determined.

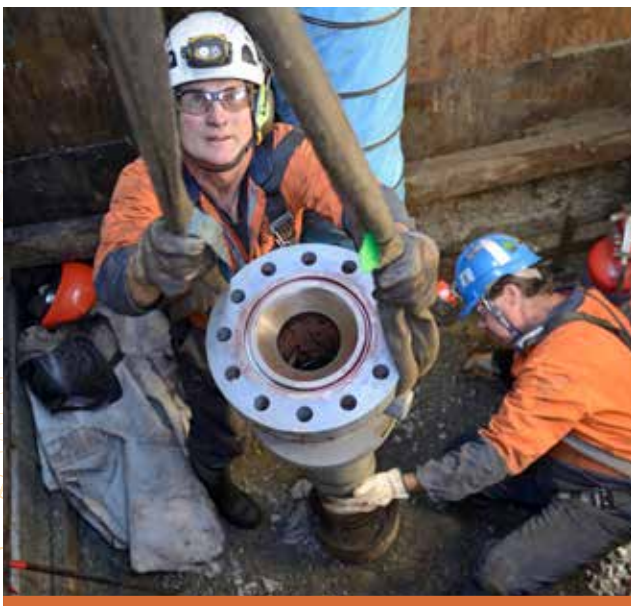
Thanks to these measures, it was possible to have greater precision and reduce uncertainty to the minimum with respect to prices with an international reference. At the end of 2017, work began with a new contracting modality: “Integrated Services of the Shallow Water Contract”.

The new variant encourages companies to provide quality service and excellent performance, which allows working with a single company, which is responsible for providing all services. Therefore, the logistics to be used are minimized. Currently, the wells drilled under this contracting regime have managed to reduce intervention times.

Consequently, there is a reduction in expenses for daily rental of equipment and logistics. It is necessary to point out that the real prices of the wells are below those of international reference, in addition to the increase in the profitability of the project.

In order to obtain the investments, it is necessary to apply the VCDSE process methodology with the objective of establishing the engineering requirements of the well. Likewise, premises are needed with greater precision to limit the uncertainty generated between the programmed and real cost, as well as to give technical support to the programmed price systems and to the users for the cost estimation of the interventions.

Thus, for the profitability of the projects, it is required to have the reduced rates of daily rent and recent equipment, which has shown to have better operational performance, but its rental cost is higher. The savings reflected in the wells of the EB Block are +/- MPESOS, due to the time spent on interventions. ☺



Aspectos para mejorar obras de infraestructura marina en Pemex

The efficiency and safety of the personnel are two fundamental aspects of the oil industry. These are the axes of the present study related to the construction of marine infrastructure and some technological applications that aim to improve the capacity of execution of the projects. Also, it exposes aspects to optimize times and costs.

Por / By : Ingenieros / Engineers Sergio Enrique Reyna García y Juan Delfino Bravo Rojas de Pemex Exploración y Producción.

La ejecución de obras de infraestructura marina en Pemex Exploración y Producción (PEP) son llevadas a cabo por la Subdirección de Servicios a la Explotación (SSE), a través de la Gerencia de Proyectos de Infraestructura Marina (GPIM). Ésta tiene como principales funciones elaborar los modelos de contrato y bases de concurso para la contratación de ingeniería y construcción de infraestructura.

Igualmente, gestiona la contratación de obras, realiza la evaluación técnica de ofertas en los procesos licitatorios y aplica normatividad relacionada. Además, gestiona los permisos gubernamentales; supervisa la ejecución de los contratos de construcción de infraestructura. También está encargada de desarrollar la entrega de obras, y de evaluar y dar seguimiento a indicadores de desempeño operativo y económico.



Aspects to improve marine infrastructure works in Pemex

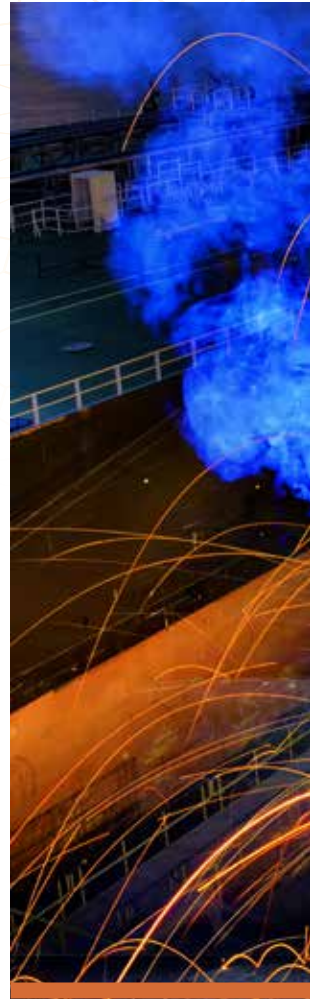
The efficiency and safety of the personnel are two fundamental aspects of the oil industry. These are the axes of the present study related to the construction of marine infrastructure and some technological applications that aim to improve the capacity of execution of the projects. Also, it exposes aspects to optimize times and costs.

The execution of marine infrastructure works in Pemex Exploration and Production (PEP, by its acronym in Spanish) are carried out by the Sub-direction of Services to the Exploitation (SSE, by its acronym in Spanish), through the Management of Marine Infrastructure Projects (GPIM, by its acronym in Spanish). The main functions of this department are to prepare the model contracts and tender rules for the contracting of engineering and construction of infrastructure.

Likewise, it manages the contracting of works, carries out the technical evaluation of offers in the bidding processes, and applies related regulations. In addition, it manages government permissions; it supervises the execution of infrastructure construction contracts. It is also in charge of developing the delivery of works and evaluating and monitoring operational and economic performance indicators.

The three main phases in the execution of works are the following: first, the design and manufacture, transport and installation of marine infrastructure (platforms, bridges, attached structures, etc.). Secondly, engineering and construction of marine ducts and, thirdly, interconnections on deck.

By combining efforts in the implementation of technologies with the application of technical knowledge, continuous improvement is pursued. This is achieved by fulfilling the commitments established in the GPIM value chain at each stage of the works.





Las tres principales fases en la ejecución de obras son las siguientes: en primer lugar, el diseño y fabricación, transporte e instalación de infraestructura marina (plataformas, templetos, puentes, estructuras adosadas, etc.). En segundo lugar, ingeniería y construcción de ductos marinos y, en tercero, interconexiones sobre cubierta.

Al combinar los esfuerzos en la implementación de tecnologías con la aplicación de los conocimientos técnicos se persigue una mejora continua. Esto se logra mediante el cumplimiento de los compromisos establecidos en la cadena de valor de la GPIM en cada etapa de las obras.

También se consigue hacer más eficientes los tiempos de procesos operativos de la gerencia y asegurar la integridad del personal. Asimismo, que los proyectos o inversiones vinculadas a la cadena de valor (IVCV) sean rentables para PEP. A su vez, se busca la reducción de eventos recurrentes por incumplimientos en los procesos operativos mediante la aplicación de técnicas de acciones preventivas propuestas.

Adicionalmente, se persiguió estandarizar documentos y actividades en los procesos operativos que coadyuvan en la aplicación de las mejores prácticas seguras de trabajo por parte del personal de contratistas y supervisores de Pemex. Lo anterior, en el desarrollo de las actividades operativas de la GPIM. ☺

It is also achieved by making management's operational processes more efficient and ensuring the integrity of the staff. Likewise, that the projects or investments linked to the value chain (IVCV) are profitable for PEP. At the same time, the reduction of recurrent events due to noncompliance with operating processes is sought through the application of proposed preventive action techniques.

In addition, the objective was to standardize documents and activities in the operating processes that help in the application of the best safe working practices by Pemex's contractors and supervisors. This was done in the course of the GPIM's operational activities. ☺



Análisis de velocidad de corte y parámetros elásticos-geomecánicos

El presente estudio analiza la velocidad de ondas de corte o cizalla y los parámetros elásticos como el módulo de Young (E), relación de Poisson (ν), módulo volumétrico (κ). También, el módulo de corte (μ) y parámetro de Lamé (λ), los cuales son insumos útiles y necesarios en el análisis de geomecánica del subsuelo.

Por / By : Ingenieros / EngineerS Daniel López Aguirre, Silvia Raquel García Benítez y Nicolás López Rubén.

A partir de dicha información, se generan diversas posibilidades de análisis del subsuelo y se logra robustecer el espectro de decisiones durante las etapas de perforación y terminación de pozos petroleros. No obstante, la importancia de estos datos muchas ocasiones no está disponible. Para solucionar esta problemática, se han seleccionado varias correlaciones que aproximan el comportamiento de la velocidad de corte y los parámetros elásticos en el subsuelo. A pesar de ello, no en todos los casos se logra tener una aproximación aceptable con estas correlaciones.

A través de esta metodología fue posible generar los productos necesarios para la construcción de un modelo dinámico de geomecánica profunda. Con base en insumos comunes para la mayoría de los pozos estudiados la información se introdujo en un simulador de inteligencia artificial. Éste resolvió, primeramente, con las redes neuronales entrenando con valores conocidos y, posteriormente, aplicando dicha lógica a los casos objetivo.

Los insumos consistieron en las curvas de registros convencionales de rayos gamma, resistividad verdadera, tiempo de tránsito y densidad volumétrica. Con este método fue posible discretizar la velocidad de corte y los parámetros elásticos que forman parte del modelo geomecánico.

Así, se optimizaron los costos de consumo de horas/equipo generadas con adquisición de registros especializados, como el sísmico dipolar. Además, se pueden ampliar para la obtención otros parámetros de resistencia del medio roca- fluido, haciendo rentable el procedimiento. En consecuencia, la metodología empleada a partir del entrenamiento de las redes neuronales para determinar la velocidad de corte y parámetros elásticos fue satisfactoria, y es extensible a la obtención de otros parámetros de interés petrolero.

Entre los resultados, se obtuvieron curvas de velocidad de corte y parámetros elásticos, con un promedio de 96% de exactitud contra datos medidos en campo para los casos de entrenamiento.



Analysis of cutting speed and elastic-geomechanical parameters

The present study analyses the speed of shear waves and elastic parameters such as Young's modulus (E), Poisson's ratio (ν), volumetric modulus (κ). Also, the shear modulus (μ) and Lamé parameter (λ), which are useful and necessary inputs in the analysis of subsurface geomechanics.

From this information, several possibilities for subsurface analysis are generated and the spectrum of decisions during the drilling and finishing stages of oil wells is strengthened. However, the importance of this data is often not available. To solve this problem, several correlations have been selected to approximate the behavior of the cutting speed and the elastic parameters in the subsoil. However, not in all cases is it possible to have an acceptable approximation with these correlations.



En cambio, para los datos de prueba, los resultados también presentaron una correlación bastante aceptable con datos calculados.

La exactitud obtenida con redes neuronales no había sido adquirida con ninguna correlación disponible en la literatura para ninguno de los parámetros. Adicionalmente, se vislumbró como ventaja práctica en el uso de esta técnica que, mediante el entrenamiento adecuado de una cantidad pequeña de datos, puede extrapolarse a áreas de grandes dimensiones con características similares.

Para el estudio se pusieron en práctica las características descritas en la literatura para definir a las redes neuronales (adaptación, flexibilidad, la tolerancia a datos imperfectos), al someterlas a diferentes condiciones de cálculo, de distintos paquetes de variables. De esta forma, con los resultados obtenidos, es posible integrar un modelo de geomecánica 1D para cada pozo o pseudopozo en diferentes áreas de estudio a partir de relativamente poca información.

Igualmente, a partir de dicho punto, se pueden construir modelos tridimensionales (3D) que permitan definir en cualquier punto del espacio valores de elasticidad, resistencia, esfuerzos, entre otros. Lo anterior resulta de gran utilidad para contribuir a la identificación de zonas con las mejores características para la explotación de hidrocarburos. ☺

neural networks to determine the cutting speed and elastic parameters was satisfactory, and is extensible to the obtaining of other parameters of oil interest.

Among the results, cutting speed curves and elastic parameters were obtained, with an average of 96% accuracy against data measured in the field for training cases. However, for the test data, the results also showed a fairly acceptable correlation with calculated data.

The accuracy obtained with neural networks had not been acquired with any correlation available in the literature for any of the parameters. Additionally, it was seen as a practical advantage in the use of this technique that, by the adequate processing of a small amount of data, it can be extrapolated to large areas with similar characteristics.

For the study, the characteristics described in the literature were put into practice to define the neural networks (adaptation, flexibility, tolerance to imperfect data), by subjecting them to different calculation conditions, from different packages of variables. In this way, with the results obtained, it is possible to integrate a geomechanics model 1D for each well or pseudo-well in different study areas from relatively little information.

Likewise, from this point, three-dimensional models can be built (3D) that allow the definition of values of elasticity, resistance, and stress, among others, at any point in space. This is very useful to contribute to the identification of areas with the best characteristics for the exploitation of hydrocarbons. ☺

- ▶ Estrategia para operar información
- ▶ Strategy to operate information

Sistemas de gobernabilidad en perforación de pozos

En Pemex es una premisa imprescindible asegurar información confiable a través de un sistema de gobernabilidad y un cambio cultural con respecto a datos de su personal. Esto con la finalidad de efficientar procesos en la cadena de valor de Pemex Exploración y Perforación.





Governance systems in well drilling

In Pemex it is an essential premise to ensure reliable information through a system of governance and a cultural change with respect to data from its personnel. This with the purpose of streamlining processes in the value chain of Pemex Exploration and Drilling.

Por / By: Ingenieros / Engineer
Juan de Dios Gómez Hernández

La optimización de los procesos de la cadena de valor en Pemex Exploración y Perforación se basa en los datos técnicos y operativos. Éstos se obtienen de la información de sus actividades, tanto en la perforación de pozos como en la explotación de los yacimientos.

Siguiendo esta línea, el ingeniero Juan de Dios Gómez Hernández recomienda un modelo para el manejo de la información técnica basado en los estándares internacionales. Igualmente, propone una estrategia de implantación del sistema integrada con un sistema de gobernabilidad y uno de cambio cultural.

Respecto al periodo de reconocimiento, se pretende que en un lapso de dos años quede totalmente establecida y operando a través del sistema de gobernabilidad propuesto. En cuanto al cambio cultural, se sugiere un periodo de cinco años, ya que se trata de un cambio de hábitos hacia la percepción del dato.

Los factores clave en la implantación de este sistema son, sin duda, el total compromiso de la alta Dirección, el Grupo Ejecutivo, así como de los altos mandos y la base de profesionistas. Ellos están involucrados con todos los procesos de la cadena de valor, debido a que la actual estrategia no ha sido efectiva para lograr un modelo de manejo de la información técnica sistematizado en toda la organización. ☺

The optimization of the value chain processes in Pemex Exploration and Drilling is based on technical and operational data. These are obtained from the information of its activities, both in the drilling of wells and in the exploitation of reservoirs.

Following this line, Engineer Juan de Dios Gómez Hernández recommends a model for the management of technical information based on international standards. Likewise, he proposes an implementation strategy of the system integrated with a governance system and a cultural change one.

With respect to the period of recognition, it is intended that in a period of two years it will be fully established and operating through the proposed governance system. As for the cultural change, a period of five years is suggested, since it is a change of habits towards the perception of the data.

The key factors in the implementation of this system are, without doubt, the total commitment of the senior management, the Executive Group, as well as the top management and the professional base. They are involved with all the processes of the value chain, because the current strategy has not been effective in achieving a systematized technical information management model throughout the organization. ☺

Reducción de costos en intervención de pozos: CMP

Especialistas de Pemex eliminaron una etapa en la intervención a pozos en el Activo Integral de producción Bloque Norte 03, disminuyendo el número de etapas de 4 a 3. Mediante la implementación de esta alternativa, podrían generarse mayores beneficios para otras iniciativas de Exploración y Producción.



Por / By : Alejandro Guerrero Benítez

De acuerdo con Alejandro Guerrero, diseñador de perforación de pozos en el Bloque Norte 03 desde 2013, eliminar una etapa disminuye los días empleados y el uso materiales, personal, equipos y servicios auxiliares. Dicha etapa se erradica recorriendo la tubería de revestimiento (TR) de explotación. Como consecuencia, no es necesario ocupar una tubería de revestimiento intermedia, evitando todos los costos que ello conlleva.

Por otro lado, al contar con una TR corrida, es posible evitar el cambio de fluidos y lavado de pozo antes de las actividades de disparos. De igual forma, sirve para recortar verificaciones de reconocimiento, integridad, cambio de fluidos y lavado de pozo.

En el caso de pozos de producción de aceite, los costos directos e indirectos ascienden a \$79.9 millones de pesos en tres etapas. En contraste, con la implementación de cuatro etapas, se requieren cerca de \$120 millones. Con objetivos de gas, el gasto baja de \$90 a

Reduction in reservoir intervention costs: CMP

Pemex specialists eliminated one stage of reservoir intervention in the Integral Production Asset of Block Norte 03, reducing the number of stages from 4 to 3. Other Exploration and Production initiatives could be benefited by the implementation of this alternative.

According to Alejandro Guerrero, reservoir drilling designer in North Block 03 since 2013, the elimination of one stage reduces the number of days spent, plus the use of materials, personnel, equipment, and auxiliary services. This stage is eradicated by keeling the exploitation casing (TR by its acronym in Spanish). As a result, it is not necessary to use an intermediate casing, avoiding all the costs involved.

On the other hand, by having a keeled TR, it is possible to avoid the change of fluids and reservoir cleaning before the shooting activities. Similarly, it serves to cut down on reconnaissance, integrity, and fluid change.



\$60 millones de pesos en promedio. En ambas situaciones, se logra hasta 30% de ahorro total.

Generalmente, la realización de un pozo dura entre 45 y 50 días. Eliminando una etapa, se minimizan los tiempos planos y de terminación en forma directa. Por lo tanto, el factor temporal decrece 30% aproximadamente a 32 a 35 días.

Conclusiones: Perforar pozos para el área gasífera en tres etapas de TR es totalmente viable y técnicamente sustentado; aunque es necesario trabajar con nuevos marcos contractuales que lo hagan factible. ☺

In the case of oil production reservoirs, direct and indirect costs in three stages amount to \$79.9 million. In contrast, the implementation of four stages requires about \$120 million. With gas targets, spending drops from \$90 to \$60 million. In both situations, the total savings amount up to 30%.

Generally, the realization of a reservoir takes between 45 and 50 days. By eliminating one stage, flat and completion times are directly minimized. Therefore, the time factor decreases by 30% to approximately 32 to 35 days.

Conclusions: Drilling wells for the gas area in three stages of TR is totally viable and technically supported; although it is necessary to work with new contractual frameworks that make it feasible. ☺



Exploración petrolera en cuencas salinas del Golfo de México

La exploración petrolera en cuencas salinas constituye un gran reto tecnológico. Esto se debe a factores como la visualización y evaluación de prospectos exploratorios y las complicaciones operativas relacionadas con su perforación.

Por / By : Christian López Martínez,
Comisión Nacional de Hidrocarburos
National Hydrocarbons Commission

Las nuevas tecnologías sísmicas, como la adquisición FAZ y WAZ, entre otras, han permitido una mejora considerable en la visualización y evaluación de prospectos en zonas dominadas por la sal. Asimismo, la incorporación del análisis de sistemas petroleros a través del modelado de cuencas ha apoyado dicha examinación.

Lo anterior se ha conseguido a través de la mejora del entendimiento de los procesos físicos y químicos que afectan a la materia orgánica, rocas y fluidos del sistema durante la evolución de una cuenca sedimentaria. Con este tipo de modelos se ha observado que el régimen térmico, el cual impacta directamente la madurez de las rocas generadoras, puede verse afectado positiva o negativamente.

Oil exploration in salt basins of the Gulf of Mexico

Oil exploration in salt basins is a great technological challenge. This is due to factors such as the visualization and evaluation of exploratory prospects and the operational complications related to their drilling.

New seismic technologies, such as the FAZ and WAZ acquisition, among others, have allowed a considerable improvement in visualization and evaluation of prospects in salt-dominated areas. Likewise, the incorporation of oil systems analysis through basin modeling has supported such examination.

Esto sucede por los contrastes de conductividad térmica de las rocas, siendo la conductividad de la sal un elemento importante en la afectación. Dicho mineral tiene características físicas particulares, como su mínima o prácticamente nula permeabilidad, baja densidad y alta conductividad térmica. Esta última contrasta drásticamente con la del resto de las rocas sedimentarias.

En consecuencia, la gran diferencia puede alterar el régimen térmico de ciertos intervalos de la columna sedimentaria, sobre todo si se toma en cuenta que por motivos de diferencia de densidades y los esfuerzos tectónicos locales y regionales, la sal no permanece en su posición estratigráfica normal. En este trabajo se realizaron experimentos con modelos esquemáticos para entender cómo la sal afecta térmicamente una columna sedimentaria.

Además, se buscó analizar cuál es el impacto de la edad de emplazamiento de la sal en la temperatura actual y la madurez de las rocas generadoras. Asimismo, se realizó un modelo de la porción norte del Golfo de México, donde se observan tales efectos.

Como resultado del estudio, no fue posible afirmar de manera categórica que la sal enfría o calienta una columna sedimentaria. Ésta es un elemento altamente conductivo que altera el régimen térmico de una columna sedimentaria, y es necesario establecer su relación estructural con las rocas circundantes para definir el tipo de alteración que provoca.

Ante la presencia de cuerpos de sal alóctona, es de gran relevancia establecer, mediante modelados de evolución estructural, las rutas por las que ha transitado el mineral. Esto incluye desde su posición actual, hasta la original en la que se depositó, así como sus tiempos. Dicha evolución incorporada a un modelado de cuencas y sistemas petroleros podría modificar de manera significativa tanto la madurez térmica de las rocas generadoras, como el momento de entrada a las diferentes ventanas de generación.

Por lo tanto, alteraría el tipo de hidrocarburos esperados en un área determinada. Cuando se tiene un cuerpo de sal enraizado tipo diapiro o pared, la temperatura que hay por encima de éste es un tanto más elevada que la temperatura circundante. De aquí surge una pregunta: en caso de que la temperatura por encima del cuerpo de sal sea suficiente para madurar las rocas generadoras ubicadas en sus proximidades, ¿es posible tener una acumulación comercial de hidrocarburos, dado el limitado volumen de materia orgánica? ☺



This has been achieved by improving the understanding of the physical and chemical processes that affect organic matter, rocks, and fluids in the system during the evolution of a sedimentary basin. With this type of model, it has been observed that the thermal regime, which directly impacts the maturity of the generating rocks, can be affected positively or negatively.

This happens due to the contrasts in the thermal conductivity of the rocks, being the salt conductivity an important factor in the affectation. This mineral has particular physical characteristics, such as minimum or almost no permeability, low density, and high thermal conductivity. The latter contrasts drastically with that of the rest of the sedimentary rocks.

Consequently, the great difference can alter the thermal regime of certain intervals of the sedimentary column, especially if we take into account that due to different densities and local and regional tectonic stresses, the salt does not remain in its normal stratigraphic position. In this work, experiments with schematic models were carried out to understand how salt thermally affects a sedimentary column.

In addition, we sought to analyze the impact of the age of salt placement on the current temperature and the maturity of the generating rocks. Likewise, a model was made of the northern portion of the Gulf of Mexico, where such effects are observed. As a result of the study, it was not possible to state categorically that salt cools or heats a sedimentary column. This is a highly conductive element that alters the thermal regime of a sedimentary column, and it is necessary to establish its structural relationship with the surrounding rocks to define the type of alteration it causes.

In the presence of allochthonous salt bodies, it is very important to establish, by structural evolutionary modeling, the routes through which the mineral has passed. This includes from its current position to the original one where it was deposited, as well as its times. Such evolution incorporated into the modeling of basins and oil systems could significantly modify both the thermal maturity of the generating rocks, as well as the time of entry to the different generation windows.

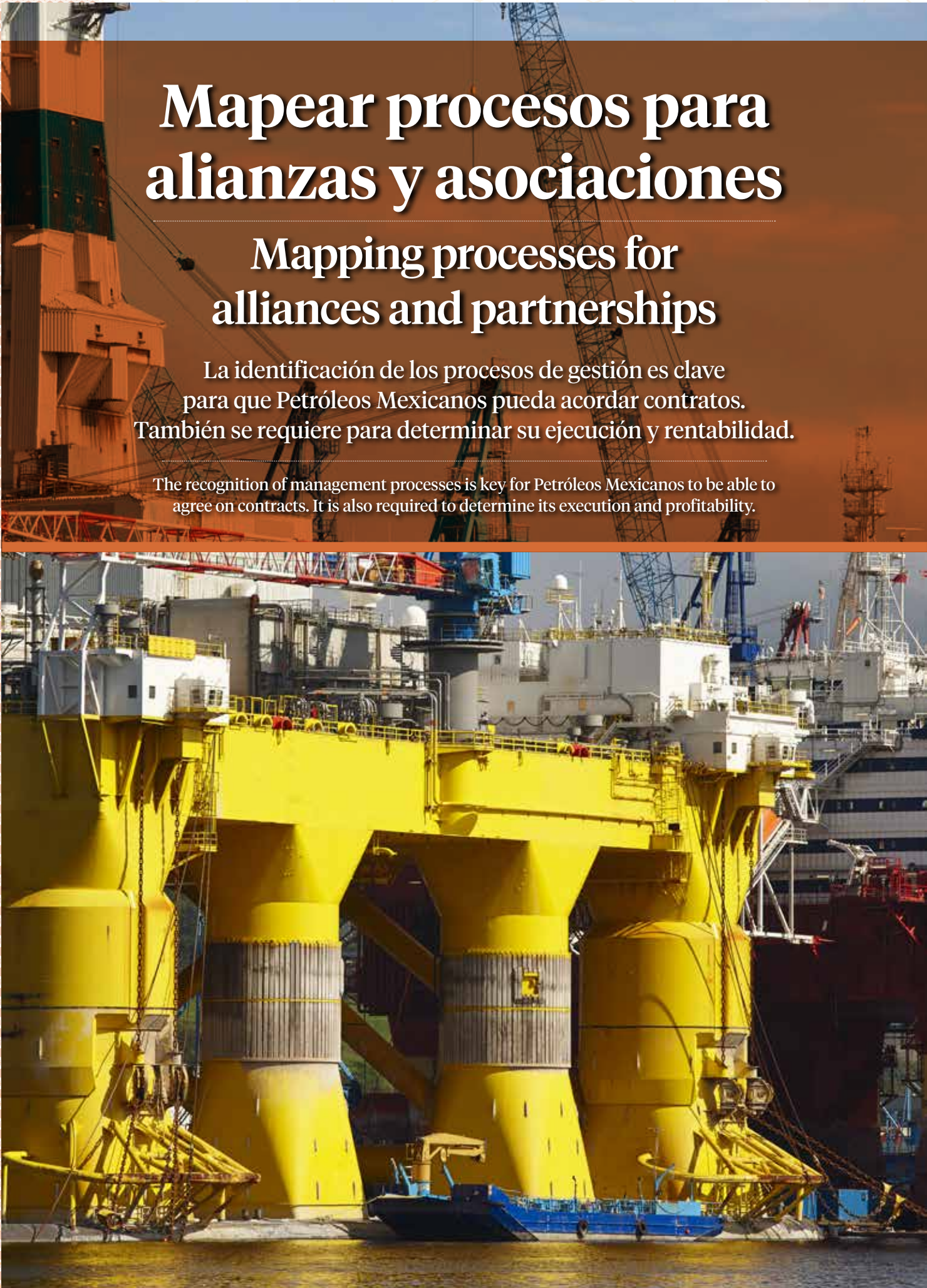
Therefore, it would alter the type of hydrocarbons expected in a given area. When having a diapir or wall type rooted salt body, the temperature above it is higher than the surrounding temperature. From this, a question arises: if the temperature above the salt body is sufficient to mature the generator rocks located in its proximity, is it possible to have a commercial accumulation of hydrocarbons, given the limited volume of organic matter? ☺

Mapear procesos para alianzas y asociaciones

Mapping processes for alliances and partnerships

La identificación de los procesos de gestión es clave para que Petróleos Mexicanos pueda acordar contratos. También se requiere para determinar su ejecución y rentabilidad.

The recognition of management processes is key for Petróleos Mexicanos to be able to agree on contracts. It is also required to determine its execution and profitability.





Por / By : Juan Pablo Peresandi Gutiérrez
y Manuel Veloz Nieto,

A raíz de la apertura del mercado, surgió para Pemex la oportunidad histórica de establecer sociedades para la exploración y/o extracción de hidrocarburos. El licenciado Juan Pablo Peresandi Gutiérrez y el ingeniero Manuel Veloz Nieto consideraron que el marco legal establece buenas condiciones para lograr las colaboraciones, a través del mapeo de los procedimientos de gestión para diagnosticar el mejor momento para concretar los contratos.

Ambos señalaron que Pemex Exploración y Producción (PEP, by its acronym in Spanish) debe enfocar sus capacidades hacia aquéllas que generen valor, incorporen nuevas reservas, implementen mejores prácticas operativas, den certeza financiera, compartan riesgos y desarrollen campos complejos. Para tal efecto fueron señalados diferentes modelos de negocio.

Éstos fueron Migración de una Asignación a un Contrato para la Exploración y Extracción (CEE) con socio (Farm-Out); Migración de una Asignación que contiene un Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEPS) o un Contrato de Obra Pública Financiada (COPS) a un CEE. Los Tipos de Contratos identificados fueron: Contrato de Producción Compartida y Contrato de Licencia.

Los expertos recomendaron los “Business Process Management Notation” (BPMN) para el Mapeo de Procesos de Gestión de Alianzas y Asociaciones, propuesta encaminada a mejorar la legibilidad, interpretación y comprensión de los procesos de negocio. Aunado al estudio, el actual contexto de incertidumbre global podría persuadir a los responsables de la política energética a reconsiderar dichas asociaciones.

Principalmente figurarían las que ofrecieran certeza financiera y compartieran riesgos. En conclusión, la aplicación de los procesos y procedimientos permitirá detectar áreas de oportunidad de mejora y, en algunos casos, el redireccionamiento de recursos y estrategias de negocio. ☺

As a result of the opening of the market, a historical opportunity arose for Pemex to establish partnerships for the exploration and/or extraction of hydrocarbons. Juan Pablo Peresandi Gutiérrez and Manuel Veloz Nieto considered that the legal framework establishes good conditions to achieve the partnerships, through the mapping of management procedures to diagnose the best time to finalize the contracts.

Both pointed out that Pemex Exploration and Production (PEP, by its acronym in Spanish) must focus its capacities on those that generate value, incorporate new reserves, implement better operating practices, provide financial certainty, share risks and develop complex fields. For this purpose, different business models were identified.

These were Migration of an Assignment to a Contract for Exploration and Extraction (CEE) with a partner (Farm-Out); Migration of an Assignment containing an Integral Exploration and Production Contract (CIEPS, by its acronym in Spanish) or a Contract for Financed Public Works (COPS, by its acronym in Spanish) to a CEE. The types of contracts identified were: Production Sharing Contract and License Contract.

The experts recommended the “Business Process Management Notation” (BPMN) for the Mapping of Alliances and Partnerships Management Processes, a project aimed to improve the readability, interpretation, and understanding of the business processes. In conjunction with the study, the current context of global uncertainty may persuade energy policymakers to reconsider such partnerships.

These would mainly include those offering financial certainty and sharing risk. In conclusion, the application of processes and procedures will allow the detection of areas of opportunity for improvement and, in some cases, the redirection of resources and business strategies. ☺

Comparación de funcionalidad de limpieza de ácidos ortofosfórico y cítrico

Se probaron dos diferentes productos químicos para suprimir contaminantes en una instalación de Petróleos Mexicanos costa afuera. Este análisis determina cuál de los dos es mejor opción en relación a su costo y desempeño. De esta manera, se evitan problemas operativos y se mantienen las especificaciones de calidad del gas dulce y volumen de procesamiento.



Comparison of orthophosphoric and citric acids' cleaning functionality

Two different chemicals to suppress contaminants were tested at an offshore Petroleos Mexicanos facility. This analysis determines which of them is a better option in terms of cost and performance. This helps to avoid operational problems and maintain processing volume specifications sweet gas quality.

Por / By : Jessica Anahí Valdez Gómez, Tito Ferráez Alcocer y José Ángel López Hernández

Para suprimir la suciedad, se emplearon ácido ortofosfórico y cítrico para desarrollar actividades de limpieza en los sistemas de las torres contactantes —una substancia en cada una— con el paso del tiempo. Ambas torres son similares en diseño, se abastecen del mismo hidrocarburo y operan bajo iguales condiciones.

Para la primera torre se interactuó con personal de Pemex Transformación Industrial; el cual ya había obtenido resultados satisfactorios al efectuar la limpieza de sus plantas endulzadoras con un producto formulado de ácido ortofosfórico.

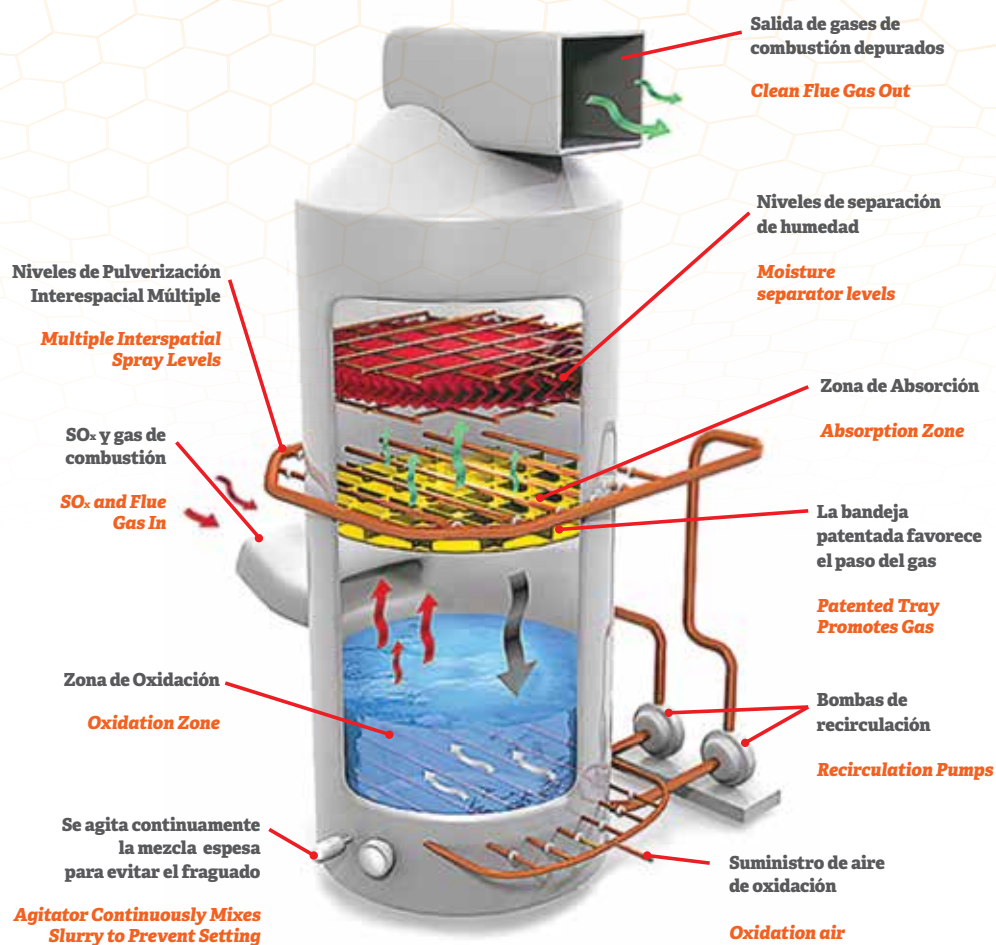
La limpieza química se realizó en diferentes periodos para minimizar el impacto en la producción. Desde un inicio quedó descartada la opción mecánica, ya que la limpieza química requiere menos tiempo, su costo es mínimo y no implica el desmantelamiento de los equipos.

New seismic technologies, such as the FAZ and WAZ acquisition, among others, have allowed a considerable improvement in visualization and evaluation of prospects in salt-dominated areas. Likewise, the incorporation of oil systems analysis through basin modeling has supported such examination.

Orthophosphoric and citric acid were used to suppress dirt during the cleaning activities in the contacting tower systems - one substance in each - overtime. Both towers are similar in design, are supplied with the same hydrocarbon, and operate under the same conditions.

For the first tower, we interacted with Pemex Transformación Industrial personnel; which had already obtained satisfactory results by cleaning its sweetening plants with a product formulated from orthophosphoric acid.

The chemical cleaning was done throughout different periods to minimize the impact on production. From the beginning, the mechanical option was discarded



- **Ácido Ortofosfórico**
21,000 litros
\$3.7 millones de pesos
Presión diferencial estabilizada en 0.39 kg/cm²
25 eventos de alta presión diferencial de julio a diciembre 2016
- **Ácido Cítrico**
5,500 kg
\$130,000 pesos
Presión diferencial estabilizada en 0.33 kg/cm²
9 eventos de alta presión diferencial de julio a diciembre 2016

- **Orthophosphoric Acid**
21,000 liters / \$3.7 million of pesos
Differential pressure stabilized at 0.39 kg/cm²
25 high differential pressure events from July to December 2016.
- **Citric Acid**
5,500 kg / \$130,000 pesos
Differential pressure stabilized at 0.33 kg/cm²
9 high differential pressure events from July to December 2016.

Ilustración / Illustration: www.utbr.com.br

Resultados y Conclusiones: Los 21,000 litros de producto químico base ácido ortofosfórico tuvieron para Pemex un costo de \$3,700,000 pesos. Los 5,500 kg de ácido cítrico usados en la otra torre tuvieron un precio de \$130,000 pesos, 96.5% menos. Ambos productos de decapado permiten recuperar la capacidad de endulzamiento del gas amargo.

Sin embargo, con el ácido ortofosfórico la presión diferencial se estabilizó en 0.39 kg/cm², en tanto que con el ácido cítrico se estabilizó en 0.33 kg/cm². Este último demostró un grado de limpieza superior, además generó menos eventos de alta presión diferencial; aunque presenta la desventaja de requerir múltiples llenados de la torre contactora, lo cual genera más desechos y maniobras durante la limpieza.

Este trabajo fue presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo 2019 por la Ing. Jessica Anahí Valdez Gómez, Especialista Técnico de Manejo de Gas del Centro de Procesamiento de Gas Akal C7/C8. 🌐

since chemical cleaning is faster, costs less, and does not require the dismantling of the equipment.

Results and Conclusions: Pemex paid \$3,700,000 for 21,000 liters of orthophosphoric acid-based chemical product. The 5,500 kg of citric acid used in the other tower cost \$130,000 pesos, 96.5% less. Both pickling products allow the recovery of the sweetening capacity of the sour gas.

However, with the orthophosphoric acid, the differential pressure was stabilized at 0.39 kg/cm²; while with the citric acid it was stabilized at 0.33 kg/cm². The latter demonstrated superior cleaning power, and also generated fewer high differential pressure events; although it has the disadvantage of requiring multiple fills of the contactor tower, which generates more waste and maneuvering during cleaning.

Engineer Jessica Anahí Valdez Gómez, Technical Specialist of Gas Handling of the Akal C7/C8 Gas Processing Center, presented this work at the Mexican Petroleum Conference 2019. 🌐

Metodología para identificar canales rentables en Chicontepec

El yacimiento Chicontepec es una zona rica en hidrocarburos, pero con condiciones geológicas complejas. Este estudio busca mejorar la rentabilidad de la reserva producida en el yacimiento ubicado en Puebla y Veracruz.



Por / By : José Luis Fong Aguilar

Chicontepec se ubica en un ambiente de anfiteatro y se caracteriza por sistemas de turbidez, así como múltiples eventos de erosión y depósito. Como consecuencia, presenta una alta heterogeneidad de rocas cuyo espesor bruto es hasta de 1,500 metros. El ingeniero José Luis Fong Aguilar informó que, debido a la alta complejidad vertical y lateral de los yacimientos en el campo, se implementó una caracterización denominada “Metodología para la identificación de los Canales”.

Ésta hizo énfasis en la detección litológica de la roca almacén y su distribución, cuyos resultados derivaron en la perforación de cuatro localizaciones que resultaron productoras. Además, se determinó que la alta heterogeneidad en el Paleocanal de Chicontepec y la baja resolución vertical de la sísmica no permiten apearse completamente a la metodología.

Fue necesario adecuarla para tratar de resolver la complejidad de los yacimientos y aplicarla al resto del área de Chicontepec. Por esto, es primordial mejorar la información mediante el reprocesamiento y actualización de la inversión sísmica, física de rocas, revaluaciones petrofísicas y correlación detallada de paquetes de yacimientos.

En conclusión, estos insumos alimentarán un modelo estático de 1,500 km², el cual cubre las principales asignaciones de Chicontepec. La expectativa para este modelo es que sea predictivo y genere un plan de explotación estratégico con certidumbre para mejorar la rentabilidad de la reserva producida.

Chicontepec tiene un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos que constituye una de las mayores acumulaciones en América. No obstante, cuenta con yacimientos que tienen características complejas, como liberación de volúmenes de gas disuelto cuando se extrae crudo. ☺



Methodology to identify profitable channels in Chicontepec

The Chicontepec reservoir is rich in hydrocarbons, but with complex geological conditions. This study seeks to improve the profitability of the reserve produced in the field located in Puebla and Veracruz.

Chicontepec is located in a foredeep environment and is characterized by turbidity systems, as well as multiple erosion and deposition events. As a consequence, it presents a high heterogeneity of rocks whose thickness is up to 1,500 meters. Engineer José Luis Fong Aguilar reported that, due to the high vertical and lateral complexity of the reservoirs in the field, a characterization called “Channel Identification Methodology” was implemented.

It emphasized the lithological detection of the reservoir rock and its distribution, which results resulted in the drilling of four producing locations. In addition, it was determined that the high heterogeneity in the Chicontepec Paleocanal and the low vertical resolution of the seismic do not allow complete adherence to the methodology.

It was necessary to adapt it to try to solve the complexity of the reservoirs and apply it to the rest of the Chicontepec area. Therefore, it is essential to improve the information by reprocessing and updating the seismic inversion, rock physics, petrophysical evaluations, and detailed correlation of reservoir packages.

In conclusion, these inputs will feed a 1,500 km² static model, which covers the main Chicontepec assignments. The expectation for this model is that it will be predictive and generate a strategic exploitation plan with certainty to improve the profitability of the reserve produced.

Chicontepec has a large continuous geological resource of hydrocarbons that constitutes one of the largest accumulations in the Americas. However, it has reservoirs that have complex characteristics, such as the release of dissolved gas volumes when crude oil is extracted. ☺

Estudio de los fluidos para perforación base polimérica

Este trabajo habla de los fluidos de perforación base polimérica empleados en la zona productora de la Brecha, Campeche.



Por / By : Gabriel Álvarez Calderón
de la Barca

Durante la perforación de pozos productores de hidrocarburos en esta sonda, se localizaron formaciones de carbonatos dolomitizadas de porosidad vugular, con edad Brecha de Cretácico Superior. Éstas se localizaron a una profundidad promedio de entre 3,600 y 4,800 metros verticales. En condiciones normales, dificultan la perforación, pues dañan la formación debido a eventos de pérdida total de circulación.

Para esta investigación se analizaron diversos casos históricos de pozos que emplearon este lodo en su terminación y presentaron daños en la formación. Tomando en cuenta afectaciones que fueron registradas de forma indirecta por su caída de presión mediante sensores de fondo o incremento en el tiempo de limpieza.

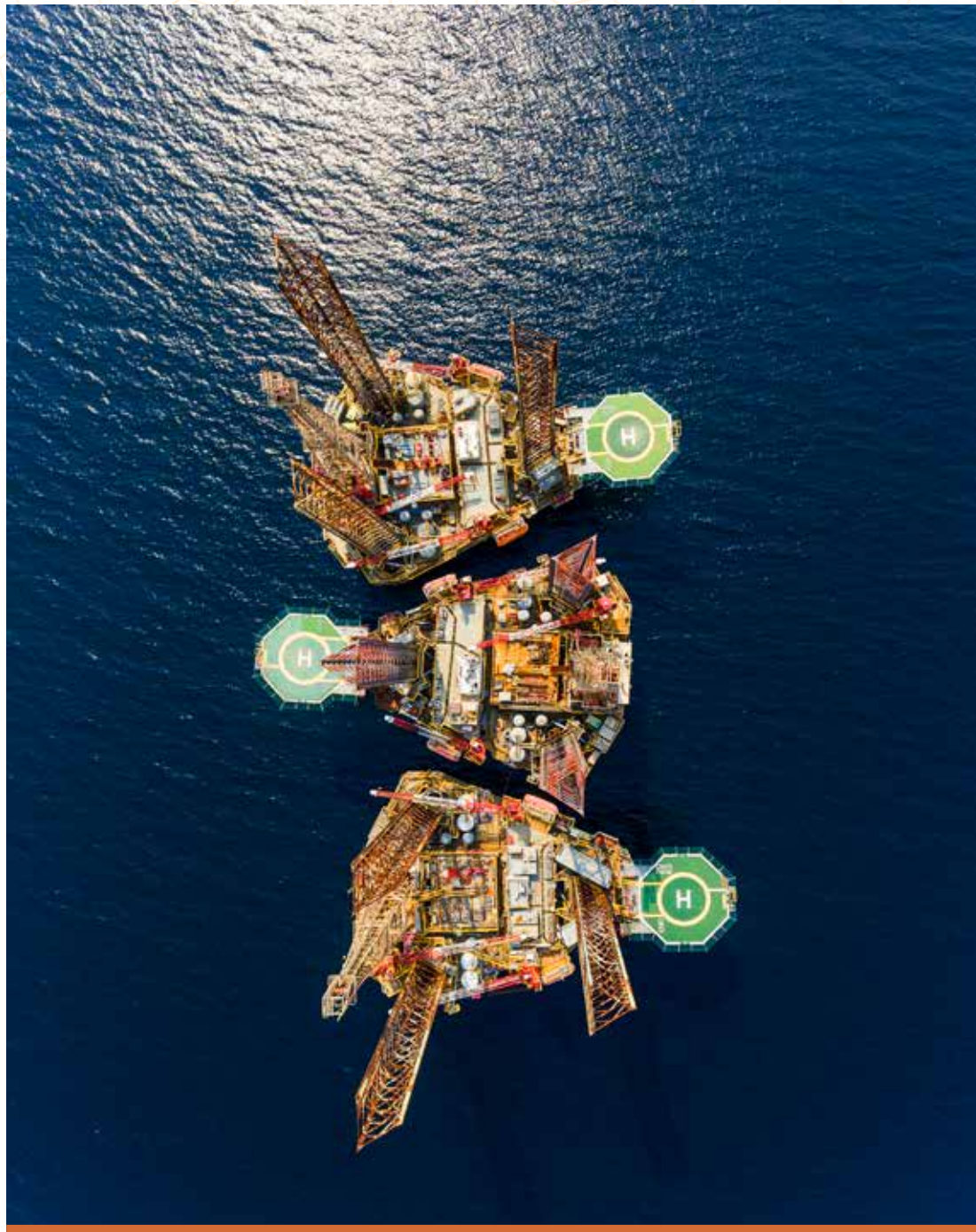
El daño a la formación puede ser causado por cambios en los propios

Study of polymer-based drilling fluids

This paper addresses the polymer-based drilling fluids used in the La Brecha production zone, Campeche.

Dolomitized carbonate formations of vugular porosity, with Upper Cretaceous Breccia age, were located during the drilling of hydrocarbon producing reservoirs in Campeche. They were found at an average depth that ranges between 3,600 and 4,800 vertical meters. Under normal conditions, they make drilling difficult, as they damage the formation due to total loss of circulation events.

For this investigation, several historical cases of reservoirs that used this mud in their completion and presented damage to the formation were analyzed. Taking into consideration affectations registered indirectly



fluidos de perforación. Las afectaciones ocasionadas por fluidos pueden deberse a un cambio en la viscosidad aparente en la fase petróleo o a modificaciones en la permeabilidad relativa. Este tipo de daños pueden considerarse temporales, porque los fluidos son móviles y, teóricamente, son removibles de la vecindad del pozo.

Conclusión: El uso de fluidos base agua de mar en la etapa de perforación del yacimiento puede causar precipitación de incrustaciones inorgánicas, generadas por el agua de mar. Lo anterior ocurre debido a su contenido de sulfatos que cuando interactúan con el agua de formación pueden precipitar sulfato de calcio, sulfato de bario o sulfato de estroncio.

Dichos fluidos tienen el potencial de causar problemas de producción. Por ello, su uso deberá controlarse mediante aditivos que prevengan la problemática. ☺

due to a pressure drop by means of bottom sensors or an increase in the cleaning time.

Changes in the drilling fluids may damage the formation. Fluid effects could happen due to a change in apparent viscosity in the oil phase or to changes in relative permeability. This type of damage may be regarded as temporary because the fluids are mobile and theoretically removable from the vicinity of the reservoir.

Conclusion: The use of seawater-based fluids in the drilling stage of the reservoir may cause precipitation of inorganic scale, generated by the seawater. This occurs due to their sulfate content which when interacting with water formations can precipitate calcium sulfate, barium sulfate, or strontium sulfate.

These fluids can cause production problems. Therefore, their use should be controlled by additives that prevent the problem. ☺



Optimización de la inyección alterna en yacimientos

El presente estudio abordó la optimización en la inyección alterna de vapor con la adición de gas metano en yacimientos de arenas no consolidadas de aceite extrapesado de la región sur de México. La finalidad fue incrementar el factor de recuperación.

Por / By: Tayde Rebeca Prieto Sosa, José Antonio González Guevara, Silvia María Chávez Morales y Modesto Mercado Martínez

A partir de 1964, el campo de estudio “ST” inició su explotación de aceite pesado en el Terciario con el pozo S2. No obstante, hasta 2009 comenzó la ejecución de prueba piloto de inyección alterna de vapor en los pozos S916, S948, S922, S913H, S901 y S915H para la explotación de aceite extrapesado de manera exitosa.

En el 2011 se extendió la masificación de inyección alterna y se obtuvo su máxima producción en mayo de 2014 con 21,900 bpd. Actualmente se cuenta con una producción acumulada de 31.5 MMB y un factor de recuperación del 5.3%, obtenida a través de aproximadamente 1,200 estimulaciones térmicas.

La plataforma de producción del proyecto “ST” se encuentra sostenida

Optimization of alternating field injection

This study addressed the topic related to the optimization of alternate steam injection with the addition of methane gas in unconsolidated extra-heavy oil sands reservoirs in the southern region of Mexico. The purpose was to increase the recovery factor.

From 1964, the field of study “ST” began its exploitation of heavy oil in the Tertiary with the S2 well. However, until 2009, started the execution of the pilot test of alternate steam injection in wells S916, S948, S922, S913H, S901, and S915H for the successful exploitation of extra-heavy oil.

In 2011, the massification of alternating injection was extended and its maximum



en un 65% por la producción atribuible a las estimulaciones térmicas; sin embargo, debido al comportamiento real del método de inyección alterna de vapor, se ha recurrido al diseño de la optimización del proceso. Esto con el fin de incrementar el factor de recuperación y atenuar la declinación de producción.

En cada ciclo se obtuvo una producción de aceite menor en un orden del 5 al 20% y una reducción de la presión del yacimiento en un orden de 3 a 10 kg/cm². Igualmente, resultó un incremento del corte de agua del 5 al 10% y un aumento del tiempo de desalojo, así como la disminución de la Relación Petróleo Vapor de 7 a 0.5 bls/bls.

Así, se siguió la finalidad de dar a conocer una alternativa para optimizar el proceso de inyección alterna de vapor. Esto se realizó mediante la inyección de gas metano, como un gas con miscibilidad parcial, y sus efectos durante la inyección con resultados positivos de producción. ☺



production was obtained in May 2014 with 21,900 bpd. Currently, there is an accumulated production of 31.5 MMb and a recovery factor of 5.3%, obtained through approximately 1,200 thermal stimulations.

The production platform of the “ST” project is supported by 65% of the production attributable to the thermal stimulations; however, due to the real behavior of the alternative steam injection method, the design of the process optimization has been used. This was done in order to increase the recovery factor and attenuate the decline in production.

In each cycle, lower oil production was obtained in the order of 5 to 20% and a reduction of the reservoir pressure in the order of 3 to 10 kg/cm². Likewise, there was an increase in the water cut of 5 to 10% and an increase in the time of eviction, as well as a decrease in the Oil-Steam Ratio from 7 to 0.5 bls/bls.

Therefore, the aim was to make known an alternative to optimize the process of alternate steam injection. This was done by injecting methane gas, as a gas with partial miscibility, and its effects during injection with positive production results. ☺



Modelo Integral de Desarrollo de Capital Humano en pozos

Mediante el Modelo Integral de Desarrollo del Capital Humano (MIDCH), Pemex reconoce que su éxito está ligado a la formación y desarrollo que se logre en su fuerza laboral. Este modelo permitirá fortalecer y desarrollar las competencias conductuales, académicas y de técnico-seguridad en Perforación y Servicios.

Por / By : M.I. Francisco Lago Alonso, Dr. Carlos Pérez Téllez y M.I. Roberto Gerardo Banda Morato

Para el estudio se implementaron nuevos modelos de competencias técnicas y se redefinieron los perfiles en las mediciones de competencias profesionales. En las líneas de negocio de Servicios a pozos, se integraron los perfiles de puesto por especialidad. Esto permite transitar en la homologación de categorías y derivar en planes de carrera que aseguren la transferencia de conocimientos técnicos del personal operativo.

Se llevó a cabo la medición de competencias de todo el personal operativo de línea de acero, cementaciones, registros geofísicos, laboratorios y conservación de equipos. Para ello, se caracterizó el nivel de dominio técnico, permitiendo diseñar los programas de entrenamiento a nivel quirúrgico.

Los resultados del entrenamiento se midieron a través del Indicador de Formación Técnica con impacto al negocio, único en el negocio de servicios a pozos. Dicho indicador permite dar seguimiento al desarrollo de las competencias y su impacto en la eficiencia operativa, así como al abatimiento de accidentes y la rotación de personal.

Desarrollo

Lo programas de capacitación en las empresas, constituyen un factor importante en la mejora de la productividad; siempre y cuando estos estén vinculados con los objetivos estratégicos de la organización.

El investigador William Thomson decía que “lo que no se mide no se mejora, lo que no se mejora se degrada”; con lo que toma aún más fuerza la necesidad de contar con un modelo de competencias y un indicador que permita direccionarlos hacia la generación de valor. Es



Integral Model of Human Capital Development in Reservoirs

Through the Integral Model of Human Capital Development (MIDCH by its acronym in Spanish), Pemex acknowledges that its success is linked to the training and development achieved in its workforce. This model will strengthen and develop behavioral, academic, and technical-safety competencies in Drilling and Services.

For the study, new models of technical competencies were implemented and the profiles in the measurements of professional competencies were redefined. In the business lines of Services to Reservoirs, job profiles were integrated by specialty. This enabled the homologation of categories and derived in career plans that guaranteed the transmission of technical knowledge of the operational personnel.

Competence measurements were carried out for all operational personnel in steel lines, cementing, geophysical records,



importante mencionar que pocos autores han consolidado un indicador que mida, con una relación directa, el impacto que un programa de capacitación en las empresas. Esto es aún menos común en empresas perforadoras, donde los indicadores de capacitación son eventos cumplidos, horas de capacitación y cumplimiento de los planes de carrera.

Contar con un indicador de impacto de la capacitación, permitirá la mejora de procesos de selección sensibles a la mejora de productividad de los procesos de servicios a pozos; Se logrará la integración del capital humano en un menor tiempo.

Un beneficio tangible es la reducción en los costos de capacitación, no solo por horas-aula; sino por el fortalecimiento de brechas específicas que mejoren los procesos. Lo cual, a su vez, conllevará la reducción de los gastos por esperas, problemas, fallas u operaciones lentas por falta de competencias.

Si medimos del impacto de la capacitación en los indicadores clave de nuestra empresa, no solo en cumplimiento; sino de manera que a través de una matriz podamos identificar tendencias al tripular nuestros equipos.

Conclusión

Podemos determinar una relación directa entre la implementación de los modelos de competencias técnicos y los de seguridad de la organización. Siendo incremental la eficiencia conforme se consolidan los modelos.

Hoy en día podemos medir el impacto que la inversión en Formación Técnica genera en el negocio y se ha establecido el nuevo paradigma: la generación de valor por Formación Técnica es tangible. El manejo de información es práctico. ☺

laboratories, and equipment maintenance. To this end, the level of technical mastery was characterized, allowing the precise design of training programs.

Training results were measured through the Technical Training Indicator with Business Impact, unique in the reservoir service business. This indicator enables the monitorization of skills development and its impact on operational efficiency, as well as accident reduction and personnel turnover.

Development

In-company training programs are an important factor in improving productivity, as long as they are linked to the strategic objectives of the organization.

The researcher William Thomson said that “what is not measured is not improved, what is not improved is degraded”; so the need to have a model of competences and an indicator that allows directing them towards the generation of value takes even more strength. It is important to mention that few authors have consolidated an indicator that measures, with a direct relation, the impact that a training program has on companies. This is even less common in drilling companies, where training indicators are events completed, hours of training, and compliance with career plans.

Having a training impact indicator will allow for the improvement of selection processes that are sensitive to the improvement of productivity in well services processes; the integration of human capital will be achieved in less time.

A tangible benefit is a reduction in training costs, not only by classroom hours but also by strengthening specific gaps that improve processes. This, in turn, will lead to a reduction in expenses due to delays, problems, failures, or slow operations caused by a lack of skills.

If we measure the impact of training on the key indicators of our company, not only in compliance but through a matrix we can identify trends in the crew of our teams.

Conclusion

We can determine a direct relationship between the implementation of the technical competence models and the security models of the organization. Efficiency is increased as the models are consolidated.

Today we can measure the impact that investment in Technical Training generates in the business and the new paradigm has been established: the generation of value by Technical Training is tangible. Information management is practical. ☺

Soluciones integrales para optimizar diseños de sistemas BEC

El trabajo evalúa la productividad, revisa las condiciones de yacimiento y valora la aplicabilidad de la tecnología BEC en pozos con presencia de sólidos.

Por / By : Emaglin Hernández, Sarita Sandoval y Juan Almeida

Usualmente, las empresas operadoras y los proveedores de servicios de sistemas artificiales de producción tienen intereses distintos relacionados con reducir o aumentar el 'runlife' de los equipos BEC. Por un lado, una vida útil larga implica la reducción en costos y tiempos de inactividad para el operador. Por otro lado, una vida útil corta proporciona al proveedor de sistemas BEC la oportunidad de incrementar las ventas de equipo.





Comprehensive solutions for the optimization of BEC system designs

This work evaluates productivity, reviews reservoir conditions, and assesses the applicability of BEC technology in reservoirs with the presence of solids.

El objetivo de este documento fue presentar la nueva visión y metodología de trabajo de Baker Hughes Company. El nuevo enfoque busca apoyar a las empresas operadoras en la evaluación de soluciones. Como consecuencia, podrán optimizarse los sistemas BEC en pozo con posibles problemas de “arenamiento”.

En esta presentación se mostraron configuraciones factibles en las diferentes etapas de operación de campos. Las configuraciones evaluadas incluyen monitoreo permanente de parámetros de yacimiento, aseguramiento de flujo, sistemas de respaldo con BEC y/o bombeo neumático. También se analizaron las configuraciones de uso de dispositivos estáticos para separación de sólidos en fondo y las consideraciones asociadas a riesgos inherentes en operaciones costa afuera. ☺

Typically, operators and artificial production systems service providers have different interests regarding the reduction or increase of BEC’s equipment runlife. On the one hand, a long life means reduced costs and downtime for the operator. On the other hand, a short service life provides the BEC system supplier with the opportunity to increase equipment sales.

The objective of this document was to present the new vision and working methodology of Baker Hughes Company. The new approach seeks to support the operator companies in the

evaluation of solutions. As a consequence, BEC systems in wells with possible “sandblasting” problems can be optimized.

In this presentation, feasible configurations in the different stages of field operation were shown. Configurations evaluated include permanent monitoring of reservoir parameters, flow assurance, BEC backup systems, and/or pneumatic pumping. The configurations of using static devices for solids separation at the bottom and the considerations associated with risks inherent in offshore operations were also analyzed. ☺

Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada

El estudio describe los objetivos de los lineamientos de recuperación secundaria y mejorada, así como sus implicaciones en la producción futura de hidrocarburos en México. Además, atiende a la rentabilidad de los proyectos.



Por / By : Néstor Martínez Romero, Ulises Neri Flores, Héctor Silva González y León Daniel Mena Velázquez (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

En México, la Reforma Energética de 2013 creó un punto de inflexión que permitió la apertura del sector energético a la inversión privada. Desde entonces, ha incentivado la competitividad de la industria hacia un nuevo modelo de extracción de hidrocarburos. Tal hecho histórico es relevante si consideramos que el factor de recuperación de los campos mexicanos aún es bajo comparado con el promedio internacional.

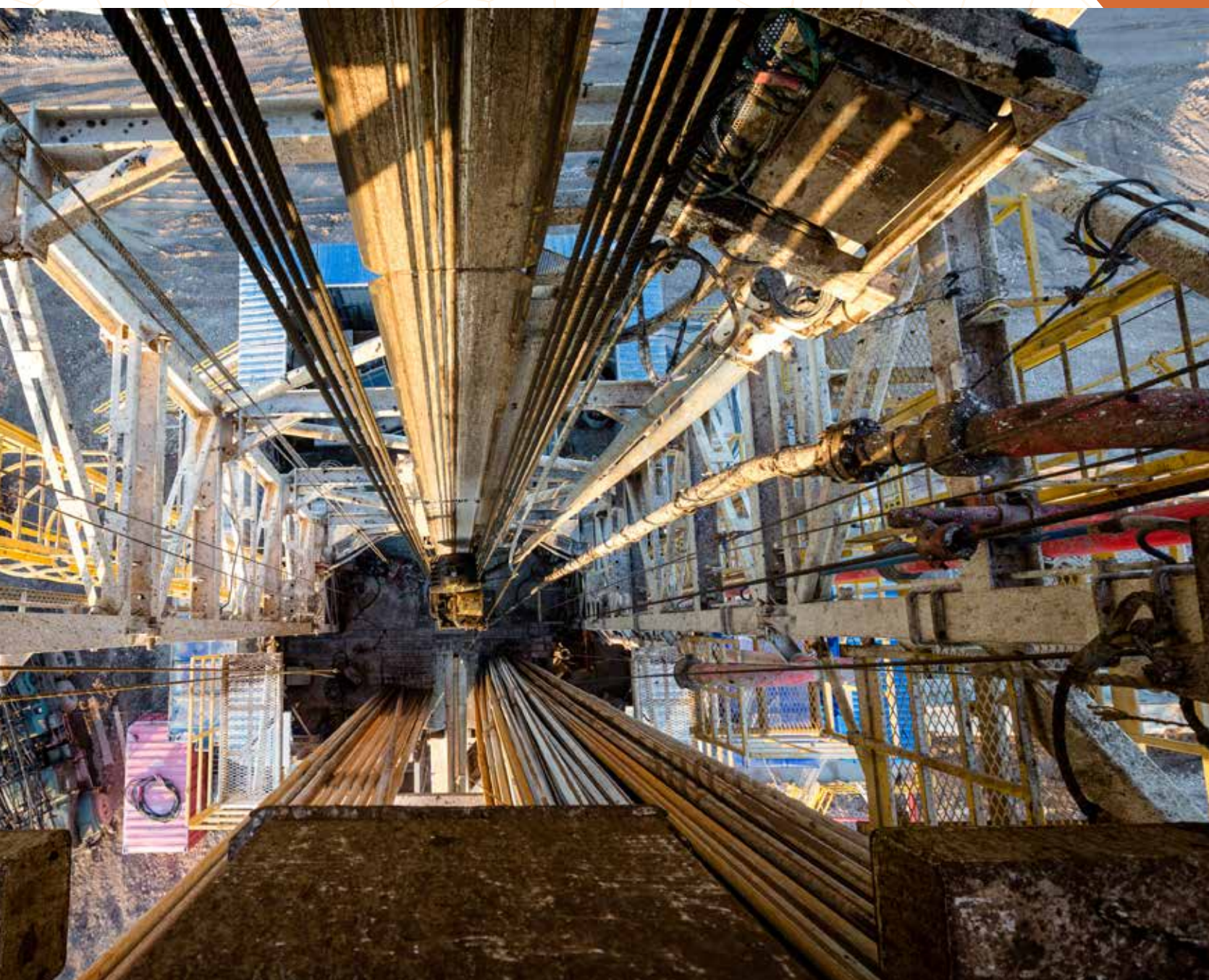
También es clave para la producción si se contempla que las leyes apuntan como mandato de la Comisión Nacional de Hidrocarburos “elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y Gas Natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables”. Este trabajo se dio a la tarea de elaborar los lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada, con el objetivo de promover la producción de petróleo y gas por medio de la implementación de los procesos de recuperación adicional en los yacimientos de México.

Technical guidelines on secondary and enhanced oil recovery

The study describes the objectives of the secondary and enhanced oil recovery guidelines, as well as their implications for future hydrocarbon production in Mexico. It also addresses the profitability of the projects.

In Mexico, the Energy Reform of 2013 created a turning point that allowed the opening of the energy sector to private investment. Since then, it has encouraged the industry’s competitiveness towards a new model of hydrocarbon extraction. Such historical fact is relevant if we consider that the recovery factor of Mexican fields is still low compared to the international average.

It is also key to production if we consider that the laws point out as a mandate of the National Hydrocarbons



Los lineamientos consideran como prioridad la rentabilidad positiva de los proyectos para el Estado y los operadores petroleros. Al respecto, un punto importante de esta regulación es la sinergia que busca con la implementación de tecnologías limpias como: la Captura, Secuestro y Uso de CO₂ (CCUS, por sus siglas en inglés) y la recuperación solar de petróleo (SEOR, por sus siglas en inglés).

Para el diseño de las normas se mantuvo una estrecha comunicación con la Secretaría de Energía y la SEMARNAT. También se contactó a los operadores petroleros para que los lineamientos fueran eficientes y coadyuvaran en el análisis técnico y económico de tecnologías limpias que permitan incrementar la producción de petróleo y gas en los campos de México de forma sustentable. Asimismo, se buscó que contribuyeran con los objetivos y compromisos adquiridos por el país relacionados con el cambio climático. ☺

Commission “to raise the recovery factor and the obtaining of the maximum volume of crude oil and Natural Gas in the long term, in economically viable conditions”. This work focused on the elaboration of technical guidelines in the area of secondary and improved oil recovery, to promote oil and gas production through the implementation of additional recovery processes in Mexico’s reservoirs.

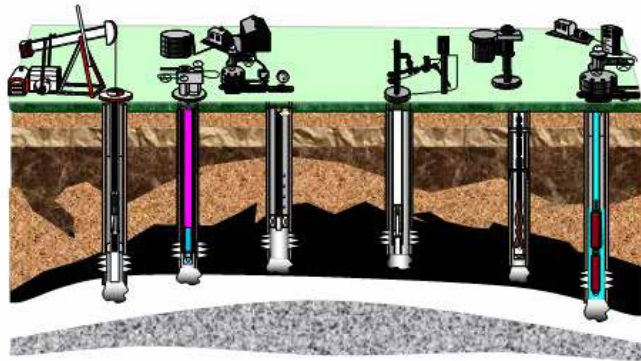
The guidelines consider as a priority the positive profitability of the projects for the State and the oil operators. In this regard, an important point of this regulation is that it seeks synergy with the implementation of clean technologies such as: the Capture, Sequestration

and Use of CO₂ (CCUS) and solar oil recovery (SEOR).

For the design of the standards, close communication was maintained with the Secretariat of Energy and SEMARNAT (by its acronym in Spanish). Oil operators were also contacted so that the regulations would be efficient and would help in the technical and economic analysis of clean technologies to increase oil and gas production in Mexico’s fields in a sustainable manner. Likewise, it was sought that the guidelines contribute to the objectives and commitments acquired by the country related to climate change. ☺

Sistemas artificiales de producción en pozos: SESAP

En la industria petrolera hay una necesidad creciente de instalación de sistemas artificiales de producción (SAP) en pozos. Por ello, en el CMP 2019, Ingenieros de Instituto Mexicano del Petróleo presentaron este trabajo al respecto.



Por / By : Carlos Arturo Cadenas Ledesma, Saúl Bautista Fragoso, Roger José Guerra González y Juan Urbina Hernández

Hablaron sobre los campos que se encuentran en una etapa madura y con baja presión disponible, para los cuales es necesario contar con herramientas para simulación, diseño y evaluación de los diferentes sistemas de levantamiento artificial. Debido a lo anterior, es relevante determinar cuál es el sistema que se adecúa mejor a cada situación presente y futura.

Adicionalmente, la selección del SAP más compatible para un yacimiento específico, contribuye a aumentar o mantener la producción. Por ello, se han desarrollado diferentes metodologías para aumentar la eficiencia en la selección de sistemas artificiales. Un ejemplo de dichas metodologías son los Sistemas Expertos (SE).

Con el SESAP (Sistema Experto para Sistemas Artificiales de Producción) desarrollado por el

Artificial Production Systems in Wells: SESAP

In the oil industry there is a growing need to install artificial production systems (SAP by its acronym in Spanish) in reservoirs. Therefore, at the CMP 2019, Engineers from the Mexican Petroleum Institute presented this paper on this subject.

They talked about fields that are in a mature stage and with low available pressure, for which it is necessary to have tools for simulation, design, and evaluation of the different artificial lifting systems. Due to the above, it is relevant to determine which system suits best each present and future situation.

Additionally, the selection of the most compatible SAP for a specific field contributes to increasing or



Instituto Mexicano del Petróleo, se obtiene una herramienta de software. Dicho instrumento tiene la capacidad de realizar una selección cualitativa del sistema artificial óptimo, tomando como base la mínima información necesaria.

SESAP también utiliza escenarios presentes y futuros probables para dar una predicción técnica y económica sobre la implementación de un sistema artificial determinado. El software es reprogramable, lo que permite modificar la toma de decisiones en la determinación técnica. Los costos introducidos podrán ser ajustados a los referentes en cada contrato.

La rentabilidad de cada sistema, técnica y económicamente viable, será presentada y jerarquizada dando la mejor opción para su aplicación. Esta herramienta de software es de gran utilidad para aquellas operadoras que pretendan realizar el desarrollo de campos petroleros; o requieran definir cuál será el sistema artificial óptimo para su campo en una etapa temprana. ☺

maintaining production. Therefore, different methodologies have been developed to increase efficiency in the selection of artificial systems. An example of such methodologies are the Expert Systems.

The SESAP (Expert System for Artificial Production Systems) developed by the Mexican Petroleum Institute, provides a software tool. This instrument is capable of making a qualitative selection of the optimal artificial system, based on the minimum information necessary.

SESAP also uses present and probable future scenarios to give technical and economic predictions about the implementation of a given artificial system. The software is reprogrammable, which allows the modification of the decision-making process in the technical determination. The costs introduced can be adjusted to those referenced in each contract.

The profitability of each system, technically and economically viable, will be presented and prioritized giving the best option for its application. This software tool is very useful for those operators who intend to carry out the development of oil fields or require to define which will be the optimal artificial system for their field in an early stage. ☺

Tratamiento preventivo de ácido sin agua en campos maduros

El mantenimiento de la producción en activos de campos maduros es un proceso constante. Las características del fluido del yacimiento durante las etapas de producción varían a lo largo del tiempo. La presencia de fluidos indeseables, como la corriente de agua o gas, puede reducir el potencial máximo de un pozo.

Por / By : Katia Rosa Campos Monroy,
 Miguel Ángel Madrigal,
 Alejandro Javier Flores Nery
 y Eber Medina

Este trabajo presentó un historial de 4 años de aplicaciones de tratamiento de ácido sin agua. También se discutieron las condiciones del yacimiento, así como las técnicas de bombeo, las pruebas de laboratorio requeridas y las condiciones operativas.

En algunos campos de la región sur de México, la composición del aceite tiene una alta tendencia a precipitar sustancias orgánicas, principalmente asfaltenos. La litología primaria del reservorio es la piedra caliza o dolomita, con algunas formaciones de arenisca.

Las propiedades físicas del petróleo crudo en esta área tienen un API de 30 a 35; un contenido de parafina de 0.4 a 19% y un contenido de asfaltenos de hasta un 21%. Periódicamente, es necesario realizar intervenciones de limpieza para mantener la producción o, en algunos

Preventive waterless acid treatment in mature fields

The maintenance of production on mature field assets is a constant process. The characteristics of the reservoir's fluid during the production stages vary over time. Also, the presence of undesirable fluids, such as water or gas flow, can reduce the maximum potential of a reservoir.

This paper presented a 4-year record of waterless acid treatment applications. Reservoir conditions were also discussed, as well as pumping techniques, required laboratory tests, and operating conditions.

In some fields in the Mexican southern region, the oil composition has a high tendency to precipitate organic substances, mainly asphaltens. The primary lithology of the reservoir is limestone or dolomite, with some sandstone formations.





casos, restaurar el pozo a la producción debido a la presencia de los materiales mencionados anteriormente.

Las condiciones del pozo de superficie, como la presión y la temperatura, se monitorean continuamente. Esta medida ayuda a los ingenieros de producción a determinar cuándo se requiere una intervención de limpieza. Además, los resultados se utilizan para determinar si la estimulación del pozo y / o el decapado de tubos son necesarios.

Debido a la naturaleza del daño, los sistemas basados en aromáticos se utilizan normalmente durante tales intervenciones. Por lo tanto, los tratamientos de ácido sin agua con un portador de hidrocarburos se han implementado con buenos resultados.

En conclusión: La técnica de estimulación ácida sin agua ha ayudado a mantener la producción en el campo y se puede utilizar como tratamiento preventivo.

El trabajo fue presentado en el Congreso Mexicano 2019 por ingenieros de Halliburton, una empresa de prestación de servicios en yacimientos petroleros. 🌐

The physical properties of crude oil in this area have an API of 30 to 35; a paraffin content of 0.4 to 19% and an asphaltene content of up to 21%. It is important to make periodic clean-up interventions to maintain production or, in some cases, restore the reservoir to production due to the presence of the materials listed above.

Surface reservoir conditions, such as pressure and temperature, are continuously monitored. This action helps production engineers determine when a clean-up intervention is required. In addition, the results are used to determine if reservoir stimulation and/or pipe stripping are required.

Due to the nature of the damage, aromatic-based systems are normally used during such interventions. Therefore, waterless acid treatments with a hydrocarbon carrier have been implemented with good results.

In conclusion: The waterless acid stimulation technique has helped to maintain production in the field and can be used as a preventive treatment.

It was presented at the Mexican Congress 2019 by engineers from Halliburton, an oilfield service company. 🌐



Implementación de un sistema de control para la planta de gas La Jovita

El sistema integral de compresión de 50 mmpcd de gas natural “La Jovita” tiene como objetivo principal suministrar de gas natural a la 36 Central de Ciclo Combinado (CCC) Baja California III. Esto con la finalidad de asegurar la continua operación de los equipos dinámicos pertenecientes a dicha CCC.

Por / By : Sergio Santos Ferrari

El sistema La Jovita está provisto de aguas arriba (upstream) por la corriente de gas natural proveniente del LNG SPUR, el cual de acuerdo a su diseño tiene una máxima presión de operación de 1480 PSIG. También cuenta con aguas abajo (downstream). Dicho sistema descarga a la EMRyC para su medición y manejo.

La presión de operación min/máx disponible en el punto de interconexión para el suministro de los 50 MMPCD es de 500/800 PSIG. El sistema integral está constituido por un arreglo de dos unidades Motocompresoras, MC-100 y MC-200, que son los principales equipos encargados de

Implementation of a control system for La Jovita gas plant

“La Jovita”, an integral natural gas compression system of 50 million cubic feet per day, has as its main objective to supply natural gas to the 36th Combined Cycle Plant (CCC, by its acronym in Spanish) Baja California III. The purpose of this is to ensure the continuous operation of the dynamic equipment belonging to the CCC.



La Jovita system is supplied upstream by the natural gas flow from the LNG SPUR, which according to its design has a maximum operating pressure of 1480 PSIG. It also has downstream. This system discharges to the EMRYC for its measurement and handling.

The min/max operating pressure available at the interface for the supply of the 50 million cubic feet per day is 500/800 PSIG. The integral system is constituted by an arrangement of two motor compressor units, MC-100 and MC-200, which are the main equipment in charge

realizar el trabajo requerido para el incremento de la presión del gas natural.

Dichos materiales son del tipo reciprocante a una sola etapa de compresión, configurados 1+1 para mantener una disponibilidad operativa del 100%, con una capacidad de manejo de flujo de 50 mmpcd. La instalación fue diseñada para operar con gas natural tanto en sus cabezales principales, como en sus sistemas auxiliares de instrumentación y control.

Al contar con un sistema de control se aseguró la operación continua del sistema de compresión y se garantizó la generación eléctrica interconectada a la misma. El sistema trabaja de manera automática realizando su secuencia de arranque, lubricación, recirculación y compresión aumentando la confiabilidad operativa. ☺

of performing the work required for the increase of the natural gas pressure.

These machines are of the reciprocating type with a single compression stage, configured 1+1 to maintain 100% operational availability, with a flow management capacity of 50 million cubic feet per day. The facility was designed to operate with natural gas in its main heads as well as in its auxiliary instrumentation and control systems.

Having a control system ensured the continued operation of the compression system, and guaranteed the interconnected electricity generation. The system works in an automatic way making its sequence of starting, lubrication, recirculation and compression increasing the operative reliability. ☺

Solución analítica de pruebas de presión en pozos

El objetivo de este trabajo fue presentar por primera vez una solución analítica para el estudio de pruebas de presión en pozos parcialmente penetrantes ubicados en yacimientos naturalmente fracturados con geometría fractal.



Por / By : Ricardo Posadas Mondragón y
Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

La teoría fractal se utilizó para capturar la distribución no uniforme y los distintos grados de conectividad de la red de fracturas. El modelo con geometría fractal es una opción apropiada para capturar la heterogeneidad y anisotropía de yacimientos. Su idoneidad se debe a que refleja mejor la complejidad de las líneas de flujo que los modelos Euclidianos de flujo. Lo anterior permite obtener una mejor caracterización del medio poroso.

La solución propuesta toma en cuenta las variaciones de densidad de fracturas, la cual impacta la porosidad y la permeabilidad de la red de fracturas; así como la distribución del tamaño de los bloques de matriz consecuencia del proceso de fracturamiento.

Esta solución fue obtenida usando “Transformada de Laplace”, “Separación de Variables”

Analytical solution for reservoir pressure testing

The objective of this work was to present, for the first time, an analytical solution for the study of pressure testing in partially penetrating reservoirs located in naturally fractured fields. This alternative uses fractal geometry.

The fractal theory was used to capture the uneven distribution and diverse degrees of connectivity of the fracture network. This geometry model is an appropriate choice to capture reservoir heterogeneity and anisotropy because it reflects the complexity of flow lines better than Euclidean flow models. This allows a greater characterization of the porous medium.

The proposed solution considers the fractures' density variations, which impact the porosity and permeability of the fracture network; as well as



y “el producto de Newman”; generalizando soluciones previas que consideran una formulación Euclidiana. Además, contemplan una distribución uniforme de fracturas, que están completamente conectadas y con un tamaño de bloque de matriz constante.

También se mostraron varios casos sintéticos obtenidos con la solución analítica propuesta. Lo anterior con el propósito de mostrar la influencia de diferentes parámetros involucrados en el comportamiento de las pruebas.

Conclusión: La solución fractal propuesta fue importante para yacimientos que tienen la influencia de un acuífero, debido a que la red de fracturas establece las rutas preferenciales para el avance de agua. ☺

the size distribution of the matrix blocks as a consequence of the fracturing process.

The solution was obtained using “Laplace’s Transformation”, “Separation of Variables” and “Newman’s product”, generalizing previous solutions that consider a Euclidean formulation. And, in addition, contemplate a uniform distribution of fractures that are completely connected and with a constant matrix block size.

The research also shows several synthetic cases obtained with the proposed analytical solution. This illustrates the influence of different parameters involved in the testing behavior.

Conclusion: The fractal solution proposed was important for deposits that have the influence of an aquifer, because the fracture network establishes the preferential routes for water advance. ☺

El desafío requería contar con la certeza de la existencia de cemento entre las TR's
 / The challenge required certainty of the existence of cement among the CP's

Primer Ventana en triple tubería de revestimiento en México: caso de éxito, campo Zaap

La formación productora Brecha Cretácico Superior del campo Zaap (Figura 1) es un área con alta densidad de pozos perforados; tiene una producción promedio de 297,000 barriles por día (bpd). Por lo tanto, resulta más económico realizar re-entradas que perforar pozos nuevos, debido a que se eliminan costos de perforación asociados a la compra de cabezales de producción, tuberías de revestimiento (TR) y corridas de introducción de TR hasta la superficie.

First Window in Triple-Pipe Casing in Mexico: Success Story, Zaap Field

The Upper Cretaceous producing formation in the Zaap field (Figure 1) is an area with a high concentration of drilled wells; it has an average production of 297,000 barrels per day (bpd). Therefore, it is more cost-effective to re-enter than to drill new wells because drilling costs associated with the purchase of production heads, casing pipes (CP), and CP runs to the surface are eliminated.

Autores / Authors:
 Andrés Isaac Merchan Nájera, Oscar Omar Ramírez Amayo (Petróleos Mexicanos) y Jonathan Leal (Baker Hughes)

Este documento presenta el caso de estudio de la apertura de una ventana en tres TR's. Se seleccionó un pozo previamente perforado en el campo Zaap, donde el arreglo de tuberías de revestimiento representó un reto nunca antes visto; mismo que fue superado con éxito durante la ejecución de las operaciones.

El Activo Integral de Producción Bloque AS01-02 (AIPBAS01-02), perteneciente a Petróleos Mexicanos (PEMEX), pretendía recuperar la producción del pozo Zaap 5V. Este pozo fue cerrado en el 2015 debido a su producción con alto porcentaje de agua. Por lo cual, derivado de las limitaciones de conductores libres en la plataforma Zaap B Adosado, se analizaron otras alternativas para reintegrar el pozo a producción. Se determinó que la alternativa más viable era efectuar la apertura de una ventana a través de 3 tuberías de revestimiento (11 7/8", 71 lb/ft; 13 3/8", 72 lb/ft; 16", 109 lb/ft). Lo anterior representó un gran desafío para la industria petrolera en México, por ser la primera ocasión en realizarse un trabajo de tal envergadura a nivel nacional.

This paper presents a case study of an opening window in three CP's. A previously drilled well was selected in the Zaap field, where the casing pipe arrangement posed an unprecedented challenge, which was successfully overcome during the operations.

The Integral Production Asset Block AS01-02 (AIPBAS01-02), belonging to Petróleos Mexicanos (PEMEX), was intended to recover the Zaap 5V well production. This well was closed in 2015 due to its production with a high water percentage. Therefore, due to the limitations of free conductors in the Zaap B Adosado platform, other alternatives were analyzed to reintegrate the well into production. It was found that the most viable option was to open a window through 3 casing pipes (11 7/8", 71 lb/ft; 13 3/8", 72 lb/ft; 16", 109 lb/ft). This was a great challenge for the oil industry in Mexico, as it was the first time that such a large project was carried out at a national level.

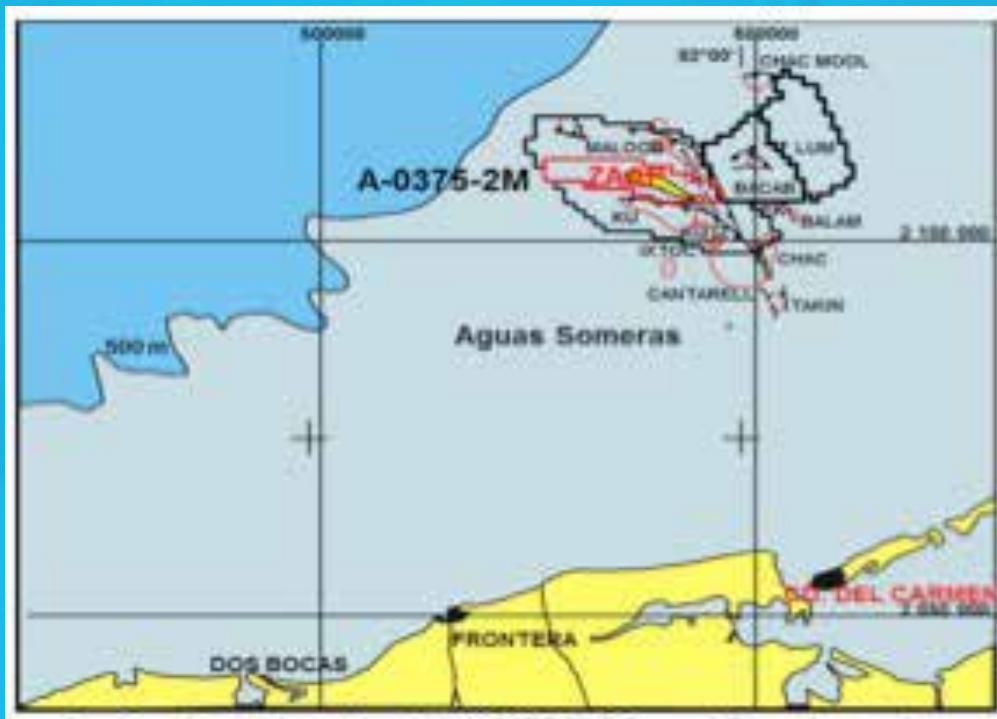


Figura 1. Campo Zaap del Activo Integral de Producción Bloque AS01-02 (AIPBAS01-02)

Figure 1. Zaap field of the Integral Production Asset Block AS01-02 (AIPBAS01-02)

Desafío

El objetivo principal de la intervención consistía en reintegrar el pozo a producción en la formación productora Cretácico Medio; el tema era cómo lograrlo, si solamente existía una opción. No obstante, dicha opción nunca había sido empleada en ningún pozo en México. Por lo cual, se presentaba como un desafío nunca antes visto para la industria petrolera nacional.

La solución

Para afrontar este desafío, el Activo Integral de Producción Bloque AS01-02 (AIPBAS01-02), perteneciente a Pemex Exploración y Producción (PEP), requería contar con la certeza de la existencia de cemento entre las TR's y la garantía de que las TR's no estaban excéntricas. Por tal motivo, la Coordinación de Especialidad de Diseño, Control y Evaluación de Intervenciones a Pozos (CEDCEIP) del AIPBAS01-02, diseñó una metodología para la apertura de ventanas en 3 TR's.

Challenge

The main objective of this intervention was to return the well to production in the Middle Cretaceous producing formation; the issue was how to achieve this, with only one option available. However, this option had never been used in any well in Mexico. Therefore, it was presented as a challenge for the national oil industry.

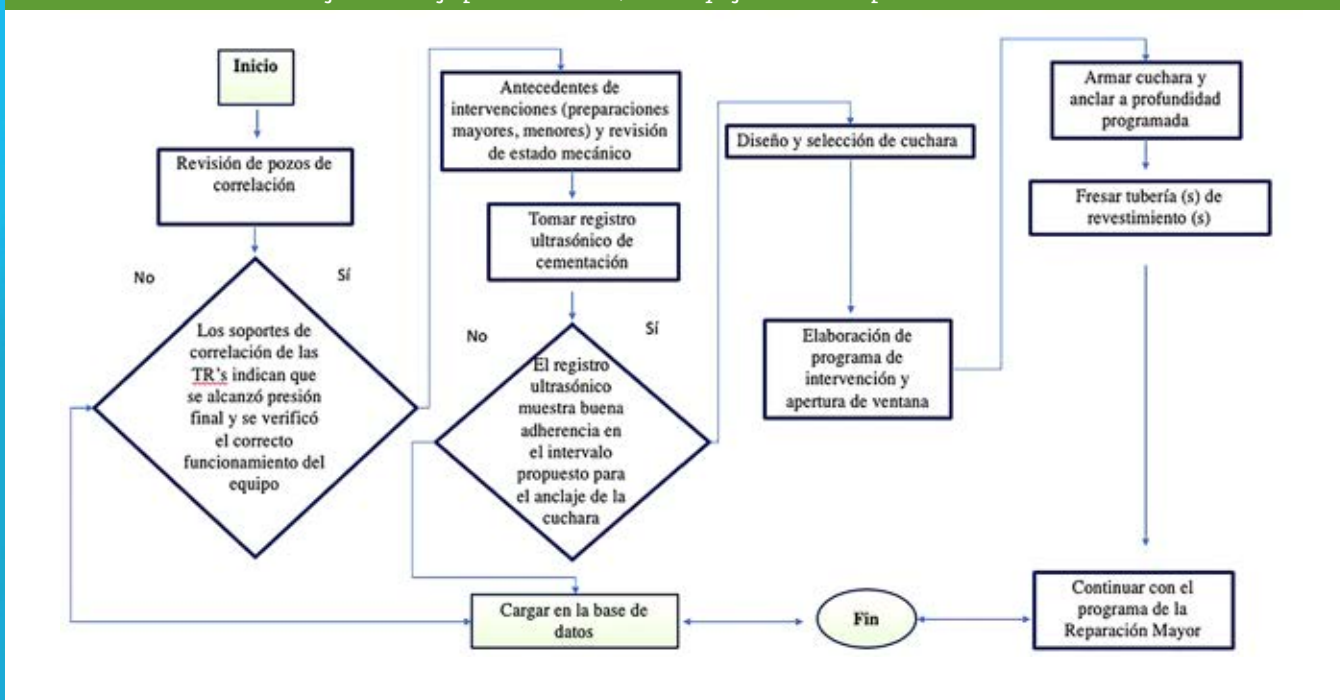
The Solution

To face this challenge, the Integral Production Asset Block AS01-02 (AIPBAS01-02), belonging to Pemex Exploration and Production (PEP), required the certainty of the existence of cement among the CPs and the guarantee that the CPs were not eccentric. For this reason, the Coordination of Specialized Design, Control, and Evaluation of Well Interventions (CEDCEIP, by its acronym in Spanish) of AIPBAS01-02, designed a methodology for opening windows in 3 CP's.

Figura 2. Metodología para apertura de ventana en 3 TR's

Figure 2. Window opening methodology in 3 CP's

Flujo de trabajo para el análisis, diseño y ejecución de apertura de ventana



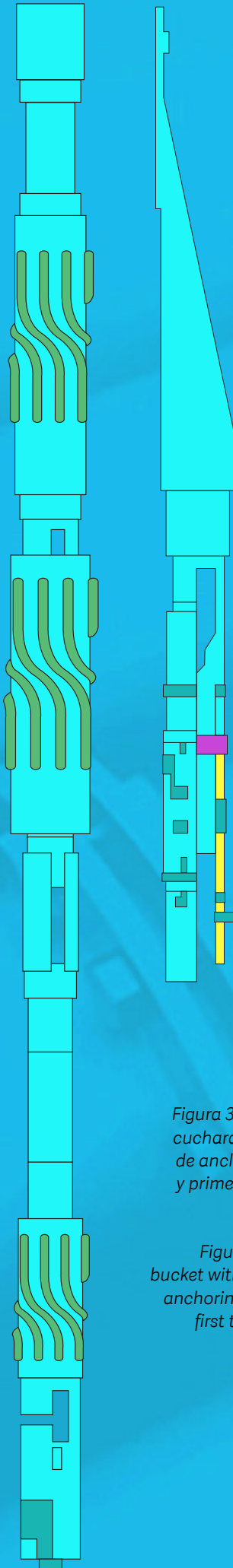


Figura 3. Primer viaje, cuchara con sistema de anclaje mecánico y primer conjunto de trimolinos

Figure 3. First trip, bucket with mechanical anchoring system and first trimolines' set

Desarrollo de Metodología

En la Figura 2 se presenta la metodología para los trabajos de apertura de ventanas en 3 TR´s para el AIPBAS01-02.

Ejecución

a) Análisis

Como primer parte del proceso, fue necesario recopilar información de trabajos anteriores y de pozos de correlación, previo a la ejecución del trabajo. Posteriormente, se llevaron a cabo reuniones periódicas entre las empresas de servicios y la CEDCEIP, para realizar la revisión de la información disponible.

El éxito de las operaciones recae, en gran medida, en la ingeniería conceptual y los trabajos previos a la ejecución del trabajo. Por tal motivo, antes de comenzar la planificación del trabajo, es importante realizar una adecuada selección de la cuchara y confirmar que la configuración de los trimolinos es aplicable para uno o múltiples TR´s en lo que respecta a la apertura de ventanas; resultando en un sistema de desviación robusto y confiable.

Por lo anterior, derivado de un análisis de ingeniería soportado con el registro de integridad de tuberías, se confirmó que no existía daño o desgaste significativo en la TR donde se anclaría la cuchara. Asimismo, con el apoyo del registro ultrasónico de cementación, se determinó la existencia de buena adherencia de cemento entre el espacio anular de la TR´s de 11 7/8" - 13 3/8" en el intervalo de 1439 a 1460 md.

En conjunto con la compañía de servicio, se eligió la cuchara con sistema de anclaje mecánico, debido al riesgo latente de manifestación del casquete de gas (presión en cabeza de 1100 psi en menos de 1 hora), colocando un retenedor ciego para TR de 11 7/8" como barrera de seguridad.

Tomando en consideración las premisas de seguridad y la selección del tipo de cuchara, se estableció como objetivo principal anclar la cuchara con trimolinos de 10 5/8" a 1439 md, lo que permitiría correr y cementar una tubería de revestimiento de 9 5/8" hasta 2524 md.

Methodology Development

Figure 2 shows the methodology for the window opening projects in 3 CP's for AIPBAS01-02.

Execution

a) Analysis

As a first part of the process, it was necessary to collect information from previous works and from correlation wells before the project's execution. Subsequently, regular meetings were held between the service companies and CEDCEIP to review the available information.

The success of the operations lies, to no small extent, in conceptual engineering and the work before the execution of the job. For this reason, before starting with the planning, it is essential to make an adequate selection of the bucket and confirm that the trimolines configuration is applicable for one or multiple CP's in terms of the window opening, resulting in a robust and reliable deviation system.

Therefore, derived from an engineering analysis supported by the pipeline integrity record, it was confirmed that there was no significant damage or wear on the CP where the grab would be anchored. Likewise, with the support of the ultrasonic cementing register, it was determined that there was good cement adherence between the CP's annular space of 11 7/8" - 13 3/8" from 1439 to 1460 md.

Along with the service company, the bucket with a mechanical anchorage system was chosen, due to the risk of gas cap manifestation (head pressure of 1100 psi in less than 1 hour), placing a blind retainer for CP of 11 7/8" as a security barrier.

Based on the security premises and the bucket type, it was established as a primary objective to

b) Ejecución

Se armó la cuchara para TR 11 7/8 con una sarta de trimolinos (Figura 3).

1. Molino para apertura de ventana con un diámetro externo (OD) de 10 5/8"
2. Molino inferior de 9 7/8" de OD
3. Junta flexible
4. Molino superior de 10 5/8" de OD

Continuó bajando la cuchara hasta 1447.73 md, donde tocó cima de retenedor con 1 tonelada en dos ocasiones; levantó la cuchara 1.5 metros a 1,446.23 md. Instaló cabina de registros y orientó cuchara con apoyo de registro giroscópico a 260.26°, de acuerdo con las recomendaciones de la compañía proveedora de la cuchara (Tabla 1).

Ancló cuchara a 1,447.73 md, procedió con la ruptura de pin de corte cargando hasta 50 klb sobre su peso (160 klb); levantó sarta 3 metros observando libre, aplicó 10 RPM; observando torque sostenido de 2500 lb/ft, dejando el tope de ventana a 1439.13 md.

Con trimolinos 10 5/8" a 1,439 md, realizó trabajo de apertura de 1,439.41 a 1,443.21 md, con un récord de 3.80 m en 20:41 hrs. Suspende apertura de ventana por incremento de tiempo en los últimos tres metros, tomando la decisión de recuperar la sarta en superficie y cambiar trimolinos.

Armó segunda sarta de trimolinos 10 5/8" y realizó trabajo de apertura de 1,443.21 a 1,446.21 md, con un récord de 3 m en 08:32 hrs; finalizando los 6.8 m de apertura de ventana. Posteriormente, perforó agujero de ratón de 1,446.21 a 1,455.21 md, con un récord de 9 m en 1:47 hrs. La prueba decisiva fue el paso libre de la sarta direccional a través de las TR's, permitiendo la perforación de la etapa hasta 2524 md (profundidad de asentamiento de la TR 9 7/8- 9 5/8") sin inconvenientes.

Conclusiones

La metodología para apertura de ventanas en triple TR's representó un caso de éxito para el AIPBAS01-02, dado que se realizó la apertura de la primera ventana de este tipo a nivel nacional.

El trabajo en conjunto tanto de la compañía operadora, como la compañía de servicio, fueron clave para evitar demoras o contratiempos durante la apertura de la ventana. Asimismo, la metodología antes descrita buscará ser replicada en todos los Activos Integrales de PEMEX, con la finalidad de atender la problemática en la caída de producción en pozos que están próximos a cerrar por la alta producción de agua en yacimientos maduros.

anchor said bucket with 10 5/8" to 1439 md trimolines, which would allow to run and cement a 9 5/8" casing up to 2524 md.

b) Execution

The bucket for CP 11 7/8 was assembled with a string of trimolines (Figure 3).

1. Window opening mill with an outside diameter (OD) of 10 5/8"
2. 9 7/8" OD lower mill
3. Flexible joint
4. Upper mill 10 5/8" OD

Continuing to lower the bucket to 1447.73 md, where it touched the top of the retainer with 1 ton on two occasions; it raised the bucket 1.5 meters to 1,446.23 md. Installed record cabin and oriented bucket with gyroscopic record support at 260.26°, according to the recommendations of the bucket supplier (Table 1).

Anchored bucket at 1,447.73 md, proceeded to break cutting pin carrying up to 50 klb over its weight (160 klb); lifted string 3 meters watching free, applied 10 RPM; observed sustained torque of 2500 lb/ft, leaving window stop at 1439.13 md.

With 10 5/8" trimolines at 1,439 md, performed opening work from 1,439.41 to 1,443.21 md, with a record of 3.80 m in 20:41 hrs. It suspended the opening of the window due to the increase of time in the last three meters, deciding to recover the string in surface and change trimolines.

Set up a second string of 10 5/8" trimolines and performed opening work from 1,443.21 to 1,446.21 md, with a record of 3 m in 08:32 hrs; finishing the 6.8 m of the window opening. Later, drilled mouse hole from 1,446.21 to 1,455.21 md, with a record of 9 m in 1:47 hrs. The decisive test was the free passage of the directional string through the CP's, allowing the drilling of the stage up to 2524 md (depth of settlement of the CP 9 7/8- 9 5/8") without inconvenience.

Conclusions

The methodology for opening windows in triple CP's was a success story for AIPBAS01-02 since the first window of this type was opened nationwide.

The joint work of both the operating company and the service company was vital to avoid delays or setbacks during the window opening. Likewise, the methodology described above will be replicated in all PEMEX's Integral Assets, in order to address the problem of declining production in wells that are close to closing due to high water production in mature fields.



Análisis integral para la predicción de problemas de aseguramiento de flujo

El Sistema de Transmisión del Área Central (CATS, por sus siglas en inglés) es una de las estaciones más importantes en el Mar del Norte para el procesamiento de gas natural y aceite.

Autor / Author: Víctor J. López Hernández,
Comisión Nacional de Hidrocarburos.
Fotografías / Pictures: © 2018 Chevron North
Sea Limited

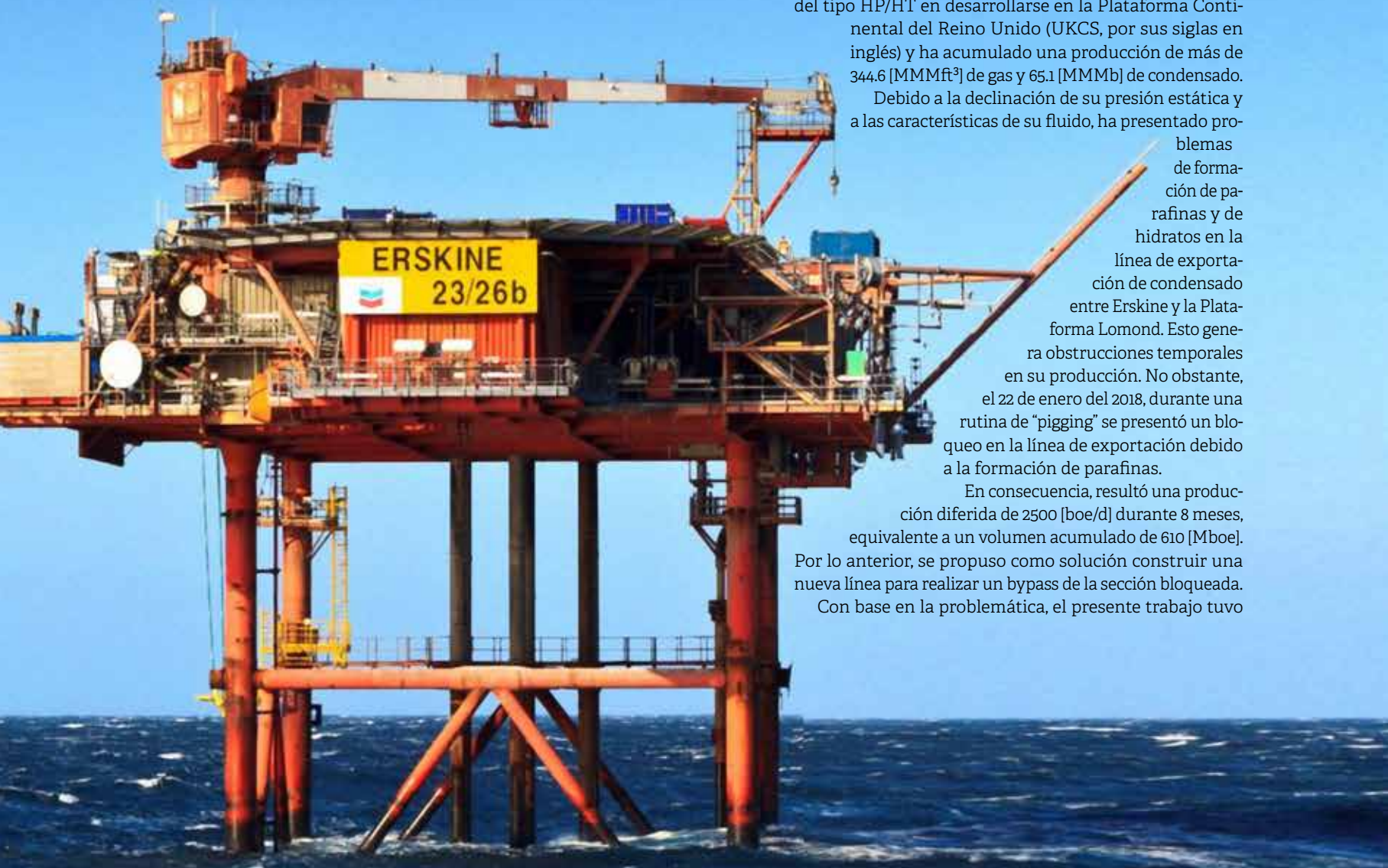
El transporte de gas natural a la terminal Teesside se realiza a través un ducto proveniente del CATS. En cambio, el aceite se conduce desde la Plataforma North Everest a Cruden Bay por el ducto Forties. En este sentido, la producción de hidrocarburos proviene de más de 30 campos, tales como: Erskine, Lomond, J-Block, Everest y Armada, entre otros.

Específicamente, el Campo Erskine es de gas y condensado, y empezó a producir en 1997. Además, fue el primero del tipo HP/HT en desarrollarse en la Plataforma Continental del Reino Unido (UKCS, por sus siglas en inglés) y ha acumulado una producción de más de 344.6 [MMMft³] de gas y 65.1 [MMMb] de condensado.

Debido a la declinación de su presión estática y a las características de su fluido, ha presentado problemas

de formación de parafinas y de hidratos en la línea de exportación de condensado entre Erskine y la Plataforma Lomond. Esto genera obstrucciones temporales en su producción. No obstante, el 22 de enero del 2018, durante una rutina de "pigging" se presentó un bloqueo en la línea de exportación debido a la formación de parafinas.

En consecuencia, resultó una producción diferida de 2500 [boe/d] durante 8 meses, equivalente a un volumen acumulado de 610 [Mboe]. Por lo anterior, se propuso como solución construir una nueva línea para realizar un bypass de la sección bloqueada. Con base en la problemática, el presente trabajo tuvo



Comprehensive analysis for predicting flow assurance problems

The Central Area Transmission System (CATS) is one of the most important stations in the North Sea for processing natural gas and oil.

como objetivo desarrollar un análisis integral para la predicción de factores que pudieran perjudicar el aseguramiento de flujo en la nueva línea. Así, podría contarse con la capacidad de tomar acciones anticipadas para la mitigación de riesgos.

Por lo tanto, la sección de estudio se orientó en la línea de exportación bloqueada. A pesar del enfoque, también se realizó un análisis integral incluyendo las condiciones operativas del Campo Erskine, de la plataforma Lomond, del CATS y de la plataforma North Everest.

Modelado de las Curvas de Declinación

Paso 1. Modelado de las Curvas de Declinación (DCA por sus siglas en inglés), aplicando el software Oilfield Manager (OFM). Se desarrolló el modelo de DCA de Erskine para las distintas fases (gas, condensado y agua), con el objetivo de determinar su constante y tipo de declinación.

Paso 2. Se representaron los pozos y la red superficial con el software Pipesim. Posterior al cálculo de la declinación de producción, se generó la red de ductos y activos del área de análisis. En el proceso fueron agregadas las propiedades de los fluidos, pozos, plataformas de recepción, ductos, equipo superficial, compresores y separadores.

Paso 3. Para integrar los modelos se utilizó el simulador Integrated Asset Modelling (IAM), alimentando la red de Pipesim con el modelo DCA. La operación se efectuó con el fin de evaluar el impacto que causarían los cambios en las condiciones del yacimiento en la red de ductos, en un periodo determinado de tiempo. Las variables sensibilizadas fueron: Presión de yacimiento (Py), Relación Gas-Aceite (RGA) y Corte de agua (%wc).

Natural gas is transported to the Teesside terminal through a pipeline from the CATS. In contrast, oil is piped from the North Everest Platform to Cruden Bay through the Forties pipeline. In this sense, the production of hydrocarbons comes from more than 30 fields, such as Erskine, Lomond, J-Block, Everest, and the Navy, among others.

Specifically, the Erskine Field is of gas and condensate, and began its production in 1997. In addition, it was the first of the HP/HT type to be developed on the United Kingdom Continental Shelf (UKCS) and has accumulated a production of over 344.6 [MMMft³] of gas and 65.1 [MMMb] of condensate.

Due to its declining static pressure and fluid characteristics, it has presented problems of paraffin and hydrate formation on the condensate export line between Erskine and the Lomond Platform. This generates temporary obstructions in its production. However, on January 22, 2018, during a "pigging" routine, a blockage occurred on the export line due to paraffin formation.

This resulted in a deferred production of 2500 [boe/d] for 8 months, equivalent to a cumulative volume of 610 [Mboe]. Therefore, it was proposed as a solution to build a new line to bypass the blocked section.

Based on this problem, the present work aimed to develop a comprehensive analysis for the prediction of factors that could impair the flow assurance in the new line. Thus, it would be possible to take early actions to mitigate risks.

Consequently, the study section was oriented to the blocked export line. Despite the focus, a comprehensive analysis was also conducted including the operating conditions of the Erskine Field, the Lomond Platform, the CATS and the North Everest Platform.

Modeling of Declination Curves

Step 1. Modeling of the Declination Curves (DCA), applying the Oilfield Manager (OFM) software. The Erskine DCA model was developed for the different phases (gas, condensate and water), to determine their constant and type of declination.

Step 2. The wells and the surface network were represented with the Pipesim software. After calculating the production decline, the pipeline and asset network of the analysis area was generated. In

Paso 4. Finalmente, se realizó el análisis de la depositación de parafinas con el software OLGA. Una vez que se predijo la aparición de dichos materiales, se analizaron diferentes tipos de aislamientos de tubería para la nueva línea de exportación. Lo anterior se realiza para mitigar o prolongar la aparición de parafinas.

Resultados y discusión

Escenario 1. Se estudió la predicción de problemas de hidratos y de velocidad erosional. El proceso fue llevado a cabo con las siguientes consideraciones:

- Periodo de análisis: 5 años
- Tipo de declinación: hiperbólica
- Presión máxima de la línea de exportación (CATS= 2697 psia)
- Presión mínima en la línea de exportación (CATS= 1682 psia)

Se analizó la condición de presión máxima y mínima en la línea de exportación para identificar si los cambios en las condiciones operativas del CATS se proyectarían en la formación de hidratos o en el aumento de la velocidad del gas. En ese caso, se alcanzaría una velocidad erosional. Para la predicción de hidratos, se usó como indicador el Diferencial Máximo de Temperatura de subenfriamiento de los hidratos (MHSDT por sus siglas en inglés).

Se observó que, dentro del periodo de análisis, en ninguna de las dos condiciones de presión de operación se excede el límite del MHSDT (MHSDT= 33 °C). No obstante, se identifica una tendencia a incrementar, lo cual podría ocasionar la formación de hidratos a futuro.

Por otro lado, aunque en la presión máxima de operación se logra apreciar un aumento en la relación del factor de velocidad erosional (EVR por sus siglas en inglés), éste se mantiene menor a 1 (EVR <1) y con poco incremento en todo el periodo de análisis. Esto indica que la velocidad erosional no será un factor de riesgo a mediano plazo. Lo anterior se genera debido a los cambios en la velocidad de los fluidos, así como por las variaciones en el patrón de flujo.

the process, the properties of the fluids, wells, reception platforms, ducts, surface equipment, compressors and separators were added.

Step 3. To integrate the models, the Integrated Asset Modelling (IAM) simulator was used, feeding the Pipesim network with the DCA model. The operation was carried out to evaluate the impact that changes in the reservoir conditions will have on the pipeline network, in a given period of time. The variables sensitized were: Reservoir Pressure (Py, by its acronym in Spanish), Gas-Oil Ratio (RGA, by its acronym in Spanish) and Water Cut (%wc).

Step 4. Finally, the analysis of the paraffin deposition was performed with the OLGA software. Once the appearance of these materials was predicted, different types of pipe insulation were analyzed for the new export line. This is done to mitigate or prolong the appearance of paraffin.

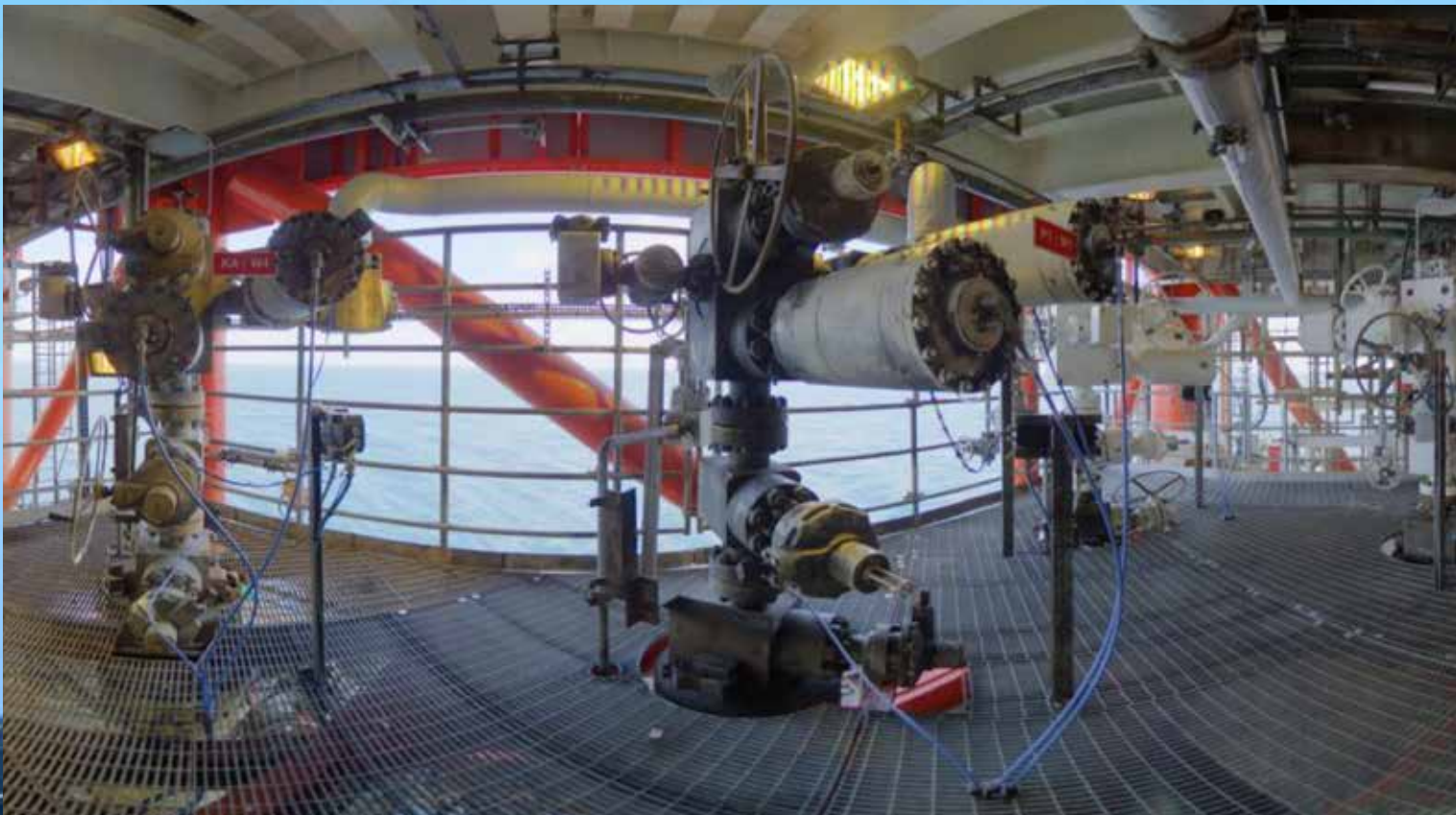
Results and discussion

Scenario 1. Prediction of hydrate problems and erosion velocity was studied. The process was carried out with the following considerations:

- Analysis period: 5 years
- Declination type: hyperbolic
- Maximum export line pressure (CATS= 2697 psia)
- Minimum pressure in the export line (CATS= 1682 psia)

The maximum and minimum pressure condition on the export line was analyzed to identify whether changes in CATS operating conditions would be projected in hydrate formation or increased gas velocity. If so, an erosional velocity would be achieved. For hydrate prediction, the Maximum Hydrate Subcooling Temperature Differential (MHSDT) was used as an indicator.

It was observed that, within the analysis period, the MHSDT limit (MHSDT= 33 °C) is not exceeded at either operating pressure condition. However, a tendency to increase is identified, which could cause future hydrate formation.



Conclusiones y recomendaciones

El área analizada presentó dos principales problemas de aseguramiento de flujo: formación de hidratos y depositación de parafinas. Éstos se acentuaron en función de la declinación de la producción y de los cambios en las condiciones operativas del sistema. Además, el incremento en el corte de agua y de la RGA, junto con la declinación de la Py, generarán mayores pérdidas en la temperatura del fluido. Como resultado, ocasionará que se exceda más rápidamente el límite de MWSDT (8 °C), acelerando la depositación de parafinas.

Aunque un aislamiento reduce el espesor de la capa de parafinas y retrasa el tiempo de su depositación, se debe realizar un análisis técnico-económico para determinar la opción más viable. El análisis integral del área asoció las condiciones de operación de toda la red de activos que se interrelacionan con esta. Además, se integró la historia de producción del Campo Erskine.

Lo anterior tuvo como resultado la identificación de diferentes problemas de aseguramiento de flujo en el sistema y, concretamente, en la nueva línea de exportación. Así, se contribuye en la toma de acciones para prevenir y mitigar su impacto. Por último, como trabajos futuros, se propone realizar la integración del resto de los campos del CATS, con el fin de analizar cuál es la sinergia que existe entre los activos que lo componen. La iniciativa se fundamenta en que se observó una alta interdependencia entre ellos.



On the other hand, although the maximum operating pressure shows an increase in the ratio of the erosion rate (EVR), it remains below 1 (EVR <1) and with little increase throughout the analysis period. This indicates that the erosion rate will not be a risk factor in the medium term. This is generated by changes in fluid velocity, as well as by variations in the flow pattern.

Conclusions and recommendations

The area analyzed presented two main flow assurance problems: hydrate formation and paraffin deposition. These were accentuated as a function of the decline in production and changes in the operating conditions of the system. In addition, the increase in the water cut and the RGA, together with the decline in the Py, will generate greater losses in the temperature of the fluid. As a result, it will cause the MWSDT limit to be exceeded more rapidly (8°C), accelerating paraffin deposition.

Although an insulation reduces the thickness of the paraffin layer and delays the time of its deposition, a technical-economic analysis must be carried out to determine the most viable option. The comprehensive analysis of the area associated the operating conditions of the entire network of assets that interrelate with it. In addition, the production history of the Erskine Field was integrated.

This resulted in the identification of different flow assurance problems in the system and, specifically, in the new export line. This contributes to taking actions to prevent and mitigate their impact. Finally, as future work, it is proposed to integrate the rest of the CATS fields, in order to analyze the synergy between the assets that compose it. The initiative is based on the fact that a high degree of interdependence was observed among them.



Técnicas de Optimización de Unidades de Inversión para la toma de decisiones en la asignación de capital

En medio de una abrupta caída de los precios del petróleo, este trabajo tiene el objetivo de presentar las técnicas de optimización empleadas con mayor frecuencia en la industria. Además, proporciona una alternativa para determinar la asignación de capital a los proyectos candidatos a competir en las estrategias de desarrollo.

Optimization Techniques of Investment Units for decision making in capital allocation

Autores / Authors:
Dr. Antonio Sampayo Trujillo e Ing. Emilio V. Sampayo Luna

During an abrupt fall in oil prices, this paper aims to present the optimization techniques frequently employed in the industry. Also, it provides an alternative for determining the allocation of capital to projects candidates to compete for development strategies.

Las técnicas de optimización pueden combinarse con otros métodos para asegurar que la flexibilidad se mantenga y se puedan efectuar en un momento bajo condiciones que cambian en el negocio.

La revisión de los comportamientos presión-producción de los campos que conducen fundamentalmente a variaciones de las reservas de hidrocarburos y otros factores de cambio que intervienen y afectan las decisiones en la industria, también son factores a considerar.

La eficiente asignación de recursos de capital es un factor crítico, para que las empresas puedan balancear las consideraciones de corto plazo vs los valores deseados para maximizar a largo plazo. La asignación de capital influye 90% en el desempeño de las inversiones.

Esto es especialmente cierto en el entorno de precios volátiles actuales, en el que las empresas pueden tener una restricción considerable en el gasto debido a la presión para entregar flujos de efectivo adecuados y ganancias.

Producción de petróleo y gas

La producción de petróleo y gas natural de los campos petroleros es un problema de operaciones



Optimization techniques can be combined with other methods to ensure that flexibility is maintained and can be performed at a certain time under changing business conditions.

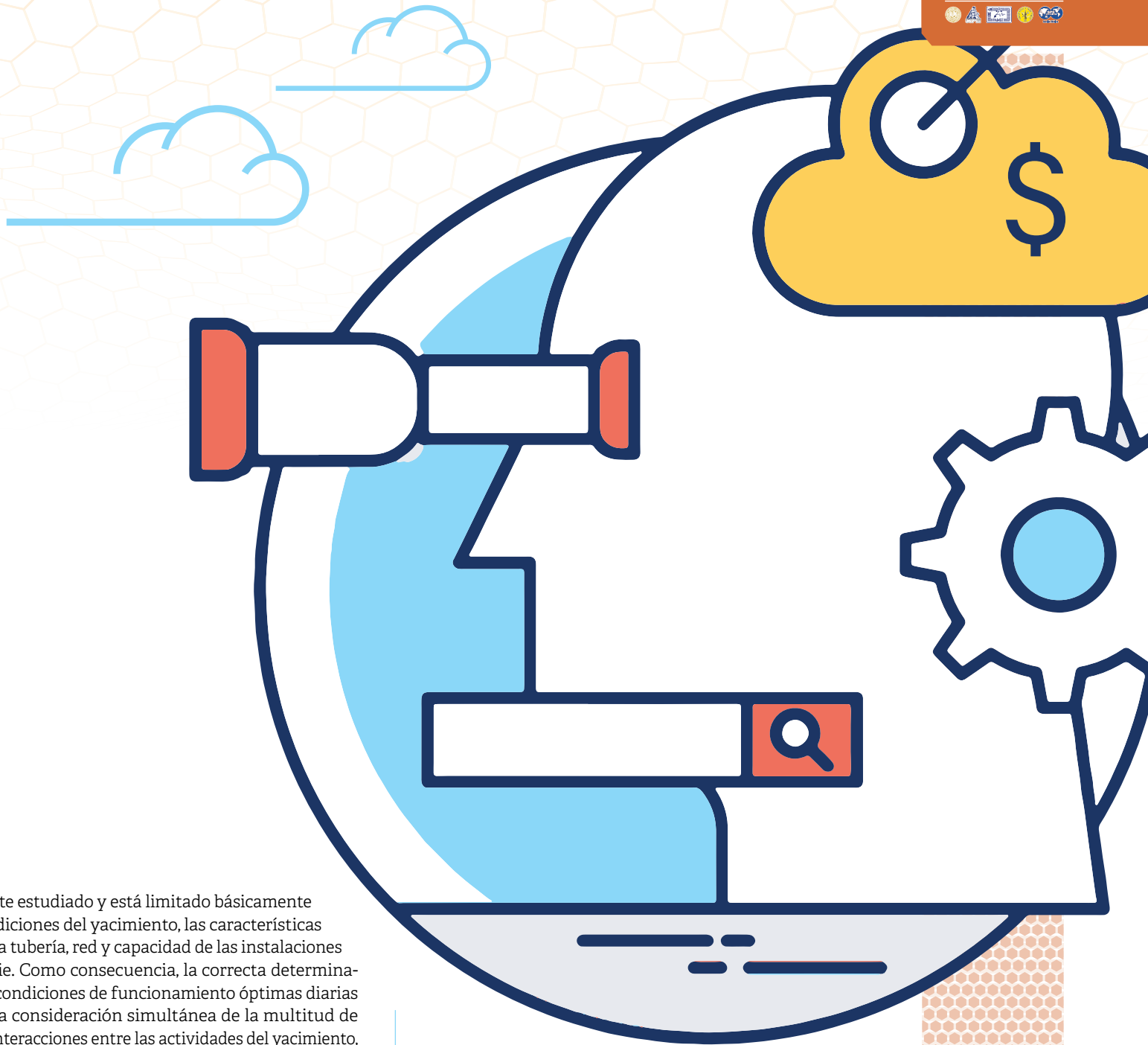
Reviewing the pressure-production behavior of the fields that fundamentally lead to variations in hydrocarbon reserves, and other change drivers that intervene and affect decisions in the industry are also factors to consider.

The efficient allocation of capital resources is a critical factor so that companies can balance short-term considerations against the values they want to maximize in the long term. The allocation of capital influences the performance of investments by 90%.

This is especially true in today's volatile price environment, where companies can have severe expenditure constraints due to pressure to deliver adequate cash flows and profits.

Oil and gas production

Oil and natural gas production from oil fields is a widely studied operational problem and is limited by reservoir conditions, pipeline flow characteristics, network, and surface facility capacity. As



ampliamente estudiado y está limitado básicamente por las condiciones del yacimiento, las características de flujo de la tubería, red y capacidad de las instalaciones de superficie. Como consecuencia, la correcta determinación de las condiciones de funcionamiento óptimas diarias requieren la consideración simultánea de la multitud de complejas interacciones entre las actividades del yacimiento, los pozos y las instalaciones de la red de superficie.

Todo lo anterior requiere, para su óptima funcionalidad, la correcta asignación de recursos financieros. Para ello, en nuestra industria petrolera se emplean ciertas metodologías de estructuración de unidades de inversión que integran de manera conjunta las conceptualizaciones técnicas y económicas de los pozos, campos, y asignaciones; a través de elementos que integran estas conceptualizaciones de flujo de fluidos y transporte de estos para la determinación de las eficiencias de inversiones.

Las técnicas de optimización empleadas en la industria petrolera son variadas y representan mecanismos mediante los cuales brindan elementos necesarios a los tomadores de decisiones para la asignación de capital en base a las directrices que tiene la empresa.

Los métodos de optimización no sólo requieren análisis sofisticado del portafolio de proyectos. Se requiere un análisis más riguroso de activos a nivel individual. La valuación de activos de acuerdo con su exposición al riesgo es un factor importante en la industria petrolera, y en especial en todo el sector energético de nuestro país. Es por ello que se requiere un entendimiento de los diferentes componentes de riesgo en el portafolio para la optimización de este y poder balancear el riesgo asociado a cada actividad.

a result, the proper determination of optimal daily operating conditions requires the simultaneous consideration of the multitude of complex interactions between field activities, wells, and surface network facilities.

All of the above requires, for optimum functionality, the correct allocation of financial resources. For this purpose, in our oil industry, certain methodologies are used to structure investment units that jointly integrate the technical and economic conceptualizations of the wells, fields, and assignments; through elements that integrate these fluid flow and transport conceptualizations for the determination of investment efficiencies.

The optimization techniques used in the oil industry are varied and represent mechanisms through which they provide elements necessary for decision-makers to allocate capital based on the guidelines of the company.

Optimization methods do not only require a sophisticated analysis of the project portfolio. They require a more rigorous analysis of assets at an individual level. The valuation of assets according to their exposure to risk is an important factor in the oil industry, and especially in the entire energy sector of our country. That is why, for its optimization, an understanding of the different risk components in the portfolio is required along with the capability to balance the risk associated with each activity.

The objective of this work was to show that, by considering certain restrictions imposed on the project portfolio, decisions can be made at a global level and concerning investment units that guide the allocation of financial resources in an optimal manner and with rational criteria.

El objetivo de este trabajo fue mostrar que, a través de considerar ciertas restricciones impuestas a la cartera de proyectos, se pueden tomar decisiones a nivel global y respecto a las unidades de inversión que den una guía para la asignación recursos financieros de una manera óptima y con criterios racionales.

Las técnicas de optimización

Las técnicas de optimización empleadas con mayor frecuencia son las siguientes:

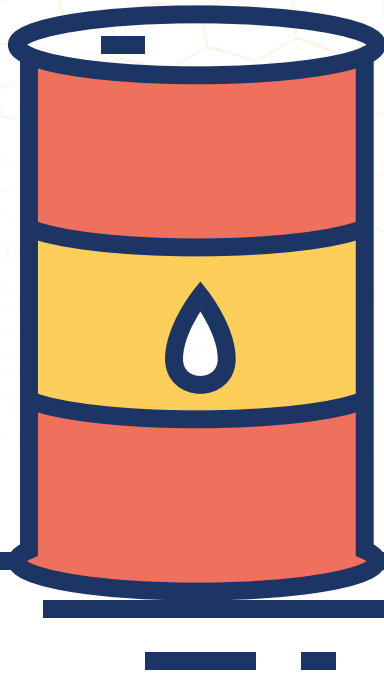
- Programación Lineal: Método Simplex
- Programación No Lineal
- Optimización sin restricciones
- Optimización con Restricciones de Igualdad
- Optimización con Restricciones de Desigualdad
- Programación Mixta-Entera en el Diseño de Procesos
- Programación Mixta Entera Lineal: Método de "Branch and Bound"
- Programación Mixta-Entera No Lineal: Método "Outer Approximation"

Este trabajo se enfocó en métodos de optimización lineal debido a que ha proporcionado resultados racionales, y los tiempos que se requieren también se han optimizado, de acuerdo con las necesidades de la industria.

En el caso particular del método, Simplex, es una herramienta que ayuda al diseño de un portafolio de oportunidades y a la asignación de recursos. La herramienta sólo obtiene la solución óptima con base a la función objetivo y las restricciones impuestas.

Teoría de optimización lineal

La teoría de optimización lineal se emplea ampliamente las disciplinas de las ciencias operativas y ha encontrado muchas aplicaciones en economía, planificación financiera, ciencias sociales, y por supuesto en la ingeniería petrolera; por ejemplo, en el posicionamiento óptimo de



Optimization techniques

The most frequently used optimization techniques are:

- Linear Programming: Simplex Method
- Non-Linear Programming
- Unrestricted optimization
- Optimization with Equal Restrictions
- Inequality Restricted Optimization
- Mixed-Integrated Programming in Process Design
- Linear Whole Mixed Programming: "Branch and Bound" Method
- Non-linear Mixed-Whole Programming: "Outer Approximation" Method

This work focused on linear optimization methods because it has provided

ed rational results, and the times required have also been optimized, according to the needs of the industry.

In the particular case of the method, Simplex is a tool that helps the design of a portfolio of opportunities and the allocation of resources. The tool only obtains the optimal solution based on the objective function and the imposed restrictions.

Linear optimization theory

Linear optimization theory is widely used in the disciplines of operational sciences and has found many applications in economics, financial planning, social sciences, and of course in petroleum engineering; for example, in optimal well positioning, optimal hydrocarbon distribution, and balance of well measurements. In the petroleum industry, it is often used to optimize process plant design and operational performance.

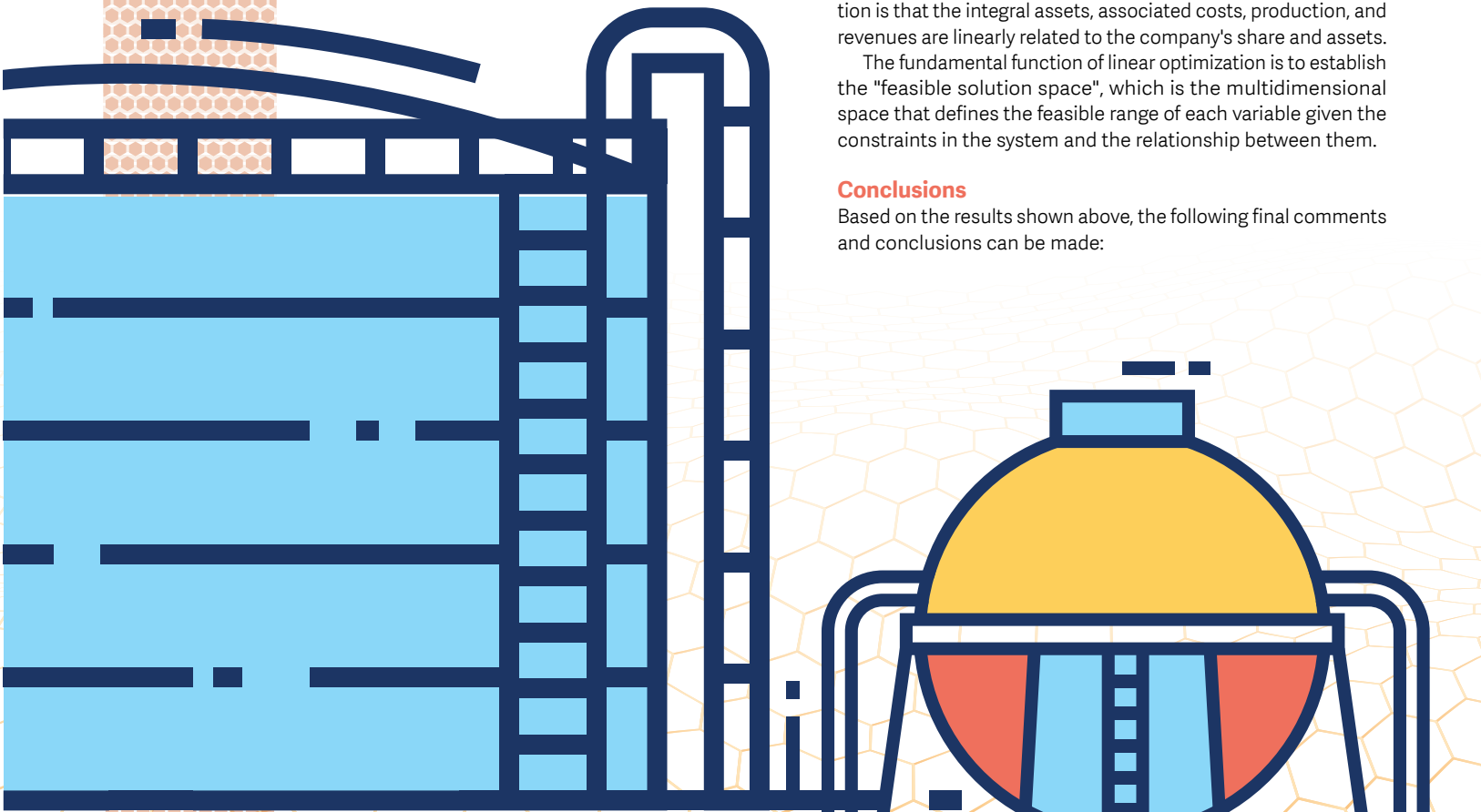
In addition, linear optimization models assume that there is a linear relationship between the variables and the optimization objective and the constraint results.

In the case of a company's project portfolio, a good approximation is that the integral assets, associated costs, production, and revenues are linearly related to the company's share and assets.

The fundamental function of linear optimization is to establish the "feasible solution space", which is the multidimensional space that defines the feasible range of each variable given the constraints in the system and the relationship between them.

Conclusions

Based on the results shown above, the following final comments and conclusions can be made:



pozos, distribución óptima de hidrocarburos, y balances de mediciones de los mismos. En la industria del petróleo, a menudo se utiliza para optimizar el diseño de la planta de procesos y desempeño operacional.

Además, los modelos de optimización lineal asumen que existe una relación lineal entre las variables y el objetivo de optimización y los resultados de restricción.

En el caso de la cartera de proyectos de una empresa, una buena aproximación es que los activos integrales, los costos asociados, la producción y los ingresos están relacionados linealmente con la participación de la empresa y los activos.

La función fundamental de la optimización lineal es establecer el "espacio de solución factible", que es el espacio multidimensional que define el rango factible de cada variable dadas las restricciones en el sistema y la relación entre las mismas.

Conclusiones

A partir de los resultados mostrados anteriormente se pueden realizar los siguientes comentarios finales y conclusiones:

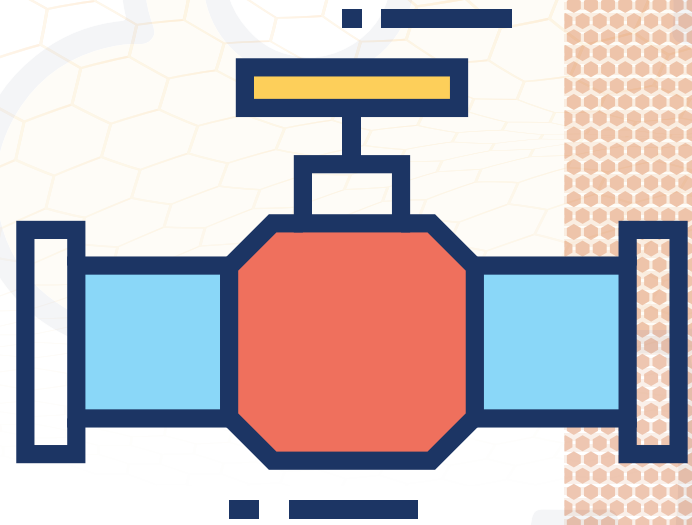
Se empleó la optimización lineal, es decir, se consideró que el valor para la empresa, los activos integrales, los costos asociados, la producción y los ingresos están relacionados linealmente con la participación de esta y los activos integrales

La optimización a través de la consideración del método Simplex es una de tantas herramientas que ayudan al diseño de un portafolio de oportunidades y a la asignación de recursos.

La herramienta sólo obtiene la solución óptima con base a la función objetivo y las restricciones impuestas.

Si sólo se tiene una herramienta que brinda la solución, y no se analizan los resultados, la asignación de recursos puede fallar.

Siempre se requerirá de un profesional que tome las decisiones en el sentido de la asignación adecuada de los recursos, ya que las herramientas matemáticas sólo proporcionan una guía racional que ayuda a la toma de decisiones.



Linear optimization was used, that is, it was considered that the value for the company, integral assets, associated costs, production, and income are related linearly to the participation of the company and the integral assets

Optimization through consideration of the Simplex Method is one of many tools that help when designing a portfolio of opportunities and the allocation of resources.

The tool only obtains the optimal solution based on the target function and the constraints imposed.

If there is one tool that provides the solution, and the results are not analyzed, the allocation of resources can fail.

It will always be necessary to have a professional to make decisions regarding proper resource allocation since mathematical tools only provide rational guidance to help decision making.



Análisis de Opciones Reales como una herramienta en el Desarrollo de Campos

Real Options Analysis as a Tool in Field Development

Autor / Author : Antonio Sampayo Trujillo (Pemex Exploración y Producción)

Los estudios para valorar la rentabilidad en el desarrollo de campos se han orientado en la evaluación de las inversiones de capital. El análisis de opciones reales funciona como una herramienta para tomar decisiones de inversión considerando la incertidumbre.

Studies to assess the profitability of field development have been oriented towards the evaluation of capital investments. The analysis of real options works as a tool to make investment decisions considering the uncertainty.



Los resultados de un proyecto de explotación de hidrocarburos no son frecuentemente predecibles. Por lo tanto, la incertidumbre juega un papel importante en los procesos que integran la industria petrolera. Además, los modelos actuales para determinar la rentabilidad de proyectos, los cuales sustentan procesos de toma de decisión, normalmente no pueden indicar beneficios en los planes de desarrollo flexibles en los campos de aceite y gas.

Esto se puede considerar a través de la valuación de opciones reales (VOR) en los modelos económicos. También, mediante la expansión de procesos de toma de decisión. Con fundamento en dicho planteamiento, este trabajo describe una metodología que incorpora las opciones reales para el análisis de alternativas de desarrollo en campos petroleros.

Los ejemplos en este estudio presentaron diferencias en el valor total de los proyectos cuando se considera la flexibilidad. Ésta puede contemplarse de diferentes maneras, las cuales contribuyen al valor económico de un proyecto.

Evaluación de rentabilidad

Tradicionalmente, las metodologías para valorar la rentabilidad de proyectos de inversión y emitir resoluciones, han sido orientados para evaluar inversiones de capital. Entre éstas figuran el periodo de retorno, valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

A pesar de esto, ninguno toma en cuenta la incertidumbre de las variables en el futuro, lo cual puede ser inadecuado para la toma de decisiones, particularmente en proyectos cuya duración, u horizonte de análisis, sea prolongada. En los desarrollos de campos petroleros, las elecciones de inversión se efectúan con base en los retornos que proporciona el cálculo a través del VPN, para una premisa de precios de aceite, gas natural y condensado en específico.

The results of a hydrocarbon development project are often not predictable. Therefore, uncertainty plays an important role in the processes that make up the oil industry. In addition, current models for determining project profitability, which support decision-making processes, cannot normally indicate benefits in flexible development plans in oil and gas fields.

This can be considered through the valuation of real options (VOR, by its acronym in Spanish) in economic models. Also, through the expansion of decision-making processes. Based on this premise, this article describes a methodology that incorporates the real options for the analysis of development alternatives in oil fields.

The examples in this study presented differences in the total value of projects when flexibility is considered. Such flexibility can be viewed in different ways, which contribute to the economic value of a project.

Evaluation of profitability

Traditionally, the methodologies for assessing the profitability of investment projects and issuing resolutions have been oriented towards evaluating capital investments. These include the return period, net present value (NPV), and internal rate of return (IRR).

However, none take into account the uncertainty of future variables, which may be inadequate for decision making, particularly in projects with long duration, or analysis horizon. In oil field developments, investment choices are made according to the returns provided by the NPV calculation for specific oil, natural gas, and condensate price assumption.



No obstante, este procedimiento desde el punto de vista conceptual es imperfecto, debido a que supone un solo esquema de desarrollo para un proyecto. Además, simplemente incorpora la probabilidad de fracaso (falla) en el valor económico total esperado del proyecto.

Esta posibilidad se incorpora como una tasa de descuento (costo de capital) que, en ocasiones, es difícil de asignar, pues dicha tasa típicamente se ajusta al nivel de riesgo asociado al proyecto. Por estas razones, los métodos tradicionales para la toma de decisión no son tan efectivos en los proyectos de desarrollo de campos donde existen varias incertidumbres, tanto técnicas como de mercado.

Debido a lo anterior, el análisis de opciones reales es una herramienta para tomar decisiones de inversión considerando la incertidumbre. Igualmente, contempla la flexibilidad en la construcción del planteamiento de estudio para cada proyecto en particular.

Las opciones reales frecuentemente se enfrentan a proyectos que no tienen muchos datos históricos, por ejemplo, el desarrollo de un campo que se descubre. La aplicación de éstas hace uso del riesgo para agregar valor a un proyecto, y ahí radica el beneficio potencial para el proceso de toma de decisiones en el desarrollo de campos.

Proyectos de inversión analizados como opciones reales

Una opción real es el derecho de ejercer una acción (diferir, expandir, contraer o abandonar) a un costo predeterminado, llamado precio del ejercicio para un periodo específico; es decir, la vida útil de la acción. En un sentido amplio, un análisis de este tipo consiste en una extensión de la teoría de opciones financieras aplicadas a los activos reales (no financieros).

La posibilidad de realizar un proyecto de inversión se asemeja a una alternativa para comprar una acción. Ambos implican el derecho, pero no la obligación, de adquirir un activo pagando una suma de

Nevertheless, this process is conceptually imperfect, because it involves a single development scheme for a project. Furthermore, it simply incorporates the probability of failure into the total expected economic value of the project.

This possibility is incorporated as a discount rate (cost of capital) that is sometimes difficult to assign, as this rate is typically adjusted to the level of risk associated with the project. For these reasons, traditional methods of decision making are not effective in field development projects where there are various uncertainties, both technical and market.

Because of this, real options analysis is a tool for making investment decisions considering uncertainty. It also provides flexibility in the construction of the study plan for each particular project.

Real options often face projects that do not have much historical data, for example, the development of a field that is discovered. The application of these makes use of risk to add value to a project, and therein lies the potential benefit to the decision-making process in the development of fields.

Investment projects analyzed as real options

A real option is the right to exercise an action (defer, expand, contract or abandon) at a predetermined cost, called the exercise price for a specific period; that is, the useful life of the action. In a broad sense, an analysis such as this is an extension of financial option theory applied to real (non-financial) assets.

The possibility of carrying out an investment project is similar to an alternative for buying a share. Both involve the right, but not the obligation, to acquire an asset by paying an investment amount at a certain time. In the case of the purchase of a share, the right is known as a call option, and its valuation system is based on five variables. These are the share price, the exercise price, the time to maturity, the risk-free



inversión en cierto momento. En el caso de la compra de una acción, el derecho se denomina opción de compra, y su sistema de valoración se basa en cinco variables. Éstas son el precio de la acción, el precio de ejercicio, el tiempo hasta el vencimiento, la tasa de interés sin riesgo y la desviación típica de los rendimientos de la acción.

Por otra parte, la mayoría de los proyectos de inversión requieren un desembolso para la compra de un activo o ejecución del proyecto. Por ejemplo, la construcción de infraestructura, la perforación y terminación de pozos exploratorios y de desarrollo, entre otras.

Así, la cantidad invertida es el precio del ejercicio y, el valor del activo comprado o producido, es el precio de la acción. El tiempo que la empresa puede esperar sin perder oportunidad de invertir, es el tiempo hasta el vencimiento, y el valor del riesgo del proyecto se representa por la desviación típica de los rendimientos. El valor temporal está dado por la tasa de interés sin riesgo.

Comentarios finales

Resulta evidente que, para todo desarrollo de campos, se requiere un determinado número de años y grandes inversiones de capital para alcanzar una producción. En consecuencia, las incertidumbres técnicas y económicas juegan un papel sumamente importante en los procesos de decisión.

Además, la naturaleza en la volatilidad de los precios de los hidrocarburos proporciona otro reto importante en los análisis de rentabilidad de los proyectos de exploración y explotación. En este sentido, el empleo de opciones reales constituye una herramienta que puede contribuir a la administración, a la captura de valor y a su flexibilidad para modelar planes de ejecución. A su vez, éstos pueden proporcionar un mayor alineamiento con los objetivos estratégicos de la empresa.

Frecuentemente, en el planteamiento del desarrollo de campos, más de una opción pudiera ser una alternativa factible de desarrollo. Con el fin de modelar apropiadamente las diferentes alternativas, se requiere considerar el efecto de cada una en las opciones de desarrollo.

El uso de opciones reales es más útil cuando existe alta incertidumbre respecto del activo subyacente. También cuando se tiene mayor flexibilidad para cambiar, dado el curso del proyecto, hacia una dirección favorable. Simultáneamente, el análisis de opciones reales es provechoso para tomar decisiones vinculadas con el desarrollo de proyectos de inversión, tomando en cuenta la incertidumbre y flexibilidad en el planteamiento de los esquemas de desarrollo.

interest rate, and the standard deviation of share returns.

On the other hand, most investment projects require an outlay for the purchase of an asset or the implementation of the project. For example, the construction of infrastructure, the drilling, and completion of exploratory and development wells, among others.

Thus, the amount invested is the exercise price, and the value of the asset purchased or produced is the share price. The time that the company can wait without losing an opportunity to invest, is the time until expiration and the value of the project risk is represented by the standard deviation of the returns. The time value is given by the risk-free interest rate.

Final comments

It is clear that any field development requires a certain number of years and large capital investments to achieve production. Consequently, technical and economic uncertainties play an extremely important role in the decision-making process.

In addition, the volatile nature of hydrocarbon prices provides another important challenge in the profitability analysis of exploration and exploitation projects. In this sense, the use of real options is a tool that can contribute to the management, value capture, and flexibility in modeling implementation plans. In turn, these can provide greater alignment with the company's strategic objectives

Often, in the field development approach, more than one option may be a feasible development alternative. In order to properly model the different alternatives, the effect of each on the development options needs to be considered.

The use of real options is most useful when there is high uncertainty regarding the underlying asset. Even when there is more flexibility to change towards a favorable direction given the course of the project. At the same time, the analysis of real options is helpful for making decisions related to the development of investment projects, taking into account the uncertainty and flexibility in the approach of development schemes.



Industrias Peñoles, en equilibrio con la productividad y el ambiente

Por su compromiso con la sustentabilidad y el desarrollo social y comunitario, la filial de Grupo Bal ha sido distinguida por 18 años consecutivos como una Empresa Socialmente Sustentable por el Centro Mexicano para la Filantropía.

Por / By: Efraín Mariano

Industrias Peñoles, fundada en 1887, es la mayor productora mundial de plata afinada, bismuto metálico y sulfato de sodio; líder latinoamericana en la producción de oro, plomo y zinc afinados. Esta empresa es una de las minero-metalúrgicas más importantes de México y ha permitido que el país sea autosuficiente en metales.

La misión de la compañía, que cuenta con 7 mil 619 colaboradores y cotiza en la Bolsa Mexicana de Valores desde 1968, está enfocada en agregar valor a los recursos naturales no renovables en forma sustentable. En 2019, consiguió una cobertura del 31% en su consumo de energías limpias en el total de sus operaciones, gracias a la integración de nuevos proyectos. Para el año en curso, aún con la crisis sanitaria mundial, la meta es alcanzar el 50%.

“Vamos avanzando en el cambio de la percepción que se tiene de la minería, hacia una minería realmente responsable, comprometida con el desarrollo comunitario y respetuosa del medio ambiente”, mencionó Fernando Alanís Ortega, director ejecutivo de la empresa. Industrias Peñoles tiene en operación nueve minas en territorio mexicano, entre ellas la más rica en plata del mundo (Fresnillo).

También cuenta con la mina más próspera en oro y la más grande del país que produce dicho metal (La Ciénega y La Herradura, respectivamente), así como la de mayor tamaño en producción de zinc en México (Francisco I. Madero).

Durante el 2018, las minas de Industrias Peñoles produjeron 69.8 millones de onzas de plata, así como más de 289 mil toneladas de zinc, ambas fueron récord de producción.

During 2018, Industrias Peñoles' mines produced 69.8 million ounces of silver, as well as more than 289,000 tons of zinc, both records.

Además, dentro de sus áreas de operación, Industrias Peñoles cuenta con el complejo metalúrgico no ferroso (Met-Mex Peñoles), que es el más importante de América Latina y el cuarto a nivel mundial.

Asimismo, posee la planta productora de sulfato de sodio de mayor tamaño a nivel mundial (Química del Rey). Igualmente, la compañía mexicana se ha preocupado por desempeñar sus operaciones de exploración, minería, metalurgia y químicos de la manera más óptima, siempre en la búsqueda de reafirmar su etiqueta de empresa socialmente sustentable, por la calidad de sus procesos y la excelencia de su personal.

Actualmente, Industrias Peñoles ha comenzado a reducir en forma gradual sus operaciones en todas sus unidades de producción en el país, que no son consideradas como actividades esenciales. Esto lo ha realizado en atención a las disposiciones establecidas por el gobierno federal ante la contingencia sanitaria motivada por la pandemia de COVID-19. 🌱



Industrias Peñoles, in balance with productivity and the environment

For its commitment to sustainability and community development, the Grupo Bal subsidiary has been recognized by the Mexican Center for Philanthropy for 18 consecutive years as a Socially Sustainable Company.

Industrias Peñoles, founded in 1887, is the world's largest refined silver, metallic bismuth, and sodium sulfate producer; it also leads the production of refined gold, lead, and zinc in Latin America. This enterprise is one of the most important mining-metallurgical companies in Mexico, which has contributed to its consolidation as a self-sufficient country regarding the aspect of metals.

The mission of the company, which has 7,619 employees and has been listed on the Mexican Stock Exchange since 1968, is focused on adding value to non-renewable natural resources in a sustainable manner. In 2019, it achieved 31% coverage of clean energy consumption in its operations, thanks to the integration of new projects. For the current year, even with the global health crisis, its goal is to reach 50%.

“We are moving forward in our way to changing the perception of mining, towards one of truly responsible mining, committed to community development and environmental responsibility,” said Fernando Alanís Ortega, the company's executive director. Industrias Peñoles has nine mines operating in Mexican territory, one of them being the world's richest in silver (Fresnillo).

It also has the most prosperous and largest gold producing mine in the country (La Ciénega and La Herradura, respectively), as well as the largest zinc producer in Mexico (Francisco I. Madero). Furthermore, within its areas of operation, Industrias Peñoles has Met-Mex Peñoles, the most important in Latin America and fourth non-ferrous metallurgical complex worldwide.

In addition, it has the largest sodium sulfate production plant in the world (Química del Rey). Likewise, the Mexican company has been concerned with performing its exploration, mining, metallurgical, and chemical operations in the most efficient manner, always seeking to reaffirm its label as a socially sustainable company because of the quality of its processes and the excellence of its personnel.

Currently, Industrias Peñoles has gradually started to reduce operations in all its production units in the country, as they were not considered essential activities. This has been done following the dispositions established by the federal government in response to the health contingency caused by the COVID-19 pandemic. 🌱

Descubre todo detrás de Industrias Peñoles
Discover everything behind Industrias Peñoles





EXPERIENCE, EFFICIENCY AND EXCELLENCE DEFINE US

Integrated E&P offshore services in the Gulf of Mexico.

One stop to get it done and done right, from maintenance and operational support to complex topside EPCIC projects. Established in 1979, our operations are backed up by knowledge, safety and an excellent track record.





ISME



International Society
for Mexico Energy

We are the international association of professionals promoting participation across Mexico's energy sectors.

We provide a permanent neutral space for industry, government and academia for networking and knowledge sharing across sectors: upstream, midstream, downstream and electricity, to exchange perspectives and opportunities.

To know more visit us at:



www.ISMexicoEnergy.org www.mexicoenergyhub.com

