VOZ PETROLERA

AÑO 04 • EDICIÓN 28
Abril 2019

REVISTA DEL COLEGIO
DE INGENIEROS
PETROLEROS DE
MÉXICO A.C.

La digitalización de Pemex Exploración y Producción

Towards the digitalization of Pemex Exploration and Production

Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar

Capacitación y certificación, fotalezas del CIPM

Training and certification, strengths of the CIPM



Estimación de tasas de producción en ausencia de aforos

Production rates estimation in the absence of measurement

Recuperación de Petróleo Pesado para el Mejoramiento Nano Catalítico

Heavy Oil Recovery for Nano Catalytic In Situ Upgrading (ISUT)





Estimados Colegiados:
En todo momento, la capacitación en nuestra industria debe ser una constante. Considerando los grandes retos que la industria petrolera nacional tiene de frente, hoy más que nunca, se torna prioritaria la actualización del conocimiento.

En este mismo sentido, la velocidad del avance exponencial de la tecnología y la adopción de nuevas dinámicas por parte de la industria -como son el caso de la digitalización, la inteligencia artificial, el análisis de datos, la predicción de fallas y la conectividad-, nos obliga a mantener una educación continua constante para incorporar herramientas y recursos a nuestro bagaje de conocimientos. Lo anterior, además de permitirnos aportar mayor valor a nuestras actividades y a los resultados de la empresa o institución en la que laboramos, nos da la oportunidad de realizar con mayor eficiencia las tareas.

Indudablemente, en la industria petrolera, como en otras, el intercambio y transmisión de conocimientos es vital. En el caso del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. iniciamos una nueva etapa, a través de la cual ofertamos cursos especializados para el sector. Los ponentes que impartirán las capacitaciones cuentan con una amplia experiencia en campo y una larga trayectoria laboral.

Si bien la última crisis mundial de los precios del petróleo, iniciada en 2015, cambió la dinámica de las empresas y en muchos casos condujo a la reducción de los presupuestos para las áreas de capacitación, la industria se ha mantenido consciente de que el conocimiento es fundamental para afrontar los tiempos más complejos en términos de economía y geopolítica. Es en este contexto que, el CIPM está aprovechando su extensa red de expertos colegiados para crear una oferta de cursos única, respaldada por ingenieros altamente capacitados, de larga trayectoria y gran experiencia.

Los cursos iniciarán en junio, los cuales también servirán como base para las certificaciones requeridas por la industria para poder laborar en México. La capacitación, además de dar un alto soporte y fungir como aval del conocimiento técnico y tecnológico especializado de los participantes, también implica un gran prestigio ante el sector petrolero nacional e internacional. Es así que, en términos de costos y nivel académico, el Colegio hoy abre la mejor oferta de educación continua para toda la gente relacionada con los hidrocarburos en México.

Por todas las razones mencionadas en esta carta, los invito a que se acerquen al Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., que aprovechen los espacios educativos que estamos poniendo a su disposición y que, de esta manera, incrementen sus habilidades y conocimientos. Además de una obligación profesional, indudablemente es un reto laboral y el aporte individual que la industria mexicana requiere hoy en día.

Dear Collegiate:
Continuous training has to be a must for the industry. Taking into account the huge challenges that the Mexican oil industry has to face, more than ever it is essential to update knowledge.

In that same sense, technology exponential growth speed and the adoption of new trends -like digitalization, artificial intelligence, data analysis, failure prediction, and connectivity-, makes for every professional an obligation to continue learning regarding new tools and resources. Permanent education allows delivering higher value activities and improving the results of the company or the institution we work for, as we have the chance to develop tasks more efficiently.

There is no doubt that in the oil industry, as in others, the exchange and transmission of knowledge is vital. In the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. we are starting a new stage, we have started offering specialized courses for the sector. Speakers and teachers lecturing are widely field experienced and have a large labor career.

The most recent oil prices crisis from 2015 changed the way companies were operating, and in many cases, they reduced the budget for strategic areas like training, nevertheless the industry has kept conscious on how essential is knowledge to face hardest times regarding economics and geopolitics. Within this context, the College is harnessing its wide experts' network to create a unique training offer, backed up by highly trained and experienced engineers.

Courses will begin next June and they will also be a baseline for the required certifications, to work for the industry in Mexico. Training is a huge specialized technical and technological support, but together with the certifications it gives reputation to all participants before the national and international oil sector. Thus, in terms of costs and academic level, the College today opens the best training offer for all the professionals related to the hydrocarbons industry in Mexico.

For all the reasons written in this letter, I would like to invite you to get close to the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. and to harness the training courses we are offering, so you can increase your skills and knowledge. Likewise, it is a profesional obligation; continious learning represents a challenge, and an individual contribution to the Mexican oil industry.

M.C. Luis Ferrán Arroyo
Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.
2018-2020
President of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C.
2018-2020

Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. /
College of Petroleum Engineers of Mexico

Consejo Directivo Nacional / *National Board*
2018-2020

M.C. Luis H. Ferrán Arroyo
Presidente / President

Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar
Vicepresidente / Vice-president

Ing. Francisco Javier Flamenco López
1er Secretario Propietario / 1st Owner Secretar

Ing. Enrique Díaz Rojas
2do Secretario Propietario / 2nd Owner Secretary

Ing. Ángel Cid Munguía
1er Secretario Suplente / 1st Substitute Secretary

Dr. Fernando Flores Ávila
2do Secretario Suplente / 2nd Substitute Secretary

M.I. Saúl Bautista Fragoso
Tesorero / Treasurer

Ing. Roberto Banda Morato
Subtesorero / Treasurer Assistant

Comisiones / Commissions

M.A. José Carlos Pacheco Ledesma
Eventos / Events

M.I. Jorge Alberto Osorno Manzo
Certificación Profesional / Professional Certification

Dr. Jorge Arévalo Villagrán
Peritos y Testigo Social / Experts and Social Witness

M.I. Teódulo Gutiérrez Acosta
Formación y Desarrollo Profesional / Training and Professional Development

Ing. David E. Blacio Cedillo
Actualización y Revisión de Documentos Rectores / Guideline Documents Update and Review

M.I. Francisco Castellanos Páez
Editorial

Ing. Rafael Rodríguez Amador
Integración de Miembros / Membership

M.I. Jorge Alberto Osorno Manzo
Proyectos / Projects

M.I. Carlos Alberto Avendaño Salazar
Apoyo Técnico e Informático / Information Technologies Technical Support

Realización:

Energy & Commerce

Rubí Alvarado
Directora General / General Manager

Aldo Santillán
Director Editorial y Operaciones / Editorial and Operations Manager

Alejandra Priego
Asistente Dirección General

Ignacio Ortiz
Director de Arte / Art Director

Elena Fernández
Coordinador Editorial / Editorial Coordinator

Gonzalo Rivas
Diseñador Senior / Senior Designer

Ángel Sánchez Pichardo
Desarrollador Web / Web master

Antonio Sandoval
Análisis y redacción / Editing and analysis

Efraín Mariano
Análisis y redacción / Editing and analysis

Manelick Saldivar
Corrección de estilo y redacción / Style Editing

Martha Ochoa
Traducción / Translation



Página 3

Importancia de la capacitación, certificación y educación continua en la industria petrolera
The importance of training, certification and continuous education in the oil industry

Página 6

Hacia la digitalización de PEP
Towards the digitization of PEP

Página 10

Curso de inducción: Ingeniería petrolera para no petroleros
Induction course: Petroleum engineering for non-oil experts

Página 12

Factor de Declinación Térmico. Estimación de tasas de producción en ausencia de aforos
Thermal Declination Factor. Estimation of production rates in the absence of measurements

Página 16

Mecanismo de Recuperación de Petróleo Pesado para el Mejoramiento Nano Catalítico In Situ (ISUT) en yacimientos de carbono naturalmente fracturados
Heavy Oil Recovery Mechanism for Nano Catalytic In Situ Upgrading (ISUT) in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs

Página 20

Recuperación avanzada y mejorada – Comisión Nacional de Hidrocarburos
Enhanced and Improved Recovery – National Hydrocarbons Commission

La importancia de la capacitación, certificación y educación continua en la **industria petrolera**



The importance of training, certification and continuing education in the oil industry

Por / By Antonio Sandoval

La capacitación es un activo crucial para todas las empresas, pero en algunas industrias, por la naturaleza de las mismas, es un factor determinante. Tal es el caso de la industria petrolera, cuya línea de trabajo se basa en tareas complejas y potencialmente peligrosas. Por lo tanto, resulta esencial que los empleados se mantengan siempre al tanto de los últimos desarrollos de la industria, además de sus disciplinas y tareas específicas.

Training is a crucial asset for all companies, but in some industries, by its nature, it is a determining factor. Such is the case of the oil industry, whose line of work is based on complex and potentially dangerous tasks. It is therefore essential that employees are always up to date on the latest developments in the industry, in addition to their specific disciplines and tasks.

Del mismo modo, la capacitación correcta garantiza un ambiente operativo moderno y seguro, en favor de los mismos trabajadores, los accionistas y la comunidad en general. Brinda, también, una serie de beneficios integrales para todos los que participan en la compañía; sin la capacitación constante, la industria petrolera estaría condenada al fracaso.

A lo largo de los años así lo han entendido muchas empresas y universidades relacionadas con el sector petrolero, como la Universidad de Texas A&M, la Universidad de Oklahoma y la Universidad Heriot-Watt de Edimburgo, Escocia. Estas instituciones ofrecen algunos de los mejores cursos de capacitación de la industria petrolera a nivel global.

En nuestro país, el Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM) destaca por ser una de las asociaciones con mayor prestigio y calidad en tareas de capacitación y certificación para la industria petrolera. Cuenta con profesionales de primer nivel, todos con una amplia experiencia, y muchos todavía en labores cotidianas relativas a su profesión, lo que garantiza la tan indispensable actualización constante.

Resulta que, en términos generales, la capacitación tiene el potencial de generar mayores beneficios económicos, tanto para quien la toma como para la empresa que la proporciona. Nuevamente, en el caso de la industria petrolera esto es un tanto diferente, ya que dicho potencial es más bien una realidad ligada a grandes frutos económicos, además del progreso jerárquico del que suele ir acompañado.

La utilización efectiva de los recursos humanos dentro de la organización, ahora y en el futuro, depende de la capacitación. Esta labor también permite establecer y reconocer requerimientos futuros, asegurar a la empresa el suministro de empleados calificados y potenciar desarrollo de los recursos humanos disponibles.

El siguiente dicho quizás es muy utilizado, pero totalmente cierto: "La capacitación no es un gasto sino una inversión, que veremos reflejada en un mejor desempeño y en un mejor resultado, para beneficio de la compañía".

México es un país que tiene mucho por hacer en esta materia, sobre todo en el contexto de un modelo energético diferente al de años



Likewise, correct qualification guarantees a modern and safe operative environment, in favor of the workers, stakeholders, and community in general. It also brings a series of integral benefits for all who participate in the company; without constant training, the oil industry would be doomed.

Throughout the years, this has been understood by many companies and universities related to the oil sector, such as Texas A&M University, the University of Oklahoma and Heriot-Watt University in Edinburgh, Scotland. These institutions offer some of the best training courses within the global oil industry.

In our country, the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. (CIPM, by its acronym in Spanish) stands out for being one of the most prestigious and qualified associations in terms of training and certification for the oil industry. It has first-class professionals, all with vast expertise, and many still in daily tasks related to their profession, which guarantees constant updating.

It turns out that, in general terms, training has the potential to generate greater economic benefits, both for the person who takes it and for the company that provides it. Again, in the case of the oil industry, this is somewhat different, since this potential is rather a reality linked to great economic fruits, in addition to the hierarchical progress that usually goes hand in hand with it.

The effective use of human resources within an organization, now and in the future, depends on qualification. This task also makes it possible to establish and recognize future requirements, assure the company the supply of qualified employees and promote the development of available human resources.

The following saying is perhaps widely used, but completely true: "Training is not an expense but an investment, which we will see reflected in better performance and a better result for the benefit of the company.

Mexico is a country with a lot to do on this matter, especially in the context of a different energy model to that of years ago. All oil industry professionals need this support because they are facing the challenge of giving energy sovereignty back to the country, translated in larger hydrocarbon production, at accessible prices, and with excellent quality.

Another leading entity is the Mexican Petroleum Institute (IMP, by its acronym in Spanish), whose vision is to develop strategic alliances with global organizations that allow the implementation of best international practices and generate results in the short term.

For the IMP training is not enough. The certification of oil industry professionals is just as necessary to generate certainty of their abilities and apply integral solutions, through innovative content that helps develop skills that leave their mark on the value chain of the hydrocarbon sector.

It is in this context that the incorporation of new technologies becomes a factor of impact in current business models since the skills required of operators must transform and adapt to these technologies.

In the oil industry, there are three elements that can never, nor should ever, be postponed, especially in terms of tasks, workers in productive areas and all those who relate to them.

Por sus beneficios económicos individuales, y de bienestar para la sociedad en general, un ingeniero petrolero capacitado correctamente es un **activo invaluable** para el país.

*For its individual economic benefits, and welfare for society in general, a properly trained petroleum engineer is an **invaluable asset** to the country.*



atrás. Los profesionistas de la industria petrolera necesitarán de este apoyo, ya que tienen frente a ellos el reto de devolverle al país la soberanía energética, traducida en mayor producción de hidrocarburos, a precios accesibles y con calidad de clase mundial.

Otro organismo destacado en estos temas es el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), cuya visión es desarrollar alianzas estratégicas con organismos globales, que permitan implementar las mejores prácticas internacionales y generar resultados en el corto plazo.

Para el IMP la capacitación no basta. Es igualmente necesaria la certificación de los profesionistas de la industria petrolera para generar certeza de sus capacidades e implementar soluciones integrales, a través de contenido innovador que ayude a desarrollar competencias que dejen huella en la cadena de valor del sector de hidrocarburos.

Es en este contexto que la incorporación de nuevas tecnologías se convierte en un factor de impacto en los actuales modelos de negocio, ya que las habilidades requeridas de los operadores deben transformarse y adaptarse en función de estas tecnologías.

En la industria petrolera existen tres elementos que nunca pueden, ni deben, posponerse, especialmente en cuanto a tareas, trabajadores de áreas productivas y todos aquellos que se relacionan con éstas.

Estos elementos son:

Capacitación permanente: para conservar un nivel de conocimiento que le permita al trabajador realizar sus labores eficientemente, siempre implementando la seguridad requerida, de manera que se logre el objetivo económico fijado.

Certificación: es necesario que organismos profesionales, autónomos y altamente especializados certifiquen los conocimientos del trabajador de la industria petrolera; con ello se garantiza la calidad profesional demandada.

Educación continua: los profesionistas nunca dejan de aprender, y aquellos que trabajan en la industria petrolera no son la excepción sino la regla. La educación continua es un elemento obligatorio para quienes tienen en sus manos labores de alto valor agregado.

These elements are:

Permanent training: to maintain a level of knowledge that allows the worker to perform his tasks efficiently, always implementing the required safety, in order to achieve the set economic objective.

Certification: it is necessary that professional, autonomous and highly specialized organizations certify the oil industry worker's knowledge; with it, the demanded professional quality is guaranteed.

Continuing education: professionals never stop learning, and those who work in the oil industry are not the exception but the rule. Continuing education is a mandatory element for those who handle work of high added value.



Un cambio cultural capaz de transformarlo todo
/ A cultural change capable of transforming everything

Hacia la digitalización de **PEP**

Towards the digitization of PEP

Autor/ *Author*: Miguel Ángel Lozada Aguilar (Pemex Exploración y Producción)

La digitalización es una tendencia inevitable en las empresas de todos los sectores. Algunos de ellos han logrado una evolución sorprendente, otros, como es el petrolero, han seguido un sentido evolutivo exponencial, pero aún lejos del estado de arte. Es sorprendente cómo la digitalización ha transformado la lógica de los procesos de las empresas con su enorme potencial para generar valor y mejorar los indicadores de negocio de las mismas.

La tecnología digital está relacionada a todos los habilitadores digitales que existen en el mercado, mismos que pueden combinarse para fortalecer la solución tecnológica digital en los diferentes procesos o productos de las empresas. Las figuras siguientes muestran todos los habilitadores tecnológicos digitales que se pueden encontrar en el mercado, así como el grado de madurez digital en que la industria petrolera se encuentra respecto a los otros sectores **(Figura 1).**

El gran reto y sustento de cualquiera de estos proyectos es la fortaleza en una buena administración de información técnica. Todos los proyectos digitales petroleros tienen como base imprescindible el dato técnico; partiendo de ahí, la digitalización puede ir desde sistemas colaborativos y automatización de flujos de trabajo, hasta la analítica avanzada. En el siguiente esquema se ilustra cómo Pemex Exploración y Producción (PEP) está asegurando la administración de su información con un sistema de gobernabilidad y de administración del cambio **(Figura 2)**.



Figura 1. Habilitadores tecnológicos digitales del mercado y grado de madurez digital de la industria petrolera con respecto a los otros sectores.
Figure 1. *The market's digital technological enablers and level of digital maturity of the oil industry in comparison with other sectors*



Figura 2. Sistema de gobernabilidad y de administración de cambio de PEP.

Figure 2. *Governability system and change administration of PEP.*



La aplicación de las tecnologías digitales dentro de la cadena de valor de PEP tiene varias tendencias; desde luego, lo que se pretende es incorporar uno o varios habilitadores digitales en los proyectos digitales de la cadena de valor. En la **figura 3,** se muestran los proyectos digitales dentro de la cadena de valor de PEP.

Los proyectos descritos aquí no son todos ni los únicos proyectos digitales que pudiesen generarse dentro de la cadena de valor de PEP; sin embargo, en este momento sí son los que más expectativas de generación de valor presentan. Los retos de estos proyectos digitales están relacionados a mejorar los indicadores del negocio como son: incremento de reservas, incremento de producción, optimización de las inversiones, reducción de costos de producción e incremento del factor de recuperación de los campos.

Como podrá verse, estos siempre han sido los desafíos que han movido a las compañías petroleras a implementar tecnologías; no obstante, en el caso de la integración de las tecnologías digitales, la expectativa es que las mejoras sean sustantivas, basado en lo que ha ocurrido en los otros sectores de la industria.

Digitization is an inevitable trend for companies in all sectors. Some of them have accomplished a surprising evolution, others, like the oil sector, have followed an exponential evolutionary path, but still far from the state of art. It is very surprising how digitization has transformed the companies' process logic with its potential to generate value and better their business indicators.

Digital technology is related to all the digital enablers in the market, which can combine to strengthen the digital technological solution in the different processes or products of the enterprises. The following figures show all the digital technology enablers that can be found in the market, as well as the degree of digital maturity in which the oil industry is compared to the other sectors **(Figure 1).**

The great challenge and sustenance of any of these projects is the strength of a good technical information administration. The base of all oil digital projects is technical data; from there, digitization can range from collaborative systems and workflow automation to advanced analytics. The following diagram illustrates how Pemex Exploration and Production (PEP) is ensuring the management of its information with a system of governance and change management **(Figure 2).**

The application of digital technologies within the value change of PEP has various tendencies; of course, the aim is to incorporate one or more digital enablers into the digital projects of the value chain. **Figure 3** shows the digital projects within the PEP value chain.

The projects described here are not all, nor are they the only digital projects that could be generated within the PEP value chain; however, at this time they are the ones with the highest expectations of value generation. The challenges of these digital projects are related to improving business indicators such as an increase in reserves, increase in production, optimization of investments, reduction in production costs and increase in the recovery factor of the fields.

As can be seen, these have always been the challenges that have moved oil companies to implement technologies; however, in the case of the integration of digital technologies, the expectation is that the improvements will be substantial, based on what has happened in other sectors of the industry.

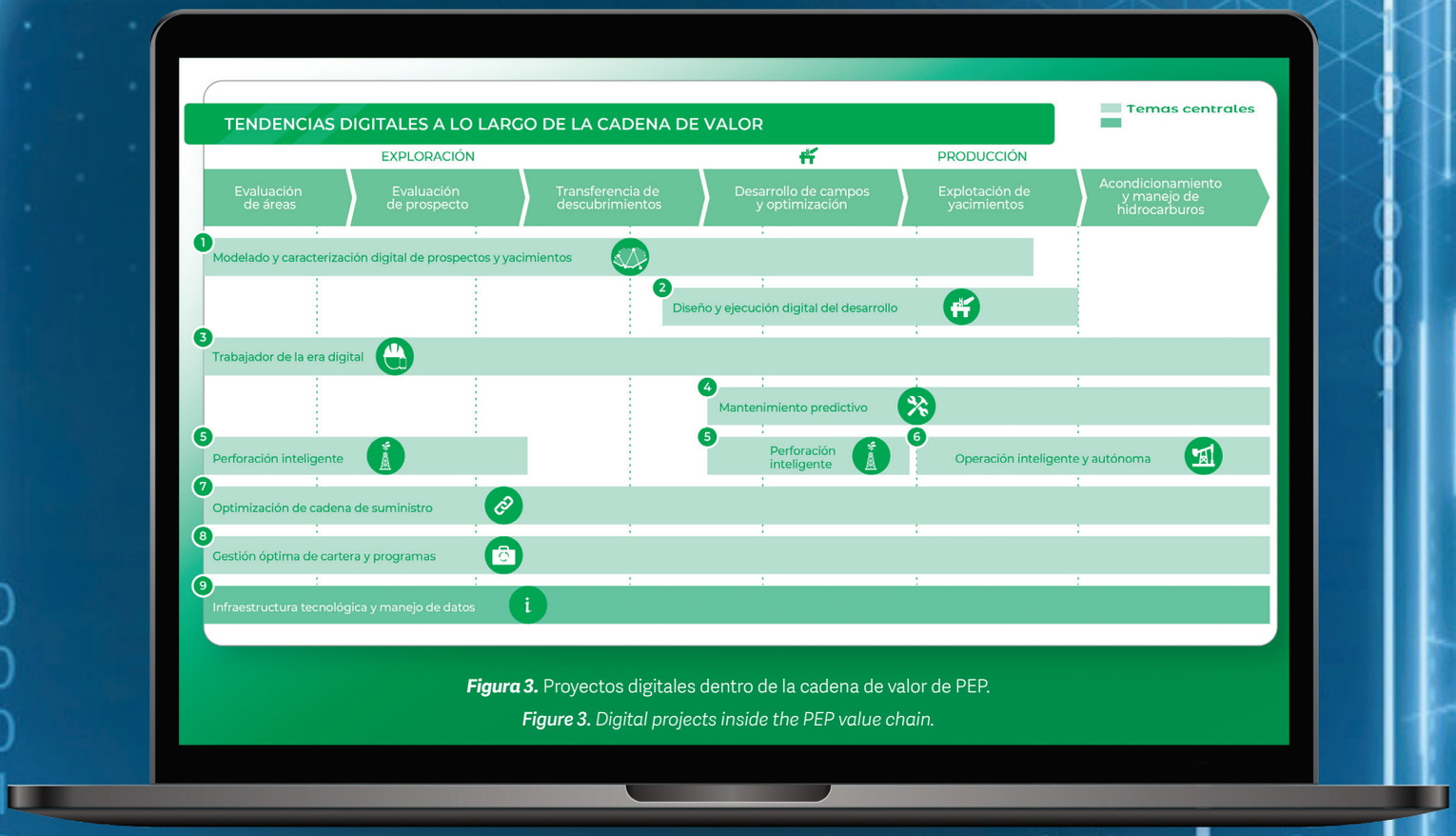


Figura 3. Proyectos digitales dentro de la cadena de valor de PEP.

Figure 3. *Digital projects inside the PEP value chain.*

Se realizó una evaluación del potencial para generar valor de todos estos proyectos digitales; el análisis se basó en casos de negocio con consideraciones realistas. Se identificaron cinco proyectos prioritarios con base en el valor presente neto, la eficiencia de inversión y la factibilidad de implantación, para evaluar el potencial de generación de valor; éstos son: diseño y ejecución digital del desarrollo, operación inteligente y autónoma, optimización del mantenimiento, modelado y caracterización digital de prospectos y yacimientos y la perforación inteligente.

En este momento se trabaja en el desarrollo de una base de datos estructurada con gobernabilidad que soporte estos procesos. Cabe destacar que, a la par, estos procesos han sido identificados como proyectos tecnológicos en las Regiones de Explotación del País.

An assessment was made of the potential to generate value from all these digital projects; the analysis was based on business cases with realistic considerations. Five priority projects were identified based on net present value, investment efficiency and feasibility of implementation to evaluate the potential for generating value; these are digital design and execution of development, intelligent and autonomous operation, optimization of maintenance, digital modeling, and characterization of prospects and reservoirs, and intelligent drilling.

Work is currently underway on the development of a structured database with governance to support these processes. It should be noted that, at the same time, these processes have been identified as technological projects in the Country's Exploitation Regions.





En la **figura 4** se esquematizan los beneficios esperados de estos proyectos, así como los indicadores del negocio que impactan. Por citar algunos de los proyectos, en la perforación inteligente se espera un impacto en el ahorro de las inversiones del 15% (equivalente a 20 millones de dólares en sólo diez pozos de la zona marina que se perfore); en cuanto a la operación inteligente y autónoma, se espera un incremento de la producción del 3% (equivalente a unos 46,000 bpd de producción), y en lo concerniente al mantenimiento, se espera un ahorro de 175 millones de dólares por año.

Conclusiones

Finalmente, quisiéramos enfatizar tres puntos importantes con respecto a la digitalización:

1. La digitalización es una tendencia inevitable en las empresas petroleras, debido al alto impacto que tiene en los indicadores de negocio.

2. Este método traerá consigo un cambio cultural que modificará la lógica de los procesos y su comunicación; incluso, en muchos casos, cambiará la manera de hacer las cosas.

Figure 4 outlines the expected benefits of these projects, as well as the business indicators that impact them. To cite some of the projects, intelligent drilling is expected to have an impact on investment savings of 15% (equivalent to 20 million dollars in only ten wells in the marine area being drilled); intelligent and autonomous operation is expected to increase production by 3% (equivalent to some 46,000 bpd of production); and maintenance is expected to save 175 million dollars per year.

Conclusions

Finally, we would like to emphasize three important points regarding digitization:

1. Digitization is an inevitable trend in oil companies, due to the high impact it has on business indicators.

2. This method will bring about a cultural change that will modify the logic of processes and their communication; in many cases, it Will even change the way things are done.

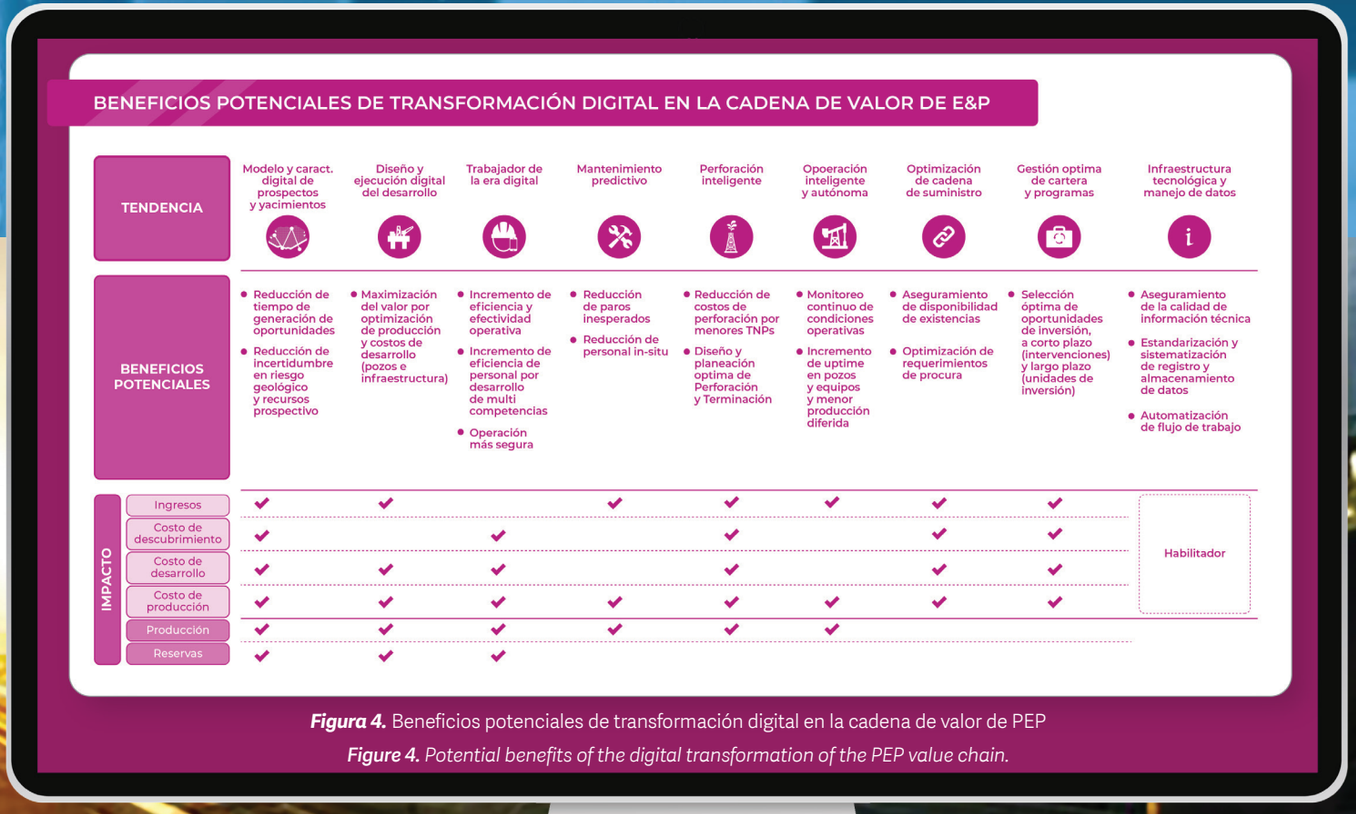


Figura 4. Beneficios potenciales de transformación digital en la cadena de valor de PEP

Figure 4. *Potential benefits of the digital transformation of the PEP value chain.*

El Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM) ofrece un curso introductorio de 25 horas, dirigido a personas que deseen conocer más acerca de los elementos críticos que impactan en la exploración, extracción y comercialización de hidrocarburos.

¿A quiénes está dirigido?

A personas que laboren en cualquier área relacionada a la industria de petróleo y gas; incluyendo agencias gubernamentales, empresas de servicios, compañías operadoras, firmas legales, contables, consultores y financieros que deseen conocer más acerca de las actividades que engloba la industria de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos.

¿Qué conocimientos se adquieren?

- Aspectos técnicos y comerciales que conforman la industria petrolera en un lenguaje sencillo de comprender.
- Elementos básicos para la toma de decisiones comerciales, legales y técnicas, al identificar los elementos fundamentales de la cadena de valor que involucra la industria extractiva y comercial del petróleo.
- Bases legales y normativas que regulan la actividad petrolera en México.

El curso es impartido por especialistas de la industria petrolera mexicana, certificados en las áreas de exploración, explotación y normatividad en materia de hidrocarburos y con amplia experiencia docente. Esto garantiza la adquisición de competencias y la comprensión de los tópicos más relevantes, bajo estrictos controles de calidad.

Sede del curso:

Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.
Poniente 134 # 411, Col. San Bartolo
Atepehuacan. Alcaldía. Gustavo A. Madero,
C.P. 07730, CDMX

Tel. +52 (55) 5260 6537 / +52 (55) 5260 6848
Email:
jaosorno@cipm.org.mx
maricarmen@cipm.org.mx
Web: www.cipm.org.mx/
Linkedin:
Colegio de Ingenieros Petroleros de México
Twitter: @CIPM4

Fechas:

Cierre de inscripciones:
30 de mayo de 2019

Inicio del curso:
6 de junio de 2019

Fin del curso:
8 de junio de 2019

Horarios: 9:00 - 18:00 hrs.

Precio y métodos de pago:

$15,000.00 + I.V.A.
(a partir de 4 personas se aplicará
un descuento del 10% para cada integrante).

Pago por depósito en ventanilla
o transferencia electrónica.

Temario

1. Introducción a la ingeniería petrolera.
2. Exploración de yacimientos petroleros.
3. Fluidos del yacimiento.
4. Ingeniería de yacimientos.
5. Ingeniería de perforación.
6. Ingeniería de producción.
7. Medición, transporte y comercialización.
8. Legislación para la exploración y producción en campos petroleros (CNH/SENER).
9. Legislación en materia ambiental (ASEA).

Incluye:

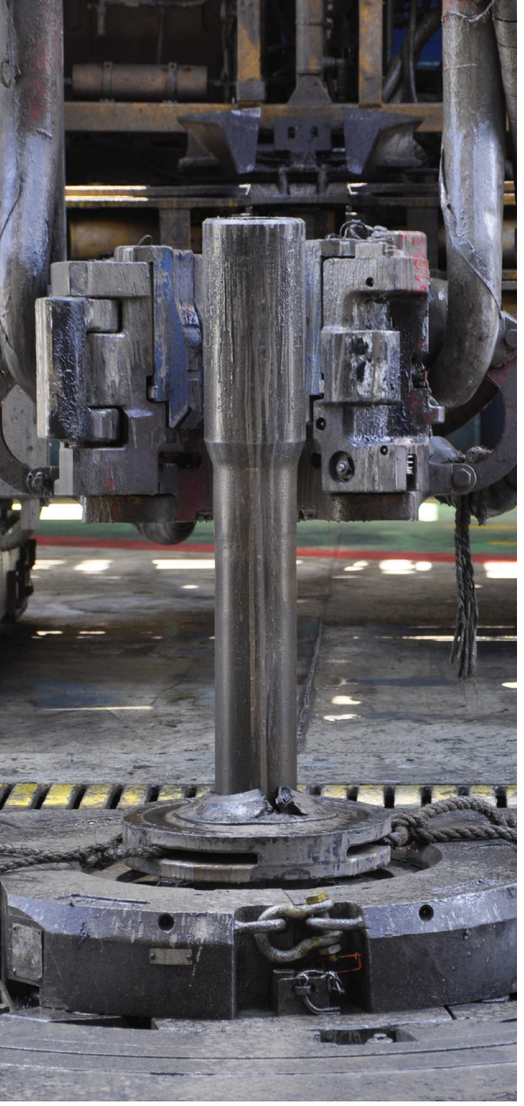
- Servicio de coffee break.
- Estacionamiento dentro de las instalaciones.
- Comida buffet.
- Material didáctico, electrónico e impreso.
- Papelería.
- Constancia de Habilidades Laborales DC-3 con reconocimiento por la STPS.
- Transporte opcional desde la zona hotelera de Polanco; salida a las 8:00 hrs. y regreso a las 18:00 hrs.
- Diploma con valor curricular expedido por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.

Cupo limitado. ¡Aparta tu lugar!

Si requiere mayor información sobre el temario extendido, favor de contactar a un representante del CIPM, quien atenderá todas sus dudas e inquietudes.

CURSO DE INDUCCIÓN:
INGENIERÍA PETROLERA PARA NO PETROLEROS

6 al 8 de Junio 2019 CDMX



Estimación de los gastos de aceite, agua y gas, en ausencia de aforos actualizados
/ Estimation of oil, water and gas expenses, in absence of updated gauging

Factor de Declinación Térmico. Estimación de tasas de producción en ausencia de aforos.

A poco más de cuatro años desde que los precios del petróleo se vinieran abajo y toda la industria petrolera nacional sufriera un descenso en caída libre, los estragos no dejaron de verse reflejados hasta en los ámbitos menos pensados como las mediciones de flujo. Sin embargo, y aunque se tienen simuladores de modelos de flujo multifásico, los aforos aún siguen siendo necesarios para calibrarlos, como si de una paradoja se tratase —si bien se tienen los modelos para estimar gastos en ausencia de aforos, se requieren los aforos para calibrar los modelos.

Thermal Declination Factor. Estimation of production rates in the absence of capacity.

A little more than four years after oil prices collapsed and the national oil industry suffered a decline in free fall, ravages reflected even in less expected areas such as flow measurements. Although there are simulators of multiphase flow models, measurements are needed to calibrate them, as if it were a paradox, there are models to estimate the flow rate in absence of measurements, however, measurements are needed to calibrate the models.

Por / By Jesús Antonio Hernández Chán
Especialista en Caracterización Dinámica de Yacimientos y Recuperación Mejorada en Pemex.

Dr. José Ramón Mayorquín Ruíz
Coordinador del Grupo Multidisciplinario de Diseño de Proyectos en Campos Menores en Pemex.

This is why the author's remark is presented as a search of alternatives for the estimation of oil, water and gas expenses, in absence of updated gauging. During the analyzing process, the engineers noted the relationship between the recorded temperature in the downpipes of the wells and their production. From this, they developed a mathematical expression to represent this dependence.

Thus, they discovered that the performance that determines the relationship between the temperature of the current (measured at the surface of the wells) and the expenses of liquids responded to an exponential behavior.

$$f(x)=a\,e^{(b\,x)}$$

Thermal Declination Factor (TDF)

The TDF consists of a series of mathematical expressions of simple use and implementation, developed to estimate the oil, water and gas expenses of oil wells according to their operating conditions.

The specialists noted that, as the wells began to fall, the temperatures of the downpipes tended to adopt the ambient temperature and vice versa. Using this unique behavior, they took advantage to estimate oil, water, and gas production.



Es por esto, que el apunte de los autores se presenta como una búsqueda de alternativas para la estimación de los gastos de aceite, agua y gas, en ausencia de aforos actualizados. En el proceso de análisis de la información, los ingenieros percibieron la relación que existe entre la temperatura registrada en las bajantes de los pozos y la producción de los mismos. A partir de esto, desarrollaron una expresión matemática que representara esta dependencia.

Así, descubrieron que el comportamiento que define la relación entre la temperatura de la corriente (medida en la superficie de los pozos) y los gastos de líquidos respondían a un comportamiento exponencial:

f (x)=a e^(b x)

Factor de Declinación Térmico (FDT)

El FDT consiste en una serie de expresiones matemáticas de fácil uso e implementación, desarrolladas para estimar los gastos de aceite, agua y gas de pozos petrolíferos en función de sus condiciones operativas.

Los especialistas notaron que, a medida que los pozos comenzaban a abatirse, las temperaturas de las bajantes tendían a la temperatura ambiente y viceversa. Haciendo uso de este singular comportamiento, ellos tomaron ventaja para estimar la producción de aceite, agua y gas.

Una de las mayores ventajas del Factor de Declinación Térmico, es que, a diferencia de otras herramientas, no necesita de recurrentes mediciones de flujo (aforos) para recalibrarse, es suficiente con una sola caracterización de las variables para que éstos funcionen adecuadamente.

También, en comparación con otros modelos de flujo multifásico y simuladores, el FDT no solo reproduce el último aforo (al cual se ajustan los modelos de flujo multifásico disponibles), sino que, además, logra un ajuste al último aforo y a todos los aforos históricos.

Aplicación en Pemex

Desde el momento en el cual los autores desarrollaron el FDT, ha sido aplicado en los pozos del Activo de Producción Bloque Aguas Someras AS01-01 (antes llamado Activo de Producción Cantarell). En la **imagen 1** se muestra un resumen de las expresiones analíticas que ellos proponen.

Los autores fueron conscientes que a cada pozo le corresponde un Factor de Declinación Térmico único, y que cada uno debe ser caracterizado de acuerdo a su comportamiento particular.

Las gráficas contenidas en este texto, muestran los resultados obtenidos de aplicar las expresiones analíticas al pozo P-1, y una comparación entre estos resultados y las mediciones tomadas. La **imagen 2** presenta las ecuaciones planteadas para el pozo P-1.

Se puede observar que las expresiones analíticas para el aceite y el agua (**ecuación 7 y 8**, respectivamente), comparten las mismas constantes; mientras tanto, para obtener el gasto de gas de formación, se deberá primero estimar la producción de aceite y agua y, posteriormente a lo calculado, restar la inyección de gas de bombeo neumático continuo. Las gráficas de la **figura 1, 2 y 3** muestran una comparación entre los ritmos de producción medidos (aforos) y lo estimado por FDT y FDTg con las **ecuaciones 7, 8 y 9** del pozo P-1.

La expresión analítica que los autores proponen para estimar los gastos de

Imagen 1 / *Image 1*

Líquido / ***Liquid***

$$Q_L = QL_1 * e^{(T-T_1)*FD_T} \quad [1]$$

Aceite / ***Oil***

$$Q_o = \left(1 - \frac{\%w}{100}\right) * QL_1 * e^{(T-T_1)*FD_T} \quad [2]$$

Agua / ***Water***

$$Q_w = \left(\frac{\%w}{100}\right) * QL_1 * e^{(T-T_1)*FD_T} \quad [3]$$

Gas / ***Gas***

$$Q_g = \left[Qg_{T1} * e^{(QL-QLg_1)*FD_{Tg}}\right] - Q_{gi} \quad [4]$$

Dónde / ***Where:***

$$FD_T = \frac{Ln\left(\frac{QL_2}{QL_1}\right)}{T_2 - T_1} \quad [5]$$

$$FD_{Tg} = \frac{Ln\left(\frac{QgT_2}{QgT_1}\right)}{QLg_2 - QLg_1} \quad [6]$$

Imagen 2 / *Image 2*

$$Q_o = \left(1 - \frac{\%W}{100}\right) * 5{,}000\ \text{BPD} * e^{(T-105\ °C)*\frac{1.783\ \%}{°C}} \quad [7]$$

$$Q_W = \left(\frac{\%W}{100}\right) * 5{,}000\ \text{BPD} * e^{(T-105\ °C)*\frac{1.783\ \%}{°C}} \quad [8]$$

$$Q_g = \left[7\ \text{MMpcd} * e^{((Qo+Qw)-6{,}800\ \text{BPD})*\frac{0.0336\ \%}{BPD}}\right] - Q_{gi} \quad [9]$$

One of the major advantages of the Thermal Declination Factor, is that, opposed to other tools, it does not need recurrent flow measurements (gauging) to recalibrate, it is enough with one sole characterization of the variables for them to work properly.

Also, compared to other multiphase flow models and simulators, the TDF not only reproduces the last gauging (to which the available multiphase flow models are adjusted), but also achieves an adjustment to the last gauge and to all historical gauges.

Application at Pemex

From the moment in which the authors developed the TDF, it has been applied in the wells of the Production Asset Block Shallow Waters AS01-01 (formerly called Production Asset Cantarell). **Image 1** shows a summary of the analytical expressions they propose.

The authors were fully conscious that there is a unique Thermal Declination factor to every well, and that each one has to be characterized according to its particular performance.

The graphs within this text show the results obtained from applying the analytical expressions to well P-1, and a comparison between these results and the gathered measures. **Image 2** presents the equations proposed for well P-1.

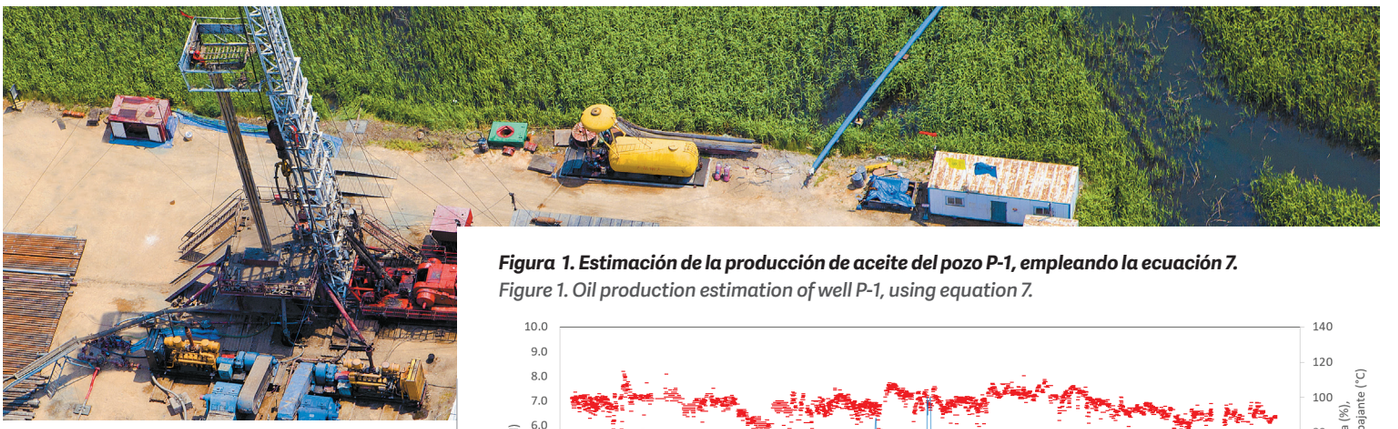
We can see that analytical expressions for oil and water (**equation 7 and 8,** respectively), share the same constants; meanwhile, to obtain the formation gas expense, one must first estimate the production of oil and water, and then subtract the continuous pneumatic pump gas injection. The graphs of **figure 1, 2 and 3** show a comparison between the measured production rhythms (gauging) and that estimated by TDF and TDFg with the **equations 7, 8 and 9** of well P-1.

The analytical expression that the authors propose to estimate oil expenses, only uses the temperature of the downpipes and water cuts as variables and, together with the particular constants for this well, they are able to estimate oil production, which corresponds to the measured gauges **(Figure 1).**

For water, the analytical expression that Chan & Mayorquin suggest is similar to the one they use for oil and even use the same constants and independent variables: 1) downpipe temperature and 2) water cuts.

Lastly, to estimate the production rhythms of formation gas, the authors first calculate oil and water expenses and, with the liquid expense, they measure all the gas that flows through the wells. This is why, in order to obtain the formation gas, they have to subtract the gas volume of injected Continuous Pneumatic Pumping **(equation 9)**.

While there are no updated gauges at well level currently in existence, there



aceite, únicamente emplea la temperatura de la bajante y los cortes de agua como variables y, en conjunto con las constantes particulares para este pozo, ellos logran estimar la producción de aceite, la cual se corresponde con los aforos medidos **(Figura 1).**

Para el caso del agua, la expresión analítica que proponen Chan & Mayorquin es similar a la que emplean para el aceite e incluso utilizan las mismas constantes y variables independientes: 1) temperatura de la bajante y 2) cortes de agua **(Figura 2).**

Finalmente, para estimar los ritmos de producción de gas de formación, los autores primero calculan los gastos de aceite y agua y, con el gasto de líquidos, miden todo el gas que fluye de los pozos. Es así que, para obtener el gas de formación, deben restar el volumen de gas de Bombeo Neumático Continuo inyectado **(Figura 3)**.

Si bien actualmente no existen aforos actualizados a nivel pozo, sí se tienen separadores remotos en algunas plataformas petroleras costa afuera, y en ellos se unen corrientes de diferentes pozos. Por tanto, para comprobar que lo estimado por FDT a condiciones operativas actuales es correcto, los ingenieros suman las curvas estimadas de agua, aceite y gas de todos los pozos que



Figura 1. Estimación de la producción de aceite del pozo P-1, empleando la ecuación 7.
Figure 1. Oil production estimation of well P-1, using equation 7.

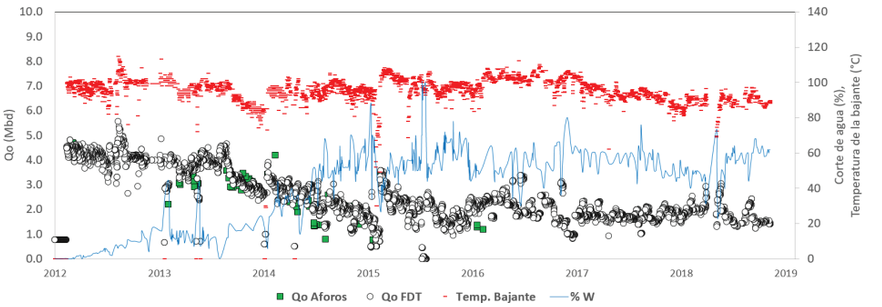


Figura 2 . Estimación de la producción de agua del pozo P-1, empleando la ecuación 8.
Figure 2. Water production estimation of well P-1, using equation 8.

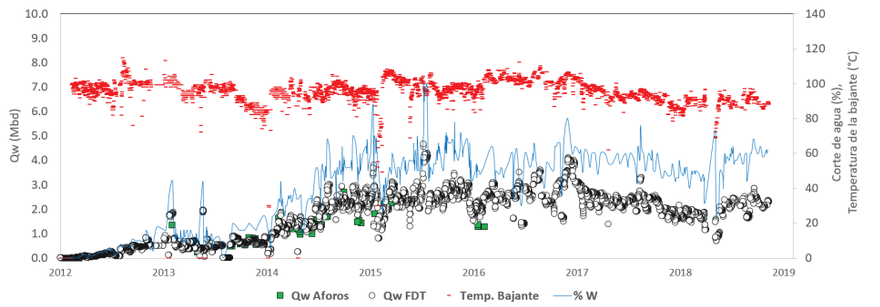
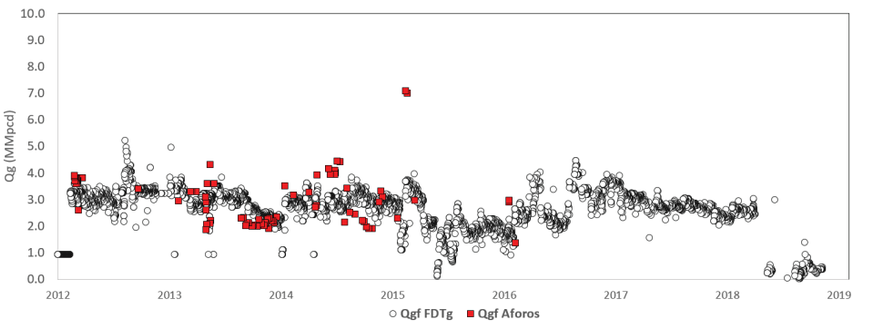


Figura 3. Estimación de la producción de gas del pozo P-1, empleando la ecuación 9.
Figure 3. Gas production estimation of well P-1, using equation 9.



are remote dividers in some offshore oil platforms, in which various well currents meet. Therefore, in order to prove the TDF estimate to be accurate, the engineers add the estimated water, oil and gas curves of all the wells that converge on these dividers and compare it to the total volume of liquids and gas that the divider measures.

In this way, they verified that the Thermal Declination Factor adjusts them both to the historical hard data (gauges per well) and to the current hard data (measurement in remote separators), allowing them to estimate the production rhythms of oil, water and gas daily, in the absence of gauges, depending on the water cuts and operating conditions per well.

Conclusions

The Thermal Declination Factor was successfully applied to the Production Asset Shallow Water Blocks AS01-01, which allowed support for the distribution of the fields' production. Also, it helped them calculate the observed benefits after the execution of the reparations, with and without equipment, in the offshore wells of the Campeche probe and gave a tool for the daily follow-up of productivity problems in the operating wells.

convergen en dichos separadores y lo comparan con el volumen total de líquidos y gas que el separador mide.

De esta manera, comprobaron que el Factor de Declinación Térmico les ajusta tanto al dato duro histórico (aforos por pozo), como a los datos duros actuales (medición en separadores remotos), permitiéndoles estimar diariamente los ritmos de producción de aceite, agua y gas en ausencia de aforos, en función de los cortes de agua y las condiciones operativas por pozo **(Figura 5).**

Conclusiones

El Factor de Declinación Térmico fue aplicado exitosamente en el Activo de Producción Bloques Aguas Someras AS01-01 y permitió dar soporte para la redistribución de la producción de los yacimientos. También, les ayudó a calcular los beneficios observados luego de la ejecución de reparaciones, con y sin equipo, en los pozos costa afuera de la sonda de Campeche y brindó una herramienta para el seguimiento diario a los problemas de productividad de los pozos operando.

El modelo matemático FDT es capaz de ajustarse a los aforos (agua, aceite y gas), mediante expresiones analíticas que emplean como variables: la temperatura de las bajantes y el porcentaje de agua de la corriente de líquidos.

De esta manera, aunque actualmente no se tienen aforos, sí se siguen teniendo en los reportes diarios de las condiciones operativas de los pozos, permitiendo, de esta manera, estimar las producciones de los pozos, en función de la información que se tiene disponible.

Para hacer uso del modelo FDT, los autores recomiendan tener la siguiente información:

1. Aforos históricos (para calcular los FDT y FDTg)
2. La evolución del porcentaje de agua en la corriente de líquidos.
3. Las condiciones operativas históricas (temperatura de la bajante y ritmos de inyección de gas de bombeo neumático continuo). Si es pozo fluyente o con otro sistema artificial de producción diferente al BNC, los ritmos de inyección de gas toman valores de cero.

Así fue como, finalmente, los autores contaron con una herramienta que les brindó la oportunidad de dar seguimiento, puntual y de forma diaria, a la producción de los pozos petroleros, en aquellos intervalos de tiempo donde no tenían aforos disponibles.

The mathematical model TDF is capable of adjusting to the gauges (water, oil, and gas), through analytic expressions that use as variables: the temperature of the downpipes and the percentage of water of the liquid current.

This way, even if there are no gauges now, they are still shown in the daily reports of the wells' operative conditions, allowing the estimation of the well's production, according to the information available.

To use the TDF model, the authors recommend having the following information:

1. Historical gauges (to calculate TDF and TDFg)
2. The water percentage evolution in the liquid current.
3. Historical operative conditions (downpipe temperature and injection rhythms of gas of continuous pneumatic pumping). If it is a flowing well or an artificial production system other than the BNC, the gas injection rates take values of zero.

Finally, the authors had a tool that gave them the opportunity to perform punctual and daily follow-ups to the production of oil wells, in those time intervals where they did not have available gauges.

Figura 4. Medición de la corriente de líquidos de diez pozos, que convergen en un mismo separador remoto, versus los líquidos estimados de esos mismos diez pozos, por FDT.
Figure 4. Measurement of the flow of liquids from ten wells, which converge in the same remote separator, versus the estimated liquids from the same ten wells, by TDF.

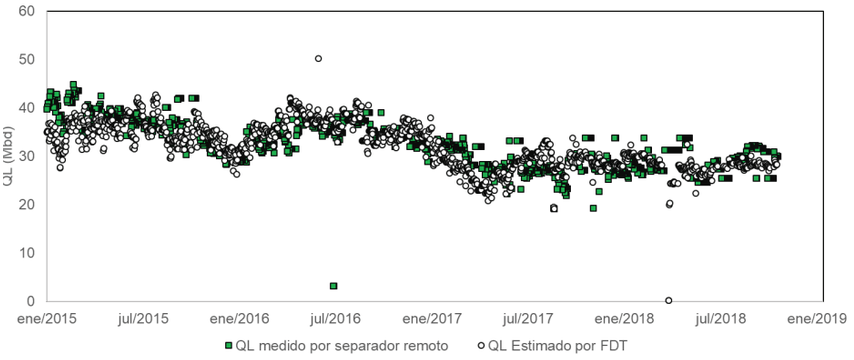
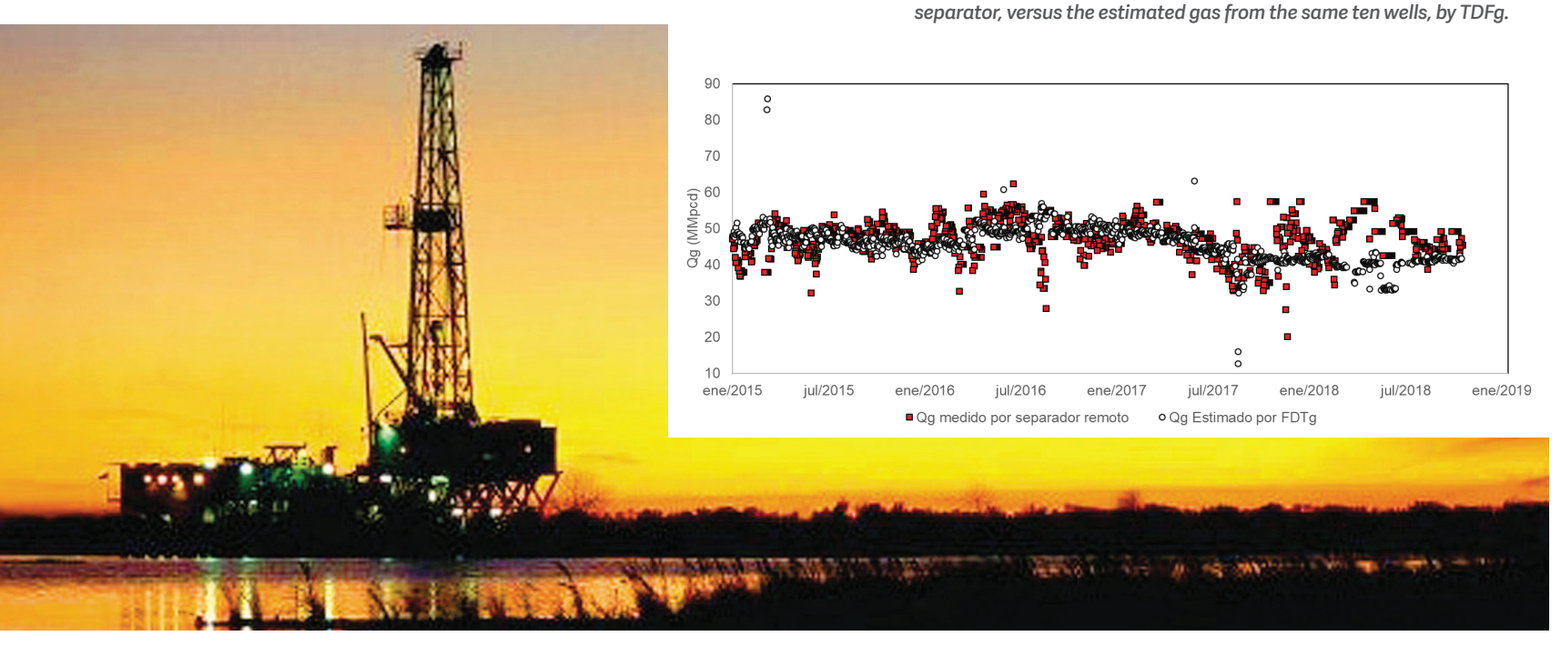


Figura 5. Medición de la corriente de gas de diez pozos, que convergen en un mismo separador remoto, versus el gas estimado de esos mismos diez pozos, por FDTg.
Figure 5. Measurement of the gas stream from ten wells, converging on the same remote separator, versus the estimated gas from the same ten wells, by TDFg.



Método para potenciar la eficiencia en la recuperación de petróleo pesado.
/ Method to enhance efficiency in heavy oil recovery.

Mecanismo de Recuperación de Petróleo Pesado para el **Mejoramiento Nano Catalítico In Situ (ISUT)** en yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados

Autor / Author: Ricardo Gabriel Suárez, Carlos Scott y Pedro Pereira Almao

Una gran proporción de las reservas de petróleo remanentes en el mundo están en yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados, mismos que son extremadamente heterogéneos, con complejas variaciones de permeabilidad y porosidad, lo que hace especialmente difícil la recuperación de petróleo pesado. Se puede producir aceite dentro del sistema de fracturas, mientras que la mayor parte del aceite la matriz (generalmente una alta proporción) permanece intacto. Por esto, se recomienda el uso de una técnica mejorada de recuperación de crudo, para impulsar la eficiencia mediante el aumento de las interacciones matriz-fractura.



El Mejoramiento Nano Catalítico In Situ (ISUT) para aceite pesado y bitumen, es un proceso novedoso, desarrollado para el uso del yacimiento como una cámara de mejora con menores requerimientos energéticos, ya que los fluidos se calientan una sola vez. El fluido caliente, es decir, el Residuo de Vacío (RV), se utiliza como medio de dispersión para las partículas metálicas catalíticas, más el reactivo de hidrógeno en bajas concentraciones.

Procedimiento y desarrollo

1. Lote ISUT condiciones experimentales. Los radios promedio de poros de los núcleos (5.4 µm) fueron calculados con la ecuación de Winland **(Ecuación 1).**

Heavy Oil Recovery Mechanism for Nano Catalytic In Situ Upgrading (ISUT) in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs

A significant proportion of the world's remaining oil reserves are in naturally fractured carbonate reservoirs, known for being extremely heterogeneous, with complex permeability and porosity variations, which makes the recovery of heavy oil especially challenging. Oil within the fracture system can be produced, while most of the oil in the matrix (usually a high proportion) remains untouched. Therefore, using an enhanced oil recovery technique is recommended to improve efficiency, by increasing matrix-fracture interactions.

I. Saturación de núcleos con aceite durante 24 horas, a 100 °C y 1.000 psig.
II. Generación de vacío a 80 °C durante 12 horas (vacío de aproximadamente 100 mmHg).
III. Desplazamiento del aire (a 100 °C) con flujo de CO_2 (3 horas).
IV. Generación de vacío a, aproximadamente, 100 mmHg (a 100 °C) durante 12 horas.
V. Llenado con aceite usando una bomba de jeringa, presurizando durante 24 horas a 1,000 psig.
VI. Incorporación de partículas catalíticas de azufre ultra dispersas de Ni, Mo y W, utilizando una unidad prototipo a escala de laboratorio.
VII. Introducción de núcleos saturados de aceite dentro de la unidad, llenados previamente con la cantidad calculada de RV requerida.
VIII. Introducción del H_2 a través de una válvula, colocada en la parte inferior de la unidad, hasta alcanzar la presión deseada (1.000 psig a 300°C). Se dejó en reposo durante un tiempo de reacción de 48 a 96 horas.

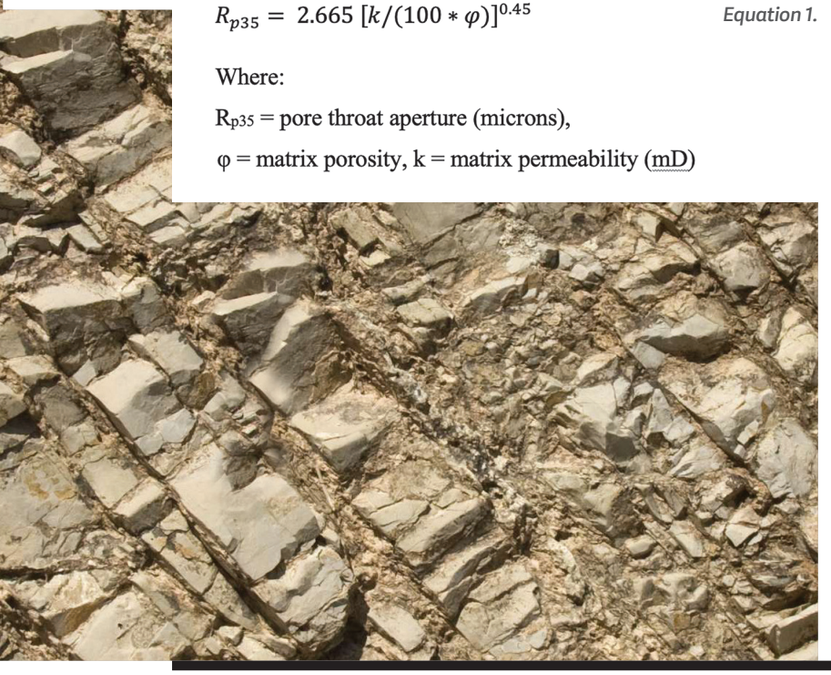
Ecuación 1. *Equation 1.*

$$R_{p35} = 2.665\,[k/(100 * \varphi)]^{0.45}$$

Where:

R_{p35} = pore throat aperture (microns),

φ = matrix porosity, k = matrix permeability (mD)



Ecuación 2. / *Equation 2.*

$$\rho_{asph} = \frac{m_{asph}}{(1/\rho_{solv})(m_{solv} + m_{asph}) - (1/\rho_{solv})m_{sol}}$$

Where: ρ: density; m: mass, asph: asphaltene; solv : solvent

Nano Catalytic In Situ Upgrading (ISUT) for heavy oil and bitumen, is a novel process conceived for using the reservoir as an enhancement chamber, with lower energetic requirements since the fluids are heated only once. Hot fluid, i.e. Vacuum Residue (VR) is used as a dispersing medium for catalytic metal particles, plus hydrogen reagent in low concentrations.

Procedure and development

1. Batch ISUT experimental conditions. The cores' average pore radii (5.4 µm) were calculated with Winland's equation **(Equation 1).**
I. Saturation of the cores with oil for 24 hours at 100 °C and 1,000 psig.
II. Vacuuming at 80 °C for 12 hours (at about 100 mmHg vacuum).
III. Air displacement (at 100 °C) with CO_2 flow (3 hours).
IV. Vacuuming to about 100 mmHg (at 100 °C) for 12 hours.
V. Filling with oil using a syringe pump, pressurizing for 24 hours to 1,000 psig.
VI. Incorporation of ultra-dispersed sulphur catalytic particles of Ni, Mo and W, using a prototype unit at laboratory scale.
VII. Introduction of oil saturated cores into the unit, pre-filled with the calculated amount of RV required.
VIII. Introduction of H_2 through a valve, placed at the bottom of the unit, until the desired pressure is reached (1,000 psig at 300°C). It was left to stand for a reaction time of 48 to 96 hours.
IX. Recovery of the oil produced with the help of pressurized H_2.
X. Recovery of oil trapped within the matrix by soxhlet extraction with methylene chloride (DCM); the solvent was removed in a rotary evaporator.

IX. Recuperación del aceite producido con ayuda de H_2 presurizado.

X. Recuperación del aceite atrapado dentro de la matriz por extracción soxhlet, con cloruro de metileno (DCM, por sus siglas en inglés); el solvente fue removido en un evaporador rotativo.

2. Determinación de viscosidad.

3. Determinación de gravedad API. Se prepararon varias soluciones de tolueno de las muestras (2-4), dentro de un rango de concentración de 0,5 a 1,5% peso/volumen, y se determinaron sus densidades **(Ecuación 2).**

4. Determinación de micro residuos de carbono (MCR).

5. Análisis elemental de azufre y nitrógeno.

6. Análisis de metales.

7. Destilación simulada. Se realizaron experimentos estándar de Destilación Simulada a Alta Temperatura (HTSD, por sus siglas en inglés); conversiones a la temperatura de operación ajustada "T" **(Ecuación 3)**.

Resultados

Como se mencionó anteriormente, el RV se calienta una vez, saliendo por la parte inferior de la torre de vacío a la temperatura especificada. Proporcionando calor a las reacciones de hidroprocesamiento que se producen, principalmente donde el catalizador se adhiere a los minerales del yacimiento, es decir, alrededor del pozo inyector. El aceite mejorado producido, que se envía a unidades de refinación/comercialización, está compuesto exclusivamente de fracciones destilables, tiene baja viscosidad, alta gravedad API, bajo contenido de metales y no contiene asfaltenos.

La Figura 1 presenta las curvas de destilación de los hidrocarburos suministrados a la unidad diferencial y los productos obtenidos en diferentes tiempos de residencia. Los aceites producidos en ambos casos se encontraron más ligeros que los alimentados con RV y, después de las 96 horas de procesamiento, el aceite fue más ligero que el obtenido tras 48 horas.

Este resultado indica que parte del catalizador entró en los núcleos y promovió la descomposición del aceite en el interior hacia fracciones más ligeras, o que fracciones ligeras del RV convertido entraron en la matriz sólida y actuaron como disolventes del aceite pesado, reduciendo su viscosidad y mejorando la recuperación y la calidad del aceite producido.

La Figura 2 muestra las distribuciones de los marcadores moleculares obtenidos mediante el HTSD para los componentes de la materia inicial, y las fracciones producidas a partir del procesamiento ISUT en modo serie. El aceite producido indica que la presencia de marcadores originalmente se clavó en el RV. Además, el fenantreno proveniente de los hidrocarburos originales in situ, contenido dentro de los núcleos, se encuentra en el aceite producido, lo que demuestra que los componentes originales están saliendo de los núcleos.

Por otro lado, la presencia de 1-metil-naftaleno y 5α-colestano en el interior de los extractos de DCM confirma la entrada de componentes de RV en el espacio poroso de la matriz. El fenantreno restante, observado dentro de los núcleos (extractos DCM), sugiere que no todos los hidrocarburos originales in situ salieron de los núcleos bajo las condiciones experimentales estudiadas.

Por último, se descubrió que el marcador molecular de 1-metilnaftaleno introducido en el RV, que es más pequeño, penetra más en los núcleos, en comparación con el 5α-colestano, que es más grande. Esto sugiere

2. Viscosity determination.

3. API gravity determination. Several toluene solutions of the samples (2-4), within a concentration range from 0.5 to 1.5% wt/vol., were prepared and their densities were determined **(Equation 2).**

4. Micro carbon residue (MCR) determination.

5. Sulfur and nitrogen elemental analysis.

6. Metal analysis.

7. Simulated distillation. Standard High-Temperature Simulated Distillation (HTSD) experiments were run; conversions at set up operation temperature "T" **(Equation 3).**

$$wt\%\ Conversion\ (at\ T°C) = \frac{[(Feedstock\ wt\% > T°C) - (Product\ wt\% > T°C]}{Feedstock\ wt\% > T°C} x\ 100$$

Ecuación 3. */ Equation 3.*

Results

As previously mentioned, the VR is heated once, exiting at the setup temperature from the bottom of the vacuum tower, providing heat for hydroprocessing reactions which mostly occur where the catalyst is attached to reservoir minerals, i.e., around the injector well. The produced upgraded oil sent to full refining/commercialization units is exclusively composed of distillable fractions, thus has low viscosity, high API gravity, low metal contents, and no asphaltenes.

Figure 1 presents the distillation curves for hydrocarbons fed to the batch unit, and products obtained at different residence times. Produced oils in both instances were found lighter than the fed VR, and the produced oil after the 96 hour processing time was lighter than the one obtained after 48 hours.

This result indicates that either part of the catalyst entered the cores and promoted decomposition of the oil inside towards lighter fractions; or light fractions from the converted VR (in the fractures) enter the solid matrix and acted as solvent, diluting the heavy oil (thus reducing its viscosity) and enhancing the recovery and the quality of the oil produced.

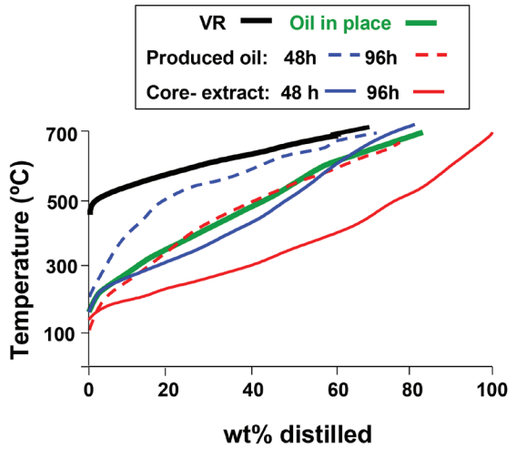
Figure 2 shows the molecular marker distributions obtained via HTSD for the feedstock components and the produced fractions from ISUT. The produced oil indicates that markers presence originally spiked into the VR. In addition, phenanthrene coming from the Original Oil in Place (OOIP) contained inside the cores is perceived within the produced oil, thus proving that OOIP components are exiting from the cores.

On the other hand, the presence of 1-Methyl-naphthalene and 5α–cholestane inside the core DCM extracts confirms the entrance of VR components into the porous space of the matrix. Remaining phenanthrene observed within the cores (DCM extracts) suggest that not all the OOIP components left the cores under the studied experimental conditions.



Figura 1. Curvas de destilación simuladas para materias primas y productos del procesamiento ISUT en núcleos de dolomita silúrica. (T:300°C, P H_2: 1.000 psig).

Figure 1. Simulated distillation curves for feedstock and products from ISUT processing in Silurian dolomite cores. (T:300°C, P H_2: 1,000 psig).





que el tamaño de las moléculas es un factor que controla el movimiento desde y hacia los poros de la matriz. Apoyando el análisis anterior, una cantidad disminuida de 1-metil-naftaleno se observó simultáneamente dentro del aceite producido. Estas afirmaciones secundan el mecanismo propuesto, por el cual el material ligero del RV convertido entra en la matriz y diluye los hidrocarburos originales in situ, ayudando así a la recuperación del petróleo.

El Mejoramiento Nano Catalítico In Situ (ISUT) logra:

I) Recuperación térmica: el calor transportado por la RV caliente se transfiere a la roca y produce su expansión; esto, junto con la reducción concomitante de la viscosidad, conduce a la expulsión del aceite contenido en el espacio poroso de los carbonatos.
II) Empuje de gas en solución: parte del hidrógeno añadido para promover las reacciones de hidro-tratamiento se difunde dentro de la matriz y se disuelve en el petróleo; el gas disuelto se expande y mejora la producción de crudo.
III) Miscibilidad: el hidrógeno disuelto genera una reducción adicional de la viscosidad del aceite. Los hidrocarburos ligeros, producidos por la reacción del RV en las fracturas, también penetran en la porosidad de la roca carbonatada, contribuyendo así a la reducción de la viscosidad del aceite por dilución y aumentando la cantidad de aceite expulsado.

Conclusiones

1. La Tecnología ISUT demostró con éxito su aplicación en yacimientos de carbonatos, en una unidad de laboratorio por lotes.
2. Se produjo petróleo pesado mexicano contenido en una matriz de carbonatos y se observaron altos factores de recuperación (55% y 64%).
3. La caracterización de la producción de aceite, junto con el residuo de vacío convertido, así como el aceite remanente dentro de la matriz, demostró que se produjo una mejora sustancial durante el proceso de ISUT.
4. Los catalizadores de hidroprocesamiento (Ni+Mo+W) dispersos en el medio residual de vacío en presencia de hidrógeno, contribuyeron eficazmente al éxito del proceso.
5. Uso de marcadores moleculares punzantes en el aceite contenido en la matriz de carbonatos.

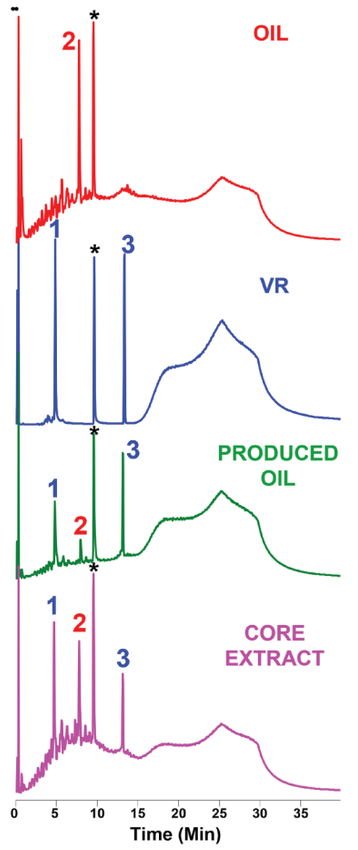


Figura 2. Distribución de marcadores moleculares en fracciones relacionadas con el procesamiento ISUT en modo lotes. Los cromatogramas determinados mediante HTSD.39,40 La respuesta de detección de ionización de llama (FID) corresponde al eje "y" en las gráficas. Llaves: (1): 1-metil-naftaleno; (2): Fenantreno; (3): 5α-colestano; *: Pireno (IS)

Figure 2*. Distribution of molecular markers in fractions related to ISUT processing in batch mode. Chromatograms determined via HTSD.39,40 Flame Ionization Detection (FID) response corresponds to the "y" axis in the plots. Keys: (1): 1-Methyl-naphthalene; (2): Phenanthrene; (3): 5α-cholestane; *: Pyrene (IS)*

Lastly, the smaller 1-Methyl-naphthalene molecular marker spiked into the VR was found to penetrate more into the cores, compared to the larger 5α-cholestane, suggesting that molecule size is a factor controlling the movement from/to the pores of the matrix. Supporting the former analysis, a diminished amount of 1-Methyl-naphthalene was simultaneously seen within the produced oil. These affirmations strongly support the proposed mechanism by which light material from converted VR preferentially enters the matrix and dilutes the OOIP, thus assisting oil recovery.

Nano Catalytic In Situ Upgrading (ISUT) achieves:

I) Thermal recovery: heat carried by the hot VR transfers to the rock and produces its expansion, which, along with the concomitant reduction in viscosity, leads to the expulsion of the oil contained within the porous space of the carbonates.
II) Solution gas drive: some of the hydrogen gas added to promote hydro-treating reactions diffuses inside the matrix and dissolves in the oil; the dissolved gas expands and enhances crude production.
III) Miscibility: the dissolved hydrogen generates a further reduction in the oil's viscosity. Moreover, light hydrocarbons, produced by the reaction of the VR in the fractures, also penetrate the porosity of the carbonate rock thus contributing to the reduction in oil's viscosity, by dilution, which increases the amount of oil expelled.

Conclusions

1. Oil In Situ Catalytic Upgrading Technology (ISUT) successfully demonstrated its application to carbonate reservoirs, in a batch laboratory unit.
2. Mexican heavy oil contained in a carbonate matrix was produced, and high recovery factors of 55% and 64% were observed.
3. Characterization of the oil production, along with the converted vacuum residue as well as the oil that remained inside the matrix, proved that substantial upgrading occurred during ISUT processing.
4. The Hydroprocessing catalysts (Ni+Mo+W) dispersed in the vacuum residua media, in the presence of hydrogen efficiently contributed to the success of the process.
5. Use of molecular markers spiked in the oil contained in the carbonate matrix.





El futuro de la producción de aceite en México.
/ The future of oil production in Mexico.

Recuperación **Mejorada** y **Avanzada** (EOR e IOR)

Por / By Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

Estudios de la Agencia Internacional de Energía (AIE) estiman que la demanda mundial de energía continuará dependiendo principalmente de los hidrocarburos (crudo y gas). De acuerdo a los pronósticos, al año 2030 los hidrocarburos contribuirán con el 60% de la demanda total. No obstante, a pesar del desarrollo acelerado de las reservas existentes, la producción proveniente de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar, por lo que deja clara la importancia de la incorporación de recursos no convencionales y nuevos descubrimientos.

Tradicionalmente, los procesos de recuperación son divididos en tres categorías, de acuerdo a su orden cronológico **(Imagen 1)**:

- **Primaria:** el hidrocarburo es producido con la energía natural del yacimiento; cuando la presión en éste disminuye a tal punto que ya no proporciona un empuje suficiente para mover a los fluidos hacia los pozos productores, entonces otros fluidos, como agua o gas, pueden ser inyectados para aumentar la presión existente.

Enhanced and Improved Oil Recovery (EOR and IOR)

Studies by the International Energy Agency (IEA) estimate that world energy demand will continue to depend mainly on hydrocarbons (crude oil and gas). According to forecasts, by 2030 hydrocarbons will satisfy 60% of total demand. However, despite the accelerated development of existing reserves, production from conventional resources is tending to decline, clarifying the importance of incorporating unconventional resources and new discoveries.

- **Secundaria:** es la conversión de algunos pozos de productores a inyectores, y la subsecuente inyección de gas o agua para mantener la presión en el yacimiento. En términos generales, para depósitos convencionales el porcentaje de recuperación de aceite, al final de ambos procesos de recuperación (primaria y secundaria), se puede ubicar en un rango de entre 20% y 50%, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento.

- **Terciaria**: se pueden aplicar gases de forma miscible, productos químicos y/o energía térmica para desplazar aceite adicional, una vez que la recuperación secundaria llega a su límite económico.

Recuperación primaria

El comportamiento de la recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el tránsito de fluidos, a través de un medio poroso: viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso se caracteriza por la variación de la presión en el depósito, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas.

Los factores que afectan la conducta del yacimiento son las caracteLos factores que afectan la conducta del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción. La calidad de la administración de depósitos también es muy importante, debido a que un mismo depósito explotado de diversas formas (ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, etc.) permite obtener diferentes porcentajes de recuperación.

La eficiencia de desplazamiento depende, principalmente, de los mecanismos de producción básicos que se presentan en yacimientos en la etapa de producción: 1) expansión del sistema roca-fluidos; 2) expansión del aceite por el contenido de gas disuelto; 3) expansión del casquete de gas; 4) imbibición espontánea; 5) empuje por afluencia del acuífero; 6) drene gravitacional; o 7) versiones de las anteriores, optimizadas mediante sistemas artificiales de producción **(Imagen 2).**

Recuperación secundaria

Al implementar una técnica de recuperación secundaria (que agrega energía mediante la inyección de fluidos en forma inmiscible), se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario. La efectividad y rentabilidad de esta sustitución, en cualquier etapa de la vida productiva del depósito, determina el momento

eTraditionally, recovery processes are divided into three categories, according to their chronological order **(Image 1):**

- **Primary:** hydrocarbon is produced with the natural energy of the reservoir; when the pressure in it decreases to such an extent that it does not provide sufficient thrust to move the fluids into the producing wells other fluids, such as water or gas, can be injected to increase the existing pressure.

- **Secondary:** the conversion of some wells from producers to injectors, and the subsequent injection of gas or water to maintain pressure in the reservoir. Generally speaking, for conventional deposits, the percentage of oil recovery at the end of both primary and secondary recovery processes can range from 20% to 50%, depending on the properties of the oil and the reservoir.

- **Tertiary:** miscible gases, chemicals and/or thermal energy can be applied to displace additional oil, once secondary recovery reaches its economic limit.

Primary recovery

The performance of primary recovery is led by the forces that intervene in the transit of fluids through a porous medium: viscous, gravitational and capillary. This process is characterized by the variation of the pressure in the reservoir, the rhythms of production, the gas-oil ratio, the inflow of the aquifer and the expansion of the gas cap.

Factors affecting deposit performance include geological characteristics, rock-fluid properties, fluid mechanics, and production facilities. The quality of reservoir management is also very important because the same deposit exploited in various ways (reservoir engineering, production engineering, etc.) allows obtaining different recovery percentages.

Displacement efficiency depends, mainly, on the basic production mechanisms present in reservoirs in the production stage. 1) Expansion of the rock-fluidic system, 2) expansion of the oil by the dissolved gas content, 3) expansion of the gas cap, 4) spontaneous imbibition, 5) push by aquifer inflow, 6) gravitational drainage, or 7) versions of the previous ones, optimized through artificial production systems **(Image 2).**

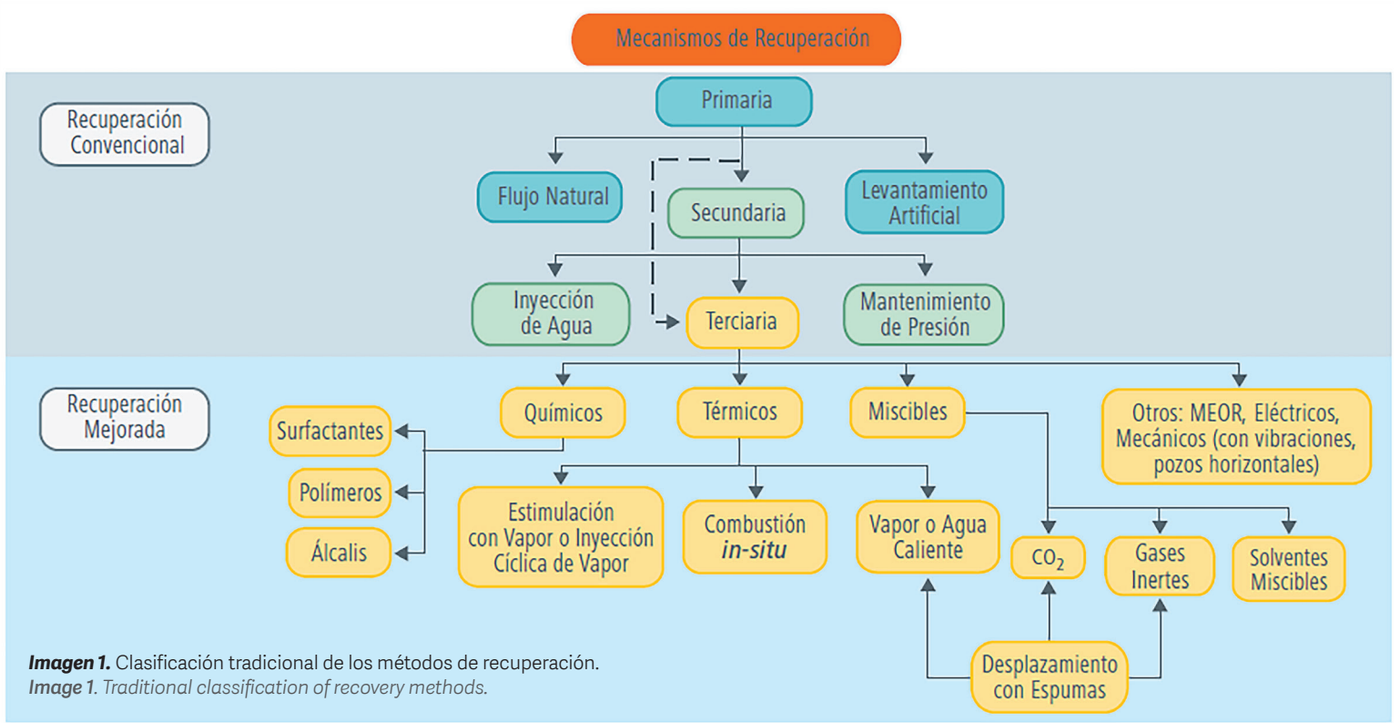


Imagen 1. Clasificación tradicional de los métodos de recuperación.
Image 1*. Traditional classification of recovery methods.*

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente pi>pb	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5-35% promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25% o más	La sugerencia del gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia cuando W_e no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando k>200 mD y el ángulo del yacimiento > 10° y la μ_o es baja (<5 cp)

Imagen 2. Características de los mecanismos de producción primaria.
Image 2. *Characteristics of primary production mechanisms.*

óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos –agua, gas, o una combinación de ambos. Generalmente, en yacimientos convencionales que gozan de una buena administración, se podrían esperar factores de recuperación de menos de 50% a 65% del volumen original. Asimismo, existen otros autores que consideran que el valor esperado para el factor de recuperación, después de la recuperación secundaria, puede ser más conservador, al estar en un rango de entre 30% y 50%.

Recuperación mejorada (EOR)

La EOR se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales (no presentes en el yacimiento o que sí están, pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del mismo). Abarca todos los modos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), considera muchas sustancias para el resarcimiento de aceite, y no se restringe a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria).

Estos procedimientos permiten extraer volúmenes de aceite que no se podrían obtener por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). De hecho, en el mundo existen casos de éxito en donde el factor de recuperación supera el 70% del volumen original in-situ.

Los hidrocarburos en los que se pueden aplicar técnicas de EOR tienen un amplio rango de características físico-químicas: desde crudos volátiles con altas gravedades API y baja viscosidad, hasta crudos con gravedades API muy bajas y de viscosidad muy alta. Asimismo, pueden estar almacenados en depósitos con características geológicas diversas: desde yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades considerables, hasta formaciones de arenas someras. Por lo anterior, los métodos de EOR pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido.

De igual forma, si un método de EOR adecuado es incorporado a una estrategia de IOR, es posible producir el aceite no barrido por el método de recuperación secundaria. Si los procesos de EOR se aplicaran después de la recuperación primaria, es decir como un proceso secundario, al inicio de éste la saturación de aceite podría ser tan alta (del orden de 50-60%) que el aceite podría existir como una fase continua con permeabilidad relativa y condiciones de flujo que favorezcan más a la restauración del aceite.

Secondary recovery

When implementing a secondary recovery technique (which adds energy by immiscible injection of fluids), the aim is to replace, totally or partially, a primary mechanism with a secondary one. The effectiveness and profitability of this substitution, at any stage of the productive life of the reservoir, determine the best moment to initiate a process of fluid injection --water, gas, or a combination of both.

Generally, in well-managed conventional fields, recovery factors of less than 50% to 65% of the original volume can be expected. There are also other authors who believe that the expected value for the recovery factor after secondary recovery may be more conservative, ranging from 30% to 50%.

Enhanced Oil Recovery (EOR)

The EOR refers to the recovery of oil obtained by injecting materials (not present in the reservoir or which are present, but that are injected at specific conditions in order to alter the physical-chemical performance of the fluids in the deposit). It covers all modes of recovery (displacements, soaking and well interventions), considers many substances for oil compensation, and is not restricted to methods of a given stage of production (primary, secondary or tertiary).

These procedures allow volumes of oil that could not be obtained by conventional recovery methods (primary and secondary), to be extracted. In fact, there are success cases where the recovery factor exceeds 70% of the original volume in-situ.

EOR techniques can be applied to hydrocarbons that have a wide range of physical-chemical characteristics: from volatile crudes with high API gravities and low viscosity to crudes with very low API gravities and very high viscosity. They can also be stored in deposits with different geological characteristics: from carbonate deposits of low permeability at considerable depths to shallow sand formations. Therefore, EOR methods can be applied in almost any type of rock-fluid system.

Similarly, if a suitable EOR method is incorporated into an IOR strategy, it is possible to produce the unscreened oil by the secondary recovery method. If EOR processes were applied after primary recovery, i.e. as a secondary process, at the beginning of this, the oil saturation could be so high (in the order of 50-60%) that the oil could exist as a continuous phase with relative permeability and flow conditions more conducive

Las tácticas de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no-térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles) **(Imagen 3)**.

Recuperación avanzada (IOR)

posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR, aunque también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera. Un ejemplo son las estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno, pozos horizontales, polímeros para el control de la movilidad, así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos.

La tecnología y el éxito de los métodos de recuperación

Mucha de la tecnología que, hace una década, se creía diseñada para impactar ampliamente en los métodos de IOR-EOR no se ha materializado adecuadamente; como los pozos horizontales, la sísmica 4D y la tomografía a nivel de pozo.

La década de los noventas marcó un avance extraordinario en las tecnologías para exploración, perforación y producción, logrando reducir considerablemente los costos de descubrimiento y desarrollo de aceite. Por esto, de acuerdo con estadísticas de la AIE, los costos se redujeron de 21 dólares por barril, a inicios de los ochentas, hasta cerca de 6 dólares por barril, a finales de los noventas. En estas mismas épocas, los avances en las tecnologías de exploración ayudaron a que los descubrimientos de aceite por cada pozo exploratorio incrementaran seis veces, desde inicios de los ochentas hasta finales de los noventas.

Existen muchas razones para creer que los avances tecnológicos continuarán. Aun cuando los recursos convencionales lleguen a agotarse, seguirán existiendo los recursos no-convencionales, que son superiores en volumen. Es necesario romper el paradigma histórico y adoptar planes de desarrollo de campos que incluyan todos los métodos necesarios para la maximización del factor de eficiencia.

to oil restoration. Enhanced recovery tactics can be classified into two main groups: thermal (steam injection, hot water, and combustion) and non-thermal (injection of chemicals such as surfactants, polymers and alkalis, and injection of miscible gases) **(Image 3).**

Improved Oil Recovery (IOR)

The IOR refers to any recovery technique that uses any possible means. Such techniques may include secondary recovery and EOR methods, although they also cover a wide range of petroleum engineering activities. One example are operational strategies related to increasing sweep efficiency with fill wells, horizontal wells, mobility control polymers, as well as advanced reservoir characterization and management practices.

Technology and the success of recovery methods

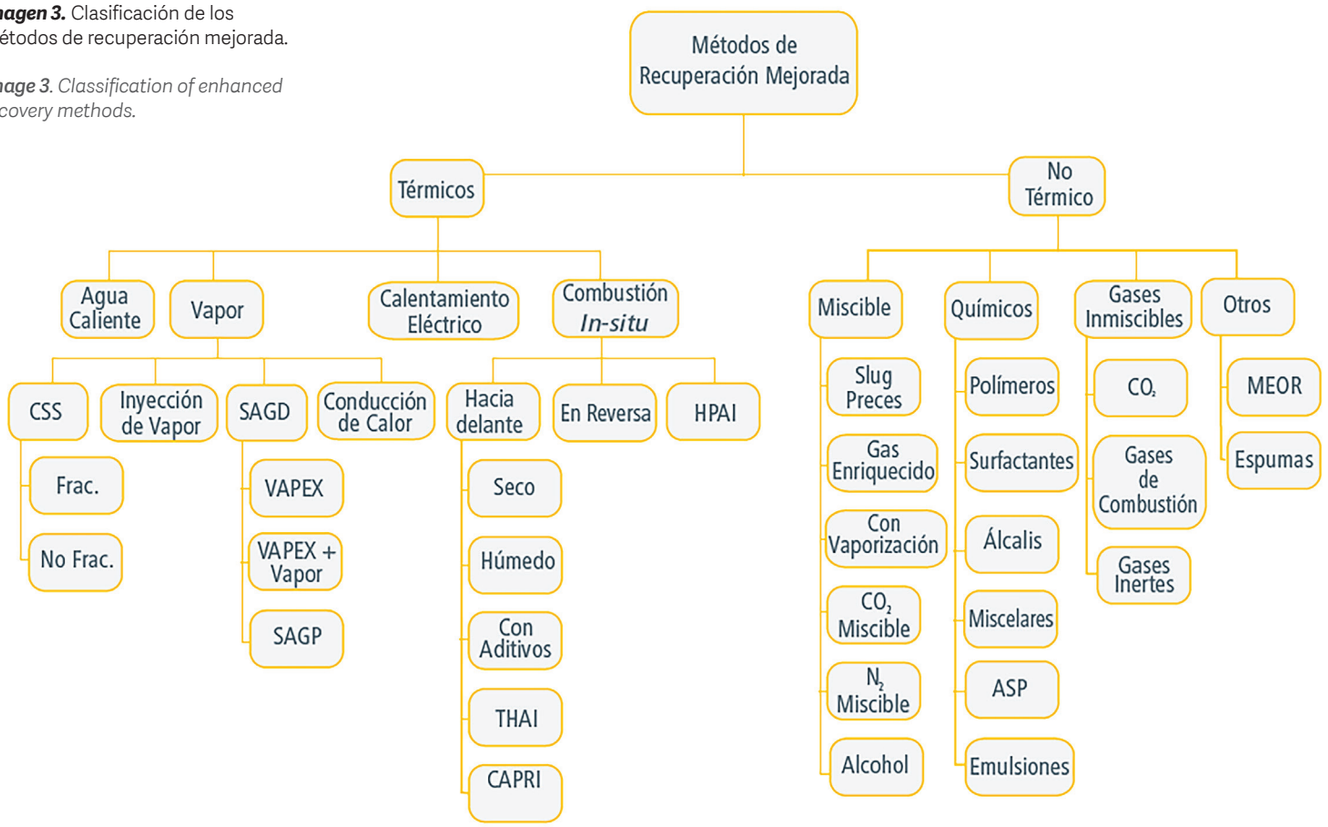
Much of the technology that, a decade ago, was believed to be designed to widely impact IOR-EOR methods has not materialized properly; such as horizontal wells, 4D seismic and well level tomography.

The 1990s marked an extraordinary advance in exploration, drilling and production technologies, considerably reducing the costs of oil discovery and development. Therefore, according to IEA statistics, costs were reduced from 21 dollars per barrel at the beginning of the 1980s, to about 6 dollars per barrel at the end of the 1990s. At the same time, advances in exploration technologies helped increase oil discoveries for each exploratory well six times, from the early 1980s to the late 1990s.

There is every reason to believe that technological advances will continue. Even if conventional resources are exhausted, non-conventional resources, which are greater in volume, will continue to exist. It is necessary to break the historical paradigm and adopt field development plans that include all the necessary methods for maximizing the efficiency factor.

Imagen 3. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

Image 3*. Classification of enhanced recovery methods.*





EL COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.

Se une al dolor que embarga a la familia
Straffon Ortiz, por el sensible fallecimiento del

Ing. Agustín Straffon Arteaga

Rogando a Dios para que fortalezca a todos
sus familiares para su pronta resignación.

Acaecido el día 23 de Abril, 2019
en la Ciudad de México.

Descanse en Paz

CMP

Congreso Mexicano del Petróleo

Del **19** al **22** de **Junio 2019**

León, Guanajuato, México

El foro **más grande** e importante de la **industria petrolera** en América Latina

- **Comidas** Conferencias
- **Cursos** Precongreso
- Más de **200** compañías expositoras
- **20,000 m²** de Exposición Industrial
- Más de **8,000** asistentes
- **Eventos** sociales, culturales y deportivos

Stands, Inscripciones y Reservaciones

www.congresomexicanodelpetroleo.com