

VOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 27
Marzo 2019

PETROLERA



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

Campo Brillante: captura, uso y almacenamiento geológico de CO₂

*Brillante Field:
Capture, usage
and geological
storage of CO₂*

Predicción de procesos de inyección vertical de gas en yacimientos carbonatados

*Gas vertical injection processes
prediction for carbonated
reservoirs*

81 años de la Expropiación Petrolera

El papel fundamental del ingeniero petrolero

*81 anniversary of the Mexican Oil Expropriation,
The key role of the oil engineers*

Estimación de contactos en arenas: aplicación de registros de saturación de fluidos

*Sand contacts forecasting: fluids
saturation records appliance*

Recuperación adicional de aceite por inyección de agua

*Additional oil recovery
through water injection*





Estimados Colegiados:

El gobierno mexicano tiene la prioridad de incrementar la producción petrolera del país, lo cual coloca ante nosotros una oportunidad histórica. Es el mejor momento para demostrar las grandes capacidades que tenemos como ingenieros petroleros.

En el marco de la conmemoración del 81 aniversario de la Expropiación Petrolera, el objetivo implica detener la declinación y elevar los índices de explotación, de 1.68 millones de barriles diarios a 2.48 millones hacia finales de 2024 (a 2.65 millones para el 31 de diciembre de ese mismo año). En este sentido, destacan los trabajos enfocados a desarrollar los nuevos campos que se están incorporando a la estrategia de Petróleos Mexicanos. Del Mesozoico: Ixachi, Chocol, Valeriana (todos ellos en tierra), Pokche, Suuk, Xikin, Koban, Jaatsul, Esah, Manik y Cheek (localizados en el mar). Del Terciario: en tierra está Cibix; y en aguas someras Octli, Cahua, Tetl, Tlacame, Uchbal, Mulach, Hok, y Teekit.

Se trata de 20 campos y la cifra es sumamente importante. Destaca porque es el mayor número de nuevos campos incorporados del año 2000 a la fecha, especialmente porque de 2016 a 2018 la gráfica está vacía. Como comparativa, en 2003 se alcanzó el número de campos nuevos más alto con 8; sin embargo, se tienen años como 2007, 2008 y 2014 donde sólo se sumaron 2, o 2015 cuando se agregó 1.

El desarrollo de los campos localizados en aguas someras implica la construcción de importantes obras de infraestructura, entre las que destacan 13 plataformas de producción, la instalación de 14 ductos con una longitud total de 175 km, y ocho interconexiones entre plataformas ya existentes. Igualmente, será necesaria una amplia actividad de perforación, tanto en tierra como en el mar. Se plantea la perforación de 72 pozos marinos y 44 terrestres.

La relevancia de todos los datos anteriores radica en el aumento que también se observará en la actividad productiva, aquella a desempeñar por los ingenieros petroleros. En este sentido, uno de los mayores retos recae en nosotros: guiar a la industria mexicana con base en nuestra capacidad técnica, experiencia y amplio conocimiento.

Dear Collegiate:

The Mexican government has the priority of increasing the country's oil production, which presents us with a historic opportunity. This is the best time to demonstrate the great capabilities we have as oil engineers.

Within the framework of the commemoration of the 81st anniversary of the Oil Expropriation, the objective implies stopping the decline and raising the exploitation rates from 1.68 million barrels per day to 2.48 million by the end of 2024 (to 2.65 million by December 31 of the same year). In this sense, the work focused on developing new fields that are being incorporated into the strategy of Petróleos Mexicanos. From the Mesozoic: Ixachi, Chokol, Valeriana (all on land), Pokche, Suuk, Xikin, Koban, Jaatsul, Esah, Manik and Cheek (located at sea). From the Tertiary: on land is Cibix; and in shallow waters Octli, Cahua, Tetl, Tlacame, Uchbal, Mulach, Hok, and Teekit.

These are 20 fields and the figure is extremely important. It stands out because it is the largest number of new fields incorporated from the year 2000 to date, especially because from 2016 to 2018 the graph is empty. As a comparison, in 2003 the highest number of new fields was reached with 8; however, there are years like 2007, 2008 and 2014 where only 2 were added, or 2015 when 1 was added.

The development of the fields located in shallow waters implies the construction of important infrastructure projects, among which 13 production platforms stand out, the installation of 14 pipelines with a total length of 175 km, and eight interconnections between already existing platforms. It will also require extensive drilling, both on land and at sea. The drilling of 72 marine Wells and 44 terrestrial wells is planned.

The relevance of all the previous data lies in the increase that will also be observed in the productive activity, that to be carried out by petroleum engineers. In this sense, one of the greatest challenges lies with us: to guide the Mexican industry based on our technical capacity, experience, and extensive knowledge.

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 Flamenca López
1er Secretario Propietario / 1st Owner Secretary

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 Fragosó
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. Teófilo 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

Petroleros, baluarte para el desarrollo nacional: AMLO
Oil experts, a bulwark for national development: AMLO

Página 12

Primer proyecto de CCUS-EOR en México: Campo Brillante
First CCUS-EOR project in Mexico: Brillante Field

Página 16

Metodología práctica para la predicción de procesos de
inyección vertical de gas en yacimientos carbonatados
A practical methodology for predicting vertical
injection processes of gas in carbonate fields

Página 20

Estimación de contactos en arenas: aplicación de registros
de saturación de fluidos con balance de materia
Estimation of contacts in sands: application of fluid
saturation with material balance records

Página 24

Recuperación adicional de aceite por inyección
de agua en yacimientos de aceite ligero
Additional recovery of oil by water injection in light oil fields

♦ Tal como sucedió en 1938, los trabajadores de la industria petrolera sacarán a flote al sector energético mexicano.
/ As in 1938, the Mexican oil industry and its workers will float the Mexican energy sector



Petroleros, baluarte para el desarrollo nacional: AMLO

Oil experts, a bulwark for national development: AMLO

Estamos ante el inicio de un nuevo paradigma en la industria energética nacional. Pemex se transformará en los próximos años, junto con la industria más importante del país, la cual será palanca para el impulso y desarrollo de la nación. Dicho esfuerzo será apoyado por los trabajadores petroleros de México.

This is the beginning of a new paradigm in the national energy industry. Pemex will be transformed in the coming years and will rescue the most important industry in the country, which will be a lever for the impulse of Mexico. This effort will be supported by Mexico's oil workers.

Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) “son empresas prioritarias para el gobierno”, expresó el presidente Andrés Manuel López Obrador, durante la conmemoración del 81 aniversario de la expropiación de la industria petrolera mexicana.

En el caso de Pemex, serán los trabajadores petroleros, con su esfuerzo y dedicación, quienes impulsen nuevamente a la compañía a una nueva era. Ellos se encargarán de liderar los trabajos de rehabilitación de las refinerías del país, así como del inicio de una ambiciosa campaña de perforación de nuevos pozos, con lo cual, a la brevedad se recuperará la producción de la compañía.

Su papel será fundamental. Se ha diseñado toda una estrategia para que la empresa devuelva a México la autosuficiencia energética que tuvo en otros años. El objetivo es claro y, tal cual, lo plasma el nuevo slogan de Pemex: “Por el rescate de la soberanía”.

En este sentido, durante el evento de conmemoración a la Expropiación Petrolera, celebrado en la refinería de Tula, Hidalgo, el titular del poder ejecutivo dijo que se producirá más gasolina, diésel y petroquímicos, pero sin aumento a los precios de estos bienes en términos reales.

“Obreros, técnicos y trabajadores de la industria petrolera mexicana apoyarán estas labores, ya que tienen un compromiso con el país. Asimismo, el gobierno federal tiene la obligación de acabar con la corrupción tolerada en Pemex y con el huachicoleo de ‘arriba y abajo’”, señaló el primer mandatario.

“Pemex recuperará la producción de petróleo; se va a obtener más crudo con los 20 nuevos campos”, especificó, y a su vez aclaró que a éstos “se les ha dedicado el presupuesto suficiente. Además, el gobierno va a rehabilitar las seis refinerías del país para volverlas más eficientes, ya que éstas no han recibido mantenimiento durante mucho tiempo y es heroico lo que hacen los trabajadores petroleros en su actividad diaria”.

También, de acuerdo a lo confirmado por la Secretaria de Energía, Rocío Nahle, se desarrollará una nueva refinería, ya que



Pemex and the Federal Electricity Commission (CFE) are priority companies for the government, said President Andres Manuel Lopez Obrador, during the commemoration of the 81st anniversary of the expropriation of the Mexican oil industry.

In the case of Pemex, the oil workers, with their effort and dedication, will be the ones to propel the company back into a new era. They will be in charge of leading the rehabilitation of the country's refineries and of initiating an ambitious campaign to drill new wells, in order to recover the company's production as soon as possible.

Their role will be fundamental. A whole strategy has been designed for the enterprise to give back to Mexico its energy self-sufficiency, with the support of all oil experts. The main objective is clear and can be seen in Pemex's new slogan: “For the Rescue of Sovereignty”.

In this sense, during the event commemorating Mexico's Oil Expropriation



desde hace muchos años no se construye una. El objetivo primordial es lograr, en un plazo de tres años, dejar de comprar la gasolina importada de otros países, para producirla en su totalidad en México.

"En 1938, se decía que los mexicanos no iban a poder con la tarea y que iba a fracasar el sector petrolero, pero no fue así. Los trabajadores y los técnicos mexicanos sacaron a flote a la industria", declaró el presidente Andrés Manuel López Obrador.

"El gobierno asumió el compromiso de rescatar a este sector estratégico, ya que los contratos entregados durante la Reforma Energética solamente comprometen el 20% de todo el potencial petrolero de México, el 80% restante sigue bajo dominio de la nación, y así seguirá".

Asimismo, reiteró que el gobierno honrará los contratos firmados previamente con compañías extranjeras, pero que estarán bajo un entorno de mayor competencia, ya que su plan de trabajo incluye volver a Pemex una compañía altamente eficiente y ponerla a competir con las foráneas que operan en territorio nacional. "Lo que vamos a ver es quién es más eficiente, si Pemex o las empresas particulares", adelantó López Obrador. No se cancelarán los contratos, pero el Presidente espera que algún día las empresas firmantes inviertan lo que prometieron y que extraigan las cantidades de petróleo esperadas, "ya que hasta el momento no ha sido así".

De acuerdo con las cifras del ejecutivo federal, la producción petrolera aproximadamente se cayó en 800 mil barriles diarios desde que se autorizó la Reforma Energética. Lo mismo sucede con las gasolinas, ya que de los 800 mil barriles diarios que se consumen en México, solamente se producen 200 mil y se deben comprar 600 mil barriles.

El presidente López Obrador explicó que todo eso impacta en la hacienda pública, ya que recibe menos ingresos. De acuerdo con sus cifras, hace más o menos 10 años, el 40% del presupuesto nacional

(held at the Tula refinery, in Hidalgo) the head of the executive power said that more gasoline, diesel and petrochemicals will be produced, but without increasing the prices of these goods in real terms.

"Workers and technicians of the Mexican oil industry will support these tasks since they have a commitment with the country. Also, the federal government has the obligation to put an end to the corruption tolerated in Pemex and to the huachicoleo," said the President.

"Pemex will recover the production of oil; more crude will be obtained with the 20 new fields," he specified, and at the same time clarified that "the sufficient budget has been dedicated to these. In addition, the government is going to rehabilitate the country's six refineries to make them more efficient, since they have not received maintenance for a long time and it is heroic what the oil workers do in their daily activity."

Also, according to official information, a new refinery will be developed, as one has not been built for many years. The primary objective is to, within three years, stop buying the gasoline we consume from other countries, and to produce it all in Mexico.

"In 1938, it was said that the Mexicans were not going to be able to take on the task and that the oil sector was going to fail, but that was not the case. Mexican workers and technicians brought the industry afloat," declared President Andrés Manuel López Obrador.

"The government made a commitment to rescue this strategic sector since the contracts delivered during the Energy Reform only cover 20% of all Mexico's oil potential, the remaining 80% is still under the nation's control, and so it will remain."



provenia de ingresos relacionados con el petróleo, ahora es solamente 20%. “Por eso, no es posible señalar que fue una buena decisión para México la llamada Reforma Energética”, dijo López Obrador, señalando incluso que aumentaron los precios de los combustibles en este periodo.

En un escenario muy distinto al de hace apenas unos meses, los profesionales de la industria petrolera son claramente los elegidos para llevar a cabo las tareas para las que están preparados..

Rehabilitación de las refinerías

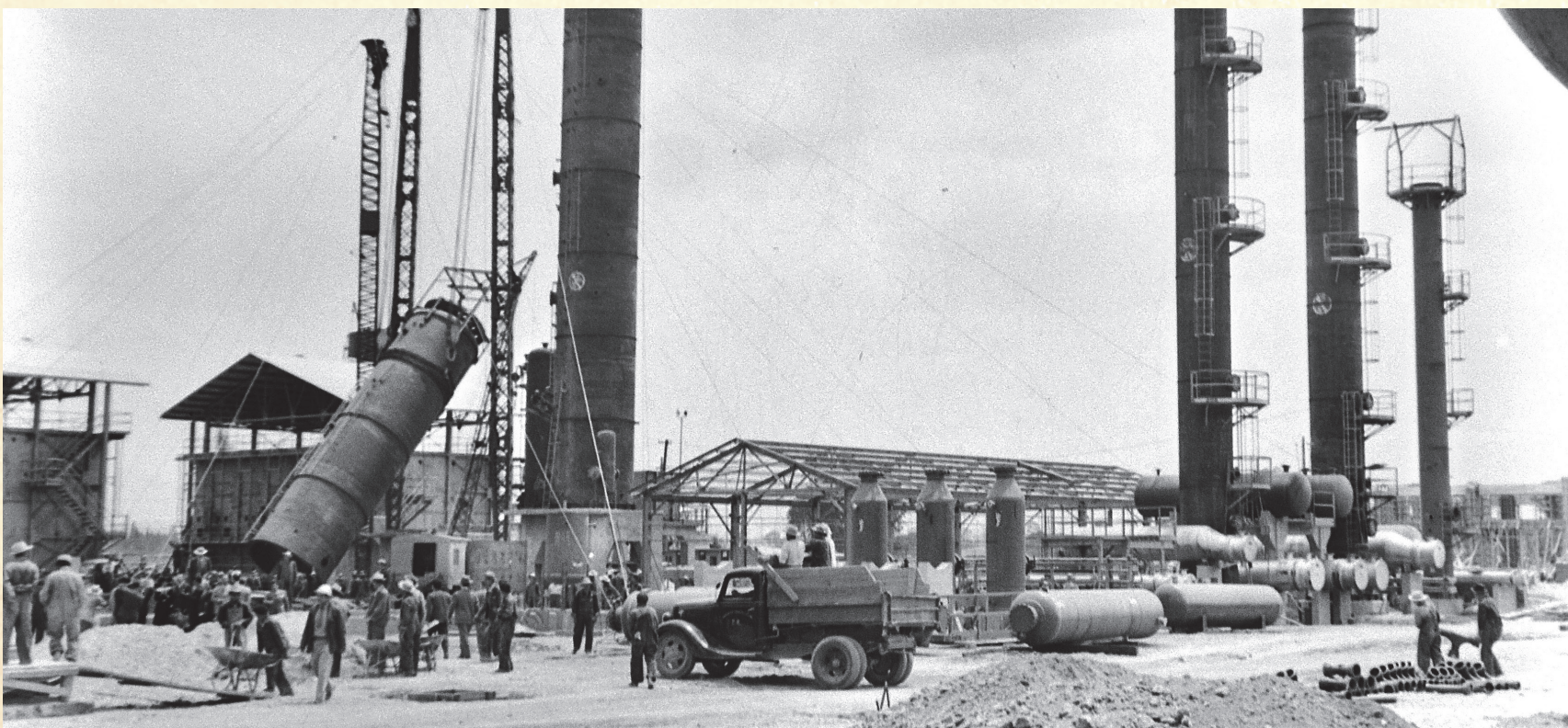
En los últimos años, respecto a lo dicho por Rocío Nahle, el proceso de transformación industrial para la producción de combustibles tuvo un descenso considerable, como consecuencia de la falta de mantenimiento y atención en el Sistema Nacional de Refinación. Por ello, se contempló su rehabilitación inmediata para que logren producir los montos para los que fueron diseñadas.

De acuerdo con datos de la funcionaria, el Sistema Nacional de Refinación tiene una producción de diseño de 1 millón 560 mil barriles por

He also reiterated that the government will honor contracts previously signed with foreign companies, but that these will be under an environment of greater competition, as their work plan includes returning Pemex to a highly efficient company and placing it at the same level of foreign companies operating in the national territory. “What we are going to note is who is more efficient, whether it is Pemex or private companies,” said López Obrador. The contracts will not be canceled, but the President hopes that someday the signatory companies will invest what they promised and extract oil since so far it has not been so.

According to federal executive figures, oil production fell by approximately 800 thousand barrels a day since the Energy Reform was authorized. The same happens with gasoline, since of the 800 thousand barrels per day consumed in Mexico, only 200 thousand are produced and 600 thousand barrels must be bought.

President López Obrador explained that all of this has an impact on the public treasury since it receives less income. According to his





“Son los petroleros el baluarte que México necesita para recuperar a su industria”.

“The oil experts are the bulwark that Mexico needs to recover its industry.”

día, pero al 17 de marzo pasado apenas se procesaron 580 mil barriles diarios. Además, el 2 de diciembre del año pasado, cuando se recibieron los primeros reportes de este Sistema, ya en la nueva administración, se detectó que solamente dos de las seis refinerías del país estaban trabajando y las otras cuatro registraban paro total. Actualmente, solo la refinería de Madero está fuera de producción por mantenimiento.

Los trabajos de rehabilitación iniciaron con una etapa previa al realizar un levantamiento, planta por planta, de los equipos necesarios y las tareas de rehabilitación que deberían efectuarse. En este sentido, es muy importante señalar que, en la mayoría de los casos, serán los propios trabajadores de Pemex quienes harán los trabajos de rehabilitación, “como señal del apoyo que ofrecen para el rescate de la industria petrolera mexicana”.

Siguiendo las expectativas oficiales, será en diciembre de este año cuando el Sistema Nacional de Refinación trabaje a una capacidad del 70%, y se espera que para 2020 llegue a su nivel óptimo, ya que se necesita cierto tiempo para rehabilitar de manera completa algunos equipos altamente especializados.

El trabajo no terminará con la rehabilitación de las refinerías. La titular de la Secretaría de Energía señaló que Pemex ya cuenta con un plan estratégico de mantenimiento mayor anual, con el fin de que

figures, about 10 years ago, 40% of the national budget came from oil-related revenues, now it is only 20%. Therefore, it is not possible to point out that the so-called Energy Reform was a good decision for Mexico, said López Obrador, pointing out that fuel prices increased during this period.

In a scenario very different from that of just a few months ago, oil industry professionals are clearly the ones chosen to carry out the tasks for which they are prepared.

Refinery rehabilitation

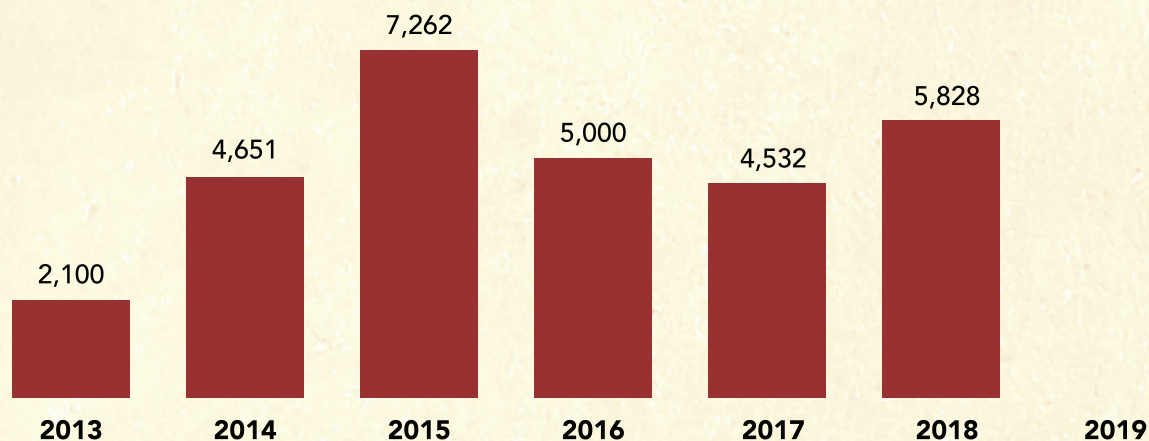
For the last few years, and according to Rocío Nahle, the process of industrial transformation for the production of fuels had a strong decrease, as a consequence of the lack of maintenance and attention in the National Refining System. For that reason, its immediate rehabilitation was contemplated so that they manage to produce the amounts for which they were designed.

According to the official's data, the National Refining System has a design production of one million 560 thousand barrels per day, but as of March 17 only 580 thousand barrels per day were processed. In



Figura 1. Pemex: Deuda contratada en mercados capitales Ene-Feb

Figure 1. Pemex: Debt contracted in capital markets Jan-Feb



cuando alguna refinería deba salir de operación por esta causa, las otras refinerías estén en marcha y, de alguna manera, absorban la producción que deja de realizarse en las instalaciones temporalmente cerradas.

Deuda cero para Pemex en 2019

La compañía petrolera mexicana “no se ha endeudado un solo dólar en este año”, mientras que, a estas alturas en otros periodos, la adquisición de deuda era más que evidente. Según datos oficiales reportados, solamente entre 2013 y 2018 la deuda total asumida por Pemex ascendió a 29,373 millones de dólares, y únicamente en 2018

este indicador se ubicó en 5,828 millones de dólares. Durante el periodo de análisis, el nivel máximo de deuda que se asumió fue en el año 2015, por un total de 7,262 millones de dólares.

En este año el compromiso es claro: deuda cero para Pemex. La empresa no se endeudará en los mercados de capitales y cumplirá con todas sus obligaciones, de acuerdo con lo expresado por el presidente de México. Este factor deberá ser un elemento positivo a considerar en el futuro, ya que Pemex no solo no se endeudará, sino que además incrementó la inversión en producción con la intención de revertir la caída en este indicador.

“El balance energético

para nuestro país debe ser compensado a la brevedad, para alcanzar la autosuficiencia”.

“The energy balance for our country must be compensated as soon as possible, in order to achieve self-sufficiency.”

Nueva refinería para revertir el balance energético negativo del país

De acuerdo con el balance energético del país, será necesaria la construcción de una nueva refinería. Actualmente, México importa el 80% de los combustibles que se consumen, por lo que es imperativo disminuir esa dependencia del exterior; el país tiene una relación consumo-producción de solamente 22.9%.

Conforme al discurso de la Secretaria de Energía, en el mundo, muchas naciones exitosas tienen cubierta su demanda nacional de combustibles al 100%, es decir, son autosuficientes. Un caso de esto es China, con 100% de cobertura, Estados Unidos con 99%, Japón con 95% y la India con 99.5%.

Para que México pueda alcanzar la autosuficiencia, es imperativa la construcción de la nueva refinería, que estará ubicada en el puerto de Dos Bocas, Tabasco. Tendrá una capacidad inicial de producción de 340 mil barriles diarios de tipo de crudo a procesar, de 22 grados API, un petrolífero más pesado porque es del que el país dispone.

La refinería se construirá en un terreno de 566 hectáreas, propiedad federal; contará con 17 plantas de proceso, más una de nuevo diseño. También, tendrá sus plantas de fuerza (energía eléctrica y servicios auxiliares), obras de integración de planta, 93 tanques y esferas de almacenamiento, urbanización, edificios, talleres y áreas verdes.

De igual forma, contará con infraestructura externa, que consiste, básicamente, en el enlace con la terminal marítima de Dos Bocas, gasoductos, accesos carreteros, vías de ferrocarril, acceso al muelle, línea de transmisión eléctrica, obras hidráulicas y de saneamiento, así como



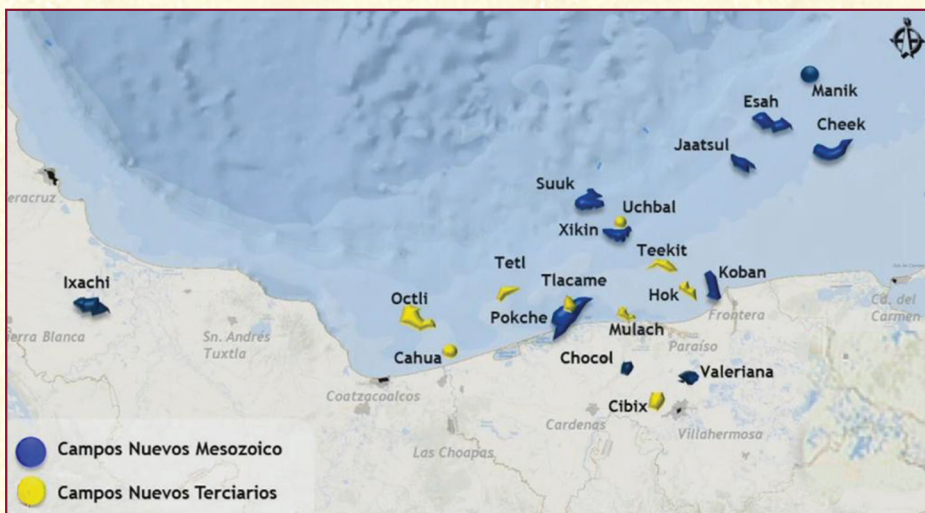


Figura 2. Proyecto desarrollo de campos

Figure 2. Field development project.

In addition, on December 2 of last year, when the first reports of this System were received, already in the new administration, it was detected that only two of the country's six refineries were working and that the other four were registering total stoppage. Currently, only Madero's refinery is out of production for maintenance.

In fact, the rehabilitation works began with a previous stage by carrying out a survey, floor by floor, of the necessary equipment and the rehabilitation tasks that should be carried out. In this sense, it is very important to point out that, in most cases, it will be the Pemex workers themselves who will do the rehabilitation work, as a sign of the support they offer for the rescue of the Mexican oil industry.

Following official expectations, it will be in December of this year when the National Refining System works at a capacity of

70%, and it is expected that by 2020 it will reach its optimum level since it will take some time to completely rehabilitate some highly specialized equipment.

The work will not finish with the rehabilitation of the refineries. The head of the Secretariat of Energy said that Pemex already has a strategic plan for major annual maintenance so that when any refinery leaves operation for this cause, the other refineries are ready and somehow absorb the production that ceases to be made in the temporarily closed facilities.

Zero debt for Pemex in 2019

The Mexican oil company has not borrowed a single dollar this year, while at this point in other periods, the acquisition of debt was more than evident. According to official data reported, only between 2013 and 2018 the total debt assumed by Pemex amounted to \$29.373 billion dollars, and only in 2018, this indicator stood at \$5.828 billion dollars. During the analysis period, the maximum level of debt was in 2015, for a total of \$7.262 billion dollars.

This year the commitment is clear: zero debt for Pemex. The company will not be indebted in the capital markets and will comply with all its obligations, according to what was expressed by the president of Mexico. This factor should be a positive element to consider in the future, since Pemex increased investment in production with the intention of reversing the decline in this indicator, and will not get into debt.

New refinery to reverse the country's negative energy balance

According to the country's energy balance, the construction of a new refinery will be necessary. Currently,

“En los próximos años, los profesionales del sector deberán aplicar su conocimiento, experiencia, capacidad y, sobre todo, su amor por México”.

“During de next few years, professionals in the sector must apply their knowledge, experience, capacities and, above all, their love for Mexico.”

de telecomunicaciones. La licitación para la construcción de la nueva refinería se hará por invitación restringida a cuatro empresas, mismas que tienen las mejores prácticas y han demostrado un amplio conocimiento en este tipo de construcciones. Estas son: Bechtel-Techint, de Estados Unidos; WorleyParsons, originaria de Australia; Technip, con origen en Francia y KBR, también estadounidense.

Más campos petroleros

La recuperación de la producción petrolera de México se hará con la perforación de nuevos campos en aguas someras y en tierra. Será una prioridad, ya que es en este tipo de obras en las que más rápido se obtiene petróleo, a diferencia de la lentitud con la que sucede en la exploración en aguas profundas. Las autoridades prevén que el desarrollo de los 16 campos nuevos previstos en aguas someras implicará la construcción de importantes obras de infraestructura, con lo que se detonará el empleo en varias regiones del país.

Específicamente, se ha previsto la construcción de 13 plataformas de producción, la instalación de 14 ductos, con una longitud total de 175 kilómetros, y ocho interconexiones en plataformas ya existentes. En los próximos años, la industria petrolera mexicana llevará a cabo una importante campaña de perforación en aguas someras y en tierra. Se perforarán 72 pozos marinos y 44 pozos terrestres, un reto más para los profesionales mexicanos de la industria petrolera.

Lo anterior es solamente un resumen de todo lo planteado en el aniversario de la Expropiación Petrolera; fue el punto de partida para lo que el gobierno ha llamado “el rescate de la industria más estratégica en México, la del petróleo”.





Mexico imports 80% of the fuels consumed, so it is imperative to reduce that dependence on foreign countries; the country has a consumption-production ratio of only 22.9%.

In accordance with the speech of the Secretary of Energy, in the world, many successful nations have covered their national demand for fuels at 100%; they are self-sufficient. A case in point is China, with 100% coverage, the United States with 99%, Japan with 95% and India with 99.5%.

For Mexico to achieve self-sufficiency, it is imperative to build the new refinery, which will be located in the port of Dos Bocas, Tabasco. It will have an initial production capacity of 340 thousand barrels per day of crude to be processed, 22 degrees API, a heavier oil because it is the one available in the country.

The refinery will be built on a 566-hectare federally owned site with 17 processing plants, plus a newly designed plant. It will also have power plants (electricity and auxiliary services), plant integration works, 93 tanks and storage spheres, urbanization, buildings, workshops and green areas.

It will also have an external infrastructure, which basically consists of the link with the Dos Bocas maritime terminal, gas pipelines, road accesses, railroad tracks, access to the pier, electric transmission line, hydraulic and sanitation works, as well as telecommunications. The bid for the construction of the new refinery will be made by restricted invitation to four companies, which have the best practices and have demonstrated extensive knowledge in this type of construction. These are: Bechtel-Techint, from the United States; WorleyParsons, from Australia; Technip, originally from France, and KBR, also North American.

More oil fields

The recovery of Mexico's oil production will be carried out with the drilling of new fields in shallow water and on land. It will be a priority, since it is in this type of tasks that oil is obtained faster, as opposed to the slowness of deep-water exploration. The authorities foresee that the development of the 16 new fields planned in shallow waters will involve the construction of important infrastructure projects, which will detonate employment in several regions of the country.

Specifically, the construction of 13 production platforms, the installation of 14 ducts, with a total length of 175 kilometers, and eight interconnections in existing platforms have been foreseen. In the next few years, the Mexican oil industry will carry out an important drilling campaign in shallow water and on land; 72 marine wells and 44 land wells will be drilled, one more challenge for Mexican professionals in the oil industry.

This is only a summary of everything raised on the anniversary of the Petroleum Expropriation; it was the starting point for what the government has called "the rescue of Mexico's most strategic industry, the oil industry."

◊ Un proyecto prioritario a corto plazo es la inyección de carbono del complejo petroquímico / A short-term priority project is the carbon injection of the petrochemical complex

Primer proyecto de CCUS-EOR en México: Campo Brillante

México reconoce su compromiso de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Por tal motivo, desde el año 2008 se han desarrollado varias actividades en diferentes industrias. Particularmente en la industria petrolera, se trabaja en la implementación de la tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento geológico de CO₂ con propósitos de Recuperación Mejorada de Petróleo (CCUS-EOR)*.

Autores / Authors:
Marcela Arteaga Cardona e Isabel Baez Marín (Pemex Exploración y Producción/Pemex Exploration and Production)

*CCUS – Captura, Uso y Almacenamiento de CO₂ (Carbon Dioxide Capture, Use and Storage, por sus siglas en inglés)
*EOR – Recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery, por sus siglas en inglés)

Dentro de la Estrategia Nacional de Recuperación Secundaria y Mejorada, se ha identificado como proyecto prioritario de este tipo, a corto plazo, la inyección del Bióxido de Carbono (CO₂), emitido en las plantas de Amoníaco del Complejo Petroquímico (CPQ) de Cosoleacaque, en el campo Brillante del Activo Integral de Producción Bloques Sur 03.

Con base en predicciones realizadas con modelos analíticos, se espera incrementar el factor de recuperación de aceite en un 13%, al producir 4.2 MMb adicionales y almacenar 17 MMMpc de CO₂, que corresponde aproximadamente al 50% del CO₂ inyectado.

El beneficio económico por la venta del aceite es modesto, al generar un VPN/VPI de 1.7 y una TIR de 4.2%, pero los beneficios al medio ambiente son invaluable; además, se pueden obtener ingresos por los bonos de carbono y, de resultar exitoso, se podrá aplicar en otros campos con mayor potencial de recuperación de hidrocarburos.

Los gases de efecto invernadero son responsables, en gran medida, del calentamiento global. La Industria petrolera mundial contribuye con aproximadamente el 5% de las emisiones totales de estos gases, pero el uso de sus productos representa un 32% adicional. Con base en el Inventario de Emisiones Nacionales, publicado en 2015, en México se emiten anualmente 665 MMT (millones de toneladas), de las cuales, el 75% (499 Mt) son de CO₂; la meta del Gobierno

Federal es disminuirlas en 25% para el año 2030.

La actividad industrial, los procesos químicos y la generación de energía, son fuentes importantes de emisiones de gases de efecto invernadero en todo el mundo. Actualmente, gobiernos y organizaciones internacionales están trabajando para ayudar a reducir dichas emisiones. Los principales proyectos están enfocados en las siguientes áreas: emisiones de metano, acelerar el desarrollo de proyectos de Captura, Uso y Almacenamiento de CO₂ (CCUS), mejorar la eficiencia energética y hacer más eficiente el transporte.

La tecnología de CCUS juega un papel importante en la reducción de las emisiones de carbono a la atmósfera y se considera que es clave para poder cumplir con los objetivos planteados y, por ende, impactar de manera positiva en el cambio climático.

Actualmente, se tienen 15 proyectos en diversos países; la gran mayoría están en América, principalmente en Estados Unidos y Canadá. Siete de ellos se desarrollan en acuíferos salinos con el solo propósito de almacenar el CO₂, y los ocho restantes en yacimientos petroleros, con el doble propósito de almacenar CO₂ e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

En el 2008 se iniciaron en México actividades para implementar la tecnología de CCUS; participan en ello SENER, SEMARNAT, PEMEX, CFE, UNAM, IPN y CMM. La Estrategia Nacional oficializada por SENER, está plasmada en el Mapa de Ruta

Tecnológica, donde se presentan actividades a corto, mediano y largo plazo. Dentro de las actividades a corto plazo, se encuentra la inyección del CO₂ de alta pureza, que se produce en las plantas de Amoníaco del CPQ de Cosoleacaque (98%), al campo Brillante del APCP.

Inyección de CO₂ al campo Brillante

El campo Brillante se localiza en el estado de Veracruz, a 17 km de la ciudad de Coatzacoalcos; fue descubierto con el pozo Brillante 1, e inició su explotación en agosto de 2011. Su volumen original es de 40 MMb de aceite y 23 MMMpc de gas, sus reservas totales al 1° de enero de 2015 son de 7.75 MMb de aceite y 9.51 MMMpc de gas.

Es un yacimiento de arenisca formado por una sola capa, con permeabilidad y porosidad promedio de 180 mD y 20%, respectivamente; la saturación de agua inicial fue de 18%. De igual forma, en el Complejo Petroquímico de Cosoleacaque, localizado a 70 km del campo Brillante, se producen y emiten a la atmósfera un promedio de 46 MMpcd de gas, con una concentración de 98% mol. de CO₂, el cual, con solo remover la humedad, puede ser inyectado en el campo Brillante con el objeto de desarrollar un proceso de recuperación mejorada.

Las propiedades de la roca y sus fluidos convierten al campo Brillante en un candidato potencial para la inyección de CO₂; es un candidato ideal para iniciar los procesos de CCUS en México,



First CCUS-EOR project in Mexico: Brillante Field

Mexico recognizes its commitment to reduce greenhouse gas emissions. For this reason, since 2008 several activities have been developed in different industries. Particularly in the oil industry, work is being done on the implementation of CO₂ capture, use, and geological storage technology for purposes of Enhanced Oil Recovery (CCUS-EOR).

Within the National Strategy, it has been identified as a priority project of this type, in the short term, the injection of Carbon Dioxide (CO₂), emitted in the Ammonia plants of the Petrochemical Complex (CPQ, by its acronym in Spanish) of Cosoleacaque, in the Brillante field of the Integral Asset of Production Blocks South 03.

Based on predictions made with analytical models, the oil recovery factor is expected to increase by 13%, producing an additional 4.2 MMb and storing 17 billion cubic feet of CO₂, which corresponds to approximately 50% of the injected CO₂.

The economic benefit from the sale of the oil is modest, generating an NPV/IPV of 1.7 and an IRR of 4.2%, but the benefits to the environment are invaluable; in addition, income can be obtained from carbon credits and, if successful, can be applied in other fields with greater potential for hydrocarbon recovery.

Greenhouse gases are largely responsible for global warming. The global oil industry contributes approximately 5% of total greenhouse gas emissions, but the use of its products represents an additional 32%. Based on the National Emissions Inventory, published in 2015, 665 Mt (million tons) are emitted annually in Mexico, of which 75% (499 Mt) is CO₂; the Federal Government's goal is to reduce them by 25% by 2030.

Industrial activity, chemical processes, and energy generation are major sources of greenhouse gas emissions worldwide. Various governments and international organizations are currently working to help reduce these emissions. Major projects focus on the following areas: methane emissions, accelerating the development of Carbon Dioxide Capture,

Use, and Storage projects, improving energy efficiency and making transport more efficient.

CCUS technology plays an important role in reducing carbon emissions into the atmosphere and is considered crucial to meeting the set objectives and, therefore, impact positively on climate change.

Currently, there are 15 projects in various countries; the vast majority are in America, mainly in the United States and Canada. Seven of them are developed in saline aquifers with the sole purpose of storing CO₂, and the remaining eight in oil fields, with the dual purpose of storing CO₂ and increasing the recovery factor of hydrocarbons.

SENER, SEMARNAT, PEMEX, CFE, UNAM, IPN and CMM participate in these projects. The National Strategy, officialized by SENER, is embodied in the Technology Route Map, where short, medium and long-term activities are presented. Within the short-term activities is the injection of high purity CO₂, which is produced in the Ammonia plants of the CPQ of Cosoleacaque (98%), to the Brillante field of the APCP.

Injection of CO₂ into the Brillante Field

The Brillante field is located in the state of Veracruz, 17 km from the city of Coatzacoalcos; it was discovered with the well Brillante 1, and began its exploitation in August 2011. Its original volume is 40 million barrels of oil and 23 billion cubic feet of gas; its total reserves as of January 1, 2015, are 7.75 million barrels of oil and 9.51 billion cubic feet of gas.

It is a single layer sandstone deposit with average permeability

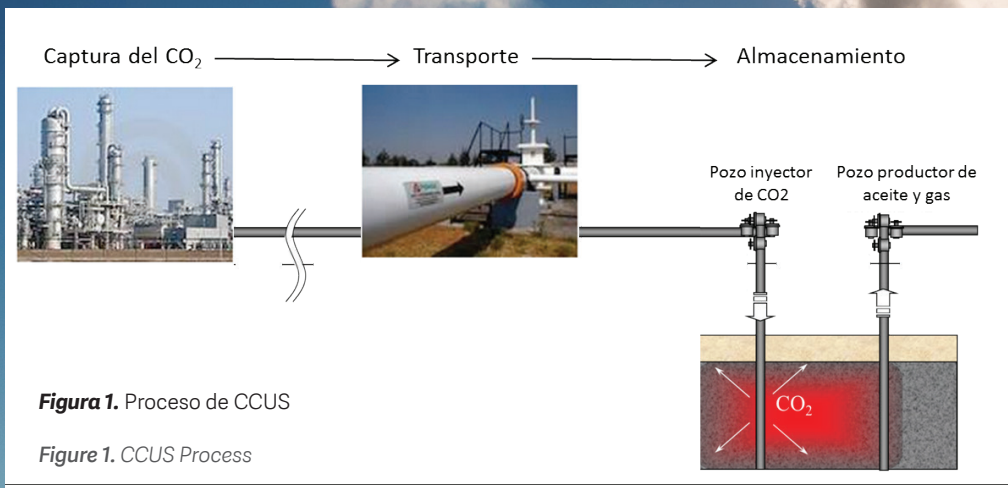


Figura 1. Proceso de CCUS

Figure 1. CCUS Process



Figura 2. Proyectos de almacenamiento de carbono que están en operación.

Figure 2. Operating Carbon Storage Projects

dado que es un yacimiento pequeño. Asimismo, su infraestructura es prácticamente nueva, por lo que los requerimientos adicionales pueden ser mínimos; tiene un solo yacimiento, lo que facilitará el monitoreo del CO₂ almacenado y, además, la fuente de CO₂ está en condiciones de utilizarse (disponible y cercana).

Por otra parte, cuenta con estudios de laboratorio. Se generó la envolvente de precipitación de asfaltenos, con lo que se pudo comprobar que éstos no se presentarán durante el proceso. También se determinaron el coeficiente de difusión, el factor de hinchamiento y la presión mínima de miscibilidad, obteniendo como resultado que, en las condiciones actuales de presión, el proceso no será miscible.

Con el objeto de determinar la saturación de aceite residual y el factor de recuperación, se realizaron pruebas de desplazamiento en núcleos de Berea a condiciones de yacimiento y, utilizando fluidos de yacimiento, se simuló la inyección de CO₂ y el proceso WAG. En ambos casos se obtuvieron factores de recuperación superiores al 60%, a diferentes gastos de inyección de CO₂.

También, se realizaron estudios para definir la mejor estrategia para transportar el CO₂ desde el CPQ Cosoleacaque hasta el Módulo de Separación Brillante. Se seleccionó la alternativa que ofrecía el menor costo y que podría adecuarse en menor tiempo, la cual consiste en

utilizar, parcialmente, el carbonoducto de 10" del tramo que corre de Cosoleacaque a Cangrejera Veracruz y construir un tramo nuevo de 12" de diámetro y 15 km de longitud, desde Cangrejera hasta Módulo de Separación Brillante.

Desarrollo del proyecto

Se propone desarrollar el proyecto en tres etapas, aun cuando, de manera alternativa, se analiza continuar inyectando CO₂ en el campo Brillante con el único propósito de almacenarlo, una vez que se concluya el proyecto de CCUS-EOR.

1. Huff&Puff: tiene como objetivo definir parámetros de inyección, entre los que destaca la evaluación de la inyectividad y la posible surgencia en pozos vecinos. También se pretende generar experiencia en el Activo en el manejo e inyección del CO₂ y obtener información a corto plazo para soportar el diseño de la prueba piloto.

2. Prueba Piloto: tiene como objetivo generar conocimiento, disminuir el riesgo en la masificación del proceso e identificar puntos clave en la operación, así como aspectos potenciales para reducir costos y hacer un proyecto exitoso.

3. Masificación del proceso: con base en los resultados de la prueba piloto, se decidirá si el proyecto se extiende a la etapa comercial.

Conclusiones

1. El campo Brillante es un candidato potencial para iniciar los proyectos de CCUS-EOR en México y la experiencia generada puede extenderse a otros campos del Sistema Petrolero Nacional.

2. Es factible reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera, almacenándolo en formaciones geológicas, además se pueden obtener beneficios adicionales en la producción de hidrocarburos.

3. Con la implantación del proyecto de Recuperación Mejorada por inyección de CO₂ en el campo Brillante, se podrían almacenar en el yacimiento 17 MMMpc y podría incrementarse en 33 MMMpc adicionales si se continúa la inyección después del proceso de Recuperación Mejorada, con el único propósito de almacenarlo.

4. Mediante la inyección de CO₂, podría ser factible incrementar la producción de hidrocarburos en aproximadamente 4.2 MMB de aceite en el campo Brillante.

5. Se espera tener grandes beneficios en el aspecto ambiental.

and porosity of 180 mD and 20%, respectively; initial water saturation was 18%. Likewise, in the Cosoleacaque Petrochemical Complex, located 70 km from the Brillante field, an average of 46 million cubic feet of gas per day are produced and emitted into the atmosphere, with a concentration of 98% mol. of CO₂, which, with only removing the humidity, can be injected into the Brillante field in order to develop an improved recovery process.

The properties of the rock and its fluids make the Brillante field a potential candidate for CO₂ injection; it is an ideal candidate for initiating CCUS processes in Mexico since it is a small deposit. In addition, its infrastructure is practically new, so additional requirements may be minimal; it has a single reservoir, which will facilitate monitoring of stored CO₂ and, in addition, the CO₂ source is ready to be used (available and nearby).

On the other hand, laboratory studies were made. The asphalt precipitation envelope was generated, so it could be verified that these will not be present during the process. The diffusion coefficient, the swelling factor, and the minimum miscibility pressure were also determined, with the result that, under the current pressure conditions, the process will not be miscible.

In order to determine the residual oil saturation and recovery factor, displacement tests were performed on Berea cores at reservoir conditions and, using reservoir fluids, the CO₂ injection and the WAG process were simulated. In both cases, recovery factors greater than 60% were obtained at different CO₂ injection costs.

In addition, studies were conducted to define the best strategy for transporting CO₂ from the Cosoleacaque CPQ to the Brillante Separation Module. We selected the alternative that offered the lowest cost and could be adapted in less time, which consists of partially using the 10" carbon pipeline of the stretch that runs from Cosoleacaque to Cangrejera Veracruz and build a new stretch of 12" in diameter and 15 km in length, from Cangrejera to the Brillante Separation Module.

Project Development

The development of the project was thought for three stages, even though, in an alternative way, the injection of CO₂ in the Brilliant field will continue, with the only purpose of storing it, once the CCUS-EOR project is concluded.

1. Huff&Puff: its objective is to define injection parameters, among which the evaluation of injectivity and the possible emergence in neighboring wells stand out. It is also intended to generate experience in the Assets in the handling and injection of CO₂ and to obtain short-term information to support the design of the pilot test.

2. Pilot Test: its objective is to generate knowledge, decrease the risk in the massification of the process and identify key points in the operation, as well as potential aspects to reduce costs and reach a successful project.

3. Massification of the process: the results of the pilot test will determine if the project extends to the commercial stage.

Conclusions

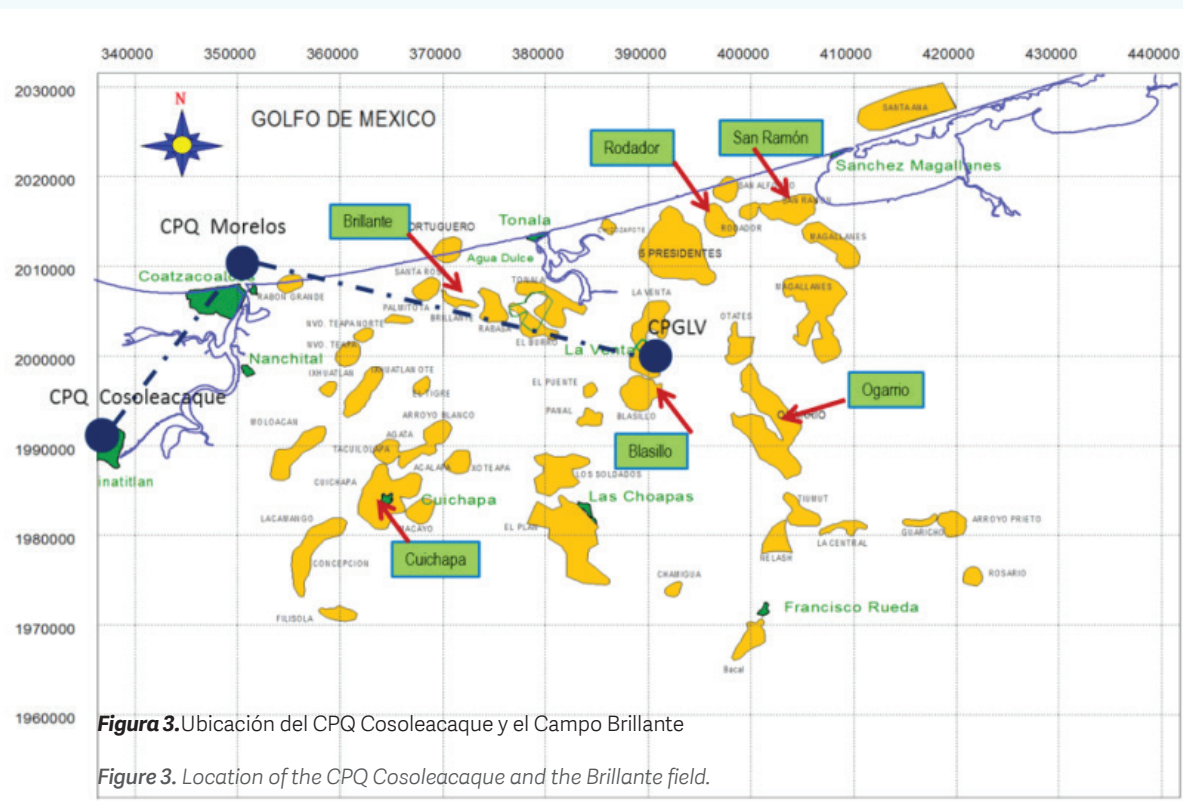
1. The Brillante field is a potential candidate to initiate CCUS-EOR projects in Mexico and the experience generated can be extended to other fields of the National Oil System.

2. It is feasible to reduce CO₂ emissions to the atmosphere, storing it in geological formations; additional benefits can be obtained in the production of hydrocarbons.

3. With the implementation of the Enhanced Oil Recovery project, by injection of CO₂ in the Brightfield, 17 billion cubic feet could be stored in the field and could be increased by an additional 33 billion cubic feet if the injection continues after the Enhanced Recovery process, with the sole purpose of storing it.

4. By injecting CO₂, it may be feasible to increase hydrocarbon production by approximately 4.2 MMb of oil in the Bright field.

5. It is expected to have great benefits in the environmental aspect.



• Su ventaja consiste en realizar numerosas simulaciones, en un periodo de tiempo corto
/ Its advantage is the completion of numerous simulations in a short period of time.

Metodología práctica para la predicción de procesos de inyección vertical de gas en yacimientos carbonatados

Autores / Authors: Iker Eli Pérez Castelán (UNAM), Fernando Samaniego Verduzco (UNAM)

Para predecir el comportamiento de un proceso de desplazamiento vertical y gravitacionalmente estable de aceite por gas en un yacimiento carbonatado, es necesario adoptar la metodología adecuada, con la finalidad de obtener una mayor recuperación de hidrocarburos.

En la metodología propuesta, se utiliza un modelo de simulación conceptual que posibilita la predicción del comportamiento del proceso de inyección de gas por la parte superior de un núcleo, y la producción de aceite por la parte inferior.

Posteriormente, se realiza un escalamiento para el yacimiento, haciendo uso de números adimensionales apropiados, lo cual permite validar que los resultados que se obtienen en el estudio de simulación en el núcleo son los que mejor representan al yacimiento.

La ventaja principal de esta metodología es la posibilidad de realizar numerosas simulaciones en un periodo de tiempo corto, cuyo análisis de resultados preliminares contribuyan a optimizar los estudios de simulación posteriores del yacimiento en el que se planea realizar la inyección de gas, los cuales requerirán de un detalle y tiempo de estudio mayores.

El objetivo último de la inyección de gas inmiscible es mantener la presión del yacimiento, al igual que ayudar a desplazar al aceite hacia los pozos productores, dando como resultado un aumento en la recuperación final de hidrocarburos.

Esta técnica ha sido empleada en forma exitosa en numerosos campos alrededor del mundo, lo que hace que sea una alternativa a considerar en la explotación de los yacimientos de aceite, de gas y condensado.

Particularmente, en yacimientos carbonatados, sean fracturados o no, la inyección de gas inmiscible puede ofrecer beneficios superiores contra otras estrategias de explotación, como la inyección de agua. Esto se debe a que el gas tiene un mejor grado de inyección en cualquier tipo de yacimiento, especialmente en los que se caracterizan por tener una baja permeabilidad en la matriz (como lo son las formaciones de carbonatos), permitiendo que el aceite que se encuentra almacenado pueda drenarse por el gas que invade a la matriz.

Mecanismos físicos de la inyección de gas

Los mecanismos físicos principales que se presentan en un proceso de inyección de gas, y que contribuyen a obtener una recuperación adicional de aceite, son los siguientes:

- **Mantenimiento de la presión:** en forma parcial o completa, el gas que se inyecta ayuda a conservar la energía del yacimiento durante su explotación.
- **Drene gravitacional:** la diferencia de densidades entre el gas y el aceite ocasiona que la segregación gravitacional actúe como un mecanismo de empuje eficiente.
- **Reducción o mantenimiento de la viscosidad del aceite:** debido a que una fracción del gas que se inyecta puede entrar en solución en el aceite, al disminuir la viscosidad del aceite su movilidad en el medio poroso se favorecerá.
- **Hinchamiento del aceite:** a presiones menores que la presión de burbuja, si la inyección ocasiona un aumento de presión podrá disolverse un volumen adicional de gas. Cuando el aceite se encuentra sub saturado, el volumen de gas disuelto en el aceite aumentará hasta que se sature, causando un aumento en el factor de volumen del aceite.
- **Vaporización de los componentes intermedios:** El gas que se inyecta puede vaporizar, en cierta medida, algunos componentes del aceite, particularmente los intermedios (desde C3 a C7), hasta que las fases alcancen un equilibrio composicional. Este efecto tiene un mayor impacto en aceites ligeros.

Inyección vertical de gas

También llamada inyección externa o creстал. Los pozos inyectoros se ubican en la cima de la estructura, ya sea que exista o no una capa de gas, de tal forma que el gas empuja a la columna de aceite hacia la parte baja de la estructura, donde se localizan los pozos productores.

Esta forma de inyección se aplica en yacimientos que tienen un alto relieve estructural y/o que tienen un espesor grande, además de una buena permeabilidad vertical; así, la influencia de la gravedad logra un máximo beneficio y permite obtener eficiencias de barrido superiores, comparadas con las que se pueden obtener en una inyección horizontal (Lake, 2007).

Otra ventaja de este método es que no necesariamente se requiere la perforación de pozos nuevos, sino que se pueden utilizar algunos de los pozos productores existentes y convertirlos en pozos inyectoros, siempre y cuando la integridad mecánica y la cementación de los pozos candidatos sea adecuada y garantice la correcta inyección del gas al yacimiento.

En un proceso de desplazamiento de aceite por gas, existen dos factores fundamentales que determinan la eficiencia del mismo. El primero de ellos es la relación de movilidades M , típicamente desfavorable en los procesos de inyección de gas, pues la movilidad del gas es muy alta respecto a la del aceite, debido a su baja viscosidad. Esto puede ocasionar que el frente

A practical methodology for predicting vertical injection processes of gas in carbonate fields

In order to predict the performance of a vertical and gravitationally stable gas for oil displacement process in a carbonate reservoir, it is necessary to adopt the appropriate methodology in order to obtain a greater hydrocarbon recovery.

In the proposed methodology, a conceptual simulation model is used, which makes it possible to predict the performance of the gas injection process in the upper part of a core, and the production of oil in the lower part.

Subsequently, the reservoir is scaled, using appropriate dimensionless numbers, which validate that the results obtained in the core simulation study are those that best represent the reservoir.

The main advantage of this methodology is the possibility of performing numerous simulations in a short period of time, whose analysis of preliminary results contribute to optimizing the subsequent simulation studies of the field in which the gas injection is planned, which will require greater detail and study time.

The ultimate goal of immiscible gas injection is to maintain field pressure as well as help displace oil to producing wells, resulting in an increased final hydrocarbon recovery.

This technique has been successfully employed in numerous fields around the world, making it an alternative to consider for the exploitation of oil, gas and condensate deposits.

Particularly in carbonated deposits, whether fractured or not, an immiscible gas injection can offer superior benefits over other exploitation strategies, such as water injection. This is because the gas has a better degree of injection in any type of reservoir, especially in those characterized by low matrix permeability (such as carbonate formations), allowing stored oil to be drained by the gas invading the matrix.

Physical Mechanisms of Gas Injection

The main physical mechanisms that occur in a gas injection process and that contribute to obtaining additional oil recovery, are:

- **Pressure maintenance:** partially or completely, the gas injected helps conserve field energy during exploitation.
- **Gravitational drain:** The difference in density between the gas and oil causes gravitational segregation to act as an efficient thrust mechanism.
- **Reduction or maintenance of the oil viscosity:** because a fraction of the injected gas can enter the solution in the oil, as the oil viscosity decreases, its mobility in the porous medium will be favored.
- **Oil swelling:** at lower pressures than the bubble pressure, if the injection causes an increase in pressure, an additional volume of



de desplazamiento no sea uniforme y se presente el fenómeno conocido como digitaciones viscosas, en el cual el gas penetra en forma inestable al banco de aceite, dejando zonas con una alta saturación de aceite sin desplazar.

Sin embargo, esta desventaja se puede contrarrestar, total o parcialmente, si se utiliza en forma eficiente al segundo factor: la gravedad. Cuando el desplazamiento se lleva a cabo en la dirección vertical, bajo condiciones de flujo gravitacionalmente estable y con el gas desplazando al aceite hacia abajo, se propicia que la gravedad actúe sobre ambas fases y que, por la diferencia de densidades, el gas se mantenga en la parte superior, haciendo que el frente de desplazamiento sea estable.

Hill (1952) derivó, a partir de la ecuación de Darcy, una expresión para determinar la velocidad crítica del desplazamiento; si ésta se sobrepasa, se presentarán inestabilidades en el frente, esto es, cuando las fuerzas viscosas son mayores que las fuerzas gravitacionales.

Descripción y aplicación de la metodología

Se elaboró un modelo para simular, en un núcleo de la formación, la inyección de gas por la cara superior y la producción de aceite por la cara inferior, representando en forma simple la inyección vertical de gas gravitacionalmente estable en el yacimiento.

Posteriormente, se realizó un proceso de escalamiento para el yacimiento, empleando números adimensionales (Ávila, 2012) para validar que los resultados obtenidos de la simulación en el núcleo son representativos del yacimiento.

Conclusiones

En este trabajo se estudió la inyección vertical de gas gravitacionalmente estable en un núcleo de un yacimiento carbonatado de la Región Sur de México, aplicando una metodología que consta de un modelo de simulación conceptual.

El modelo para el yacimiento se escaló exitosamente, mediante el uso de números adimensionales que representan las relaciones existentes entre

las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos en el medio poroso, como son las gravitacionales, las viscosas y las capilares. Por lo tanto, el modelo de simulación del núcleo y los resultados obtenidos se consideran representativos del yacimiento.

La inyección vertical de gas bajo condiciones de flujo gravitacionalmente estable es una alternativa de explotación para yacimientos carbonatados, de forma que puedan aprovecharse los diferentes mecanismos que actúan —principalmente el de la segregación gravitacional y el mantenimiento de presión— para lograr una mayor recuperación de hidrocarburos.

La metodología que se presenta sirve para que, en forma sencilla y práctica, se pueda entender y estudiar un proceso de inyección vertical de gas, para posteriormente migrar hacia un modelo de simulación real del yacimiento con objetivos mejor definidos, que permitan optimizar tiempos y costos de simulación.

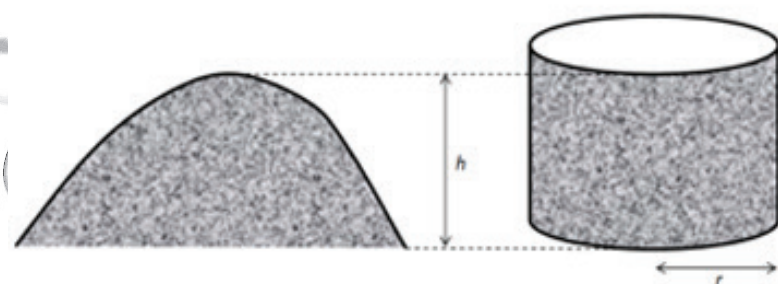


Figura 1. Representación del yacimiento para determinar la velocidad de flujo

Figure 1. Field representation to determine flow speed.

Componente	% mol	Peso Molecular	p_c (psia)	T_c (°F)	ω	Parachor	Volumen de Traslación
C ₁ -N ₂	51.787	16.39	662.8	-119.9	0.014	76.0	-0.144
C ₂ -CO ₂ -H ₂ S	16.093	32.31	809.0	100.7	0.116	101.5	-0.095
C ₃	6.799	44.10	615.8	206.0	0.152	150.3	-0.078
i-C ₄	1.367	58.12	529.1	274.9	0.185	181.5	-0.062
n-C ₄	2.638	58.12	550.7	305.7	0.201	189.9	-0.054
i-C ₅	1.132	72.15	491.6	369.1	0.227	225.0	-0.042
n-C ₅	1.169	72.15	488.8	385.6	0.251	231.5	-0.030
C ₆	1.815	84.00	436.6	453.8	0.299	271.0	-0.007
C ₇	1.933	96.00	426.2	526.7	0.300	312.5	0.0002
C ₈	2.222	107.00	417.7	575.3	0.312	351.5	0.0001
C ₉₋₁₉	9.833	165.40	322.1	694.4	0.513	460.3	0.0004
C ₂₀₊	3.212	366.84	155.3	1079.2	1.108	931.6	0.002
	100						

Tabla 1. Propiedades de los componentes del modelo ajustado con la EDE de PR

Table 1. Properties of the EDE of PR adjusted model components

gas may dissolve. When the oil is under-saturated, the volume of gas dissolved in the oil will increase until it becomes saturated, causing an increase in the volume factor of the oil.

- **Vaporization of Intermediate Components:** The gas injected can vaporize, to some extent, some components of the oil, particularly the intermediate components (from C3 to C7), until the phases reach a compositional balance. This effect has a greater impact on light oils.

Vertical Gas Injection

Also called external or crestal injection. The injection wells are located at the top of the structure, whether or not there is a layer of gas so that the gas pushes the oil column to the bottom of the structure, where the producing wells are located.

This form of injection is applied to reservoirs that have a high structural relief and/or have a large thickness, in addition to good vertical permeability; thus, the influence of gravity achieves maximum benefit and allows superior sweeping efficiencies to be obtained compared to those that can be gained in horizontal injection (Lake, 2007).

Another advantage of this method is that drilling new wells is not necessary; some of the existing producing wells can be used and converted into injection wells, provided that the mechanical integrity and cementation of the candidate wells is adequate and guarantees the correct injection of gas into the reservoir.

In a process of oil displacement by gas, there are two fundamental factors that determine its efficiency. The first of them is the relation of mobilities M , typically unfavorable in gas injection processes since the mobility of the gas is very high, compared to that of the oil, due to its low viscosity. This can cause the displacement front not to be uniform, so the phenomenon known as viscous digitations appears, in which the gas penetrates in unstable form to the oil bank, leaving areas with a high saturation of not-displaced oil.

However, this disadvantage can be offset, totally or partially, if the second factor, gravity, is used efficiently. When the displacement is carried out in the vertical direction, under conditions of gravitationally stable flow

and with the gas displacing the oil downwards, it causes gravity to act on both phases and, due to the difference in densities, the gas remains in the upper part, making the displacement front stable.

From Darcy's equation, Hill (1952) came up with an expression to determine the critical velocity of displacement; if this is exceeded, instabilities will appear in the front, that is, when the viscous forces are greater than the gravitational forces.

Description and application of the methodology

A model was developed to simulate, in a formation core, the gas injection from the upper face and the oil production from the lower face, representing the vertical injection of gravitationally stable gas into the reservoir in a simple way.

Subsequently, a scaling process was performed, using dimensionless numbers (Ávila, 2012) to validate that the results obtained from the core simulation are representative of the reservoir.

Conclusions

In this work, we studied the vertical injection of gravitationally stable gas into the core of a carbonate deposit in the Southern Region of Mexico, applying a methodology based on a conceptual simulation model.

The core model for the deposit was successfully scaled, using dimensionless numbers that represented the relationships between the forces involved in the flow of fluids in the porous region, such as gravitational, viscous and capillary. Therefore, the core simulation model and the results obtained are considered representative of the field.

Vertical gas injection under gravitationally stable flow conditions is an alternative of exploitation for carbonate deposits, so that the different mechanisms that act — mainly that of gravitational segregation and pressure maintenance — can be used to achieve greater hydrocarbon recovery.

The given methodology serves to understand and study, in a simple and practical way, a vertical gas injection process, and then migrate to a real simulation model of the reservoir with better-defined objectives that allow optimizing simulation times and costs.

◆ Los factores naturales por el efecto de extracción moderada son de suma importancia.
/ Natural factors by the effect of moderate extraction are very important

Estimación de contactos en arenas: aplicación de registros de saturación de fluidos con balance de materia.

Autor/ Author: Eduardo Pérez Tosca
(Petróleos Mexicanos).
Coautor / Coauthor: Aarón Retana Pérez
(Petróleos Mexicanos).

Dos de los principales retos durante la producción de hidrocarburos es la determinación oportuna de la presencia de agua y los casquetes de gas de naturaleza primaria o secundaria; el primero considerado como uno de los factores de mayor impacto en la declinación de la producción de aceite de los yacimientos petrolíferos, y el segundo como diagnóstico y monitoreo de la energía del yacimiento.

Maximizar los factores de recuperación de hidrocarburos en los yacimientos petrolíferos, bajo la administración adecuada de sus recursos técnicos-económicos, es el escenario ideal para el alcance de los objetivos establecidos por las instituciones petroleras. Sin embargo, dejar de considerar los factores naturales que surgen como efecto de la extracción, moderada o alta, de los hidrocarburos del subsuelo es un error.

Por lo regular, la falta de análisis o atención a todas las variables involucradas, que propician la producción indeseada de agua o el incremento de los valores de la relación gas-aceite en los yacimientos, termina siendo una limitante para establecer objetivos claros en las intervenciones de los pozos. Es por ello, que estimar la profundidad a la que se encuentran los contactos de los fluidos del yacimiento se ha convertido en una tarea compleja para los análisis de ingeniería de yacimientos. Campos con alta productividad han visto su potencial mermado por la irrupción temprana del agua o la expansión acelerada de un casquete de gas.



Existen numerosos procedimientos convencionales que determinan la profundidad de los contactos de fluidos bajo el esquema dinámico, muchos de ellos con aplicaciones y resultados favorables.

La aplicación del objetivo de este trabajo está enfocada en la caracterización dinámica del campo Artesa Terciario, un campo compuesto por seis yacimientos de naturaleza homogénea. Está localizado a 35 kilómetros al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, cubriendo una superficie aproximada de 3.1 km². Fue descubierto en el año de 1984, iniciando la explotación y desarrollo de las arenas del Terciario de la edad Plio-Pleistoceno con la perforación del pozo Artesa Terciario 35, productor de aceite negro de 32 °API.

El campo se divide en dos áreas geológicamente diferentes, denominadas Central y Noreste; cada una de ellas está constituida por tres yacimientos del Terciario, denominados Arena 100, Arena 110 y Arena 120, de forma ascendente-descendente, formados por arenas poco consolidadas ubicadas dentro de una trampa de tipo combinada.

La roca almacenadora para los yacimientos de la edad Plio-Pleistoceno del campo Artesa Terciario está representada por sedimentos continentales de origen fluvial, aunque también se ha considerado que pueden pertenecer a un sistema fluvio-deltaico de carácter transicional. El sello para estos yacimientos está constituido por lutitas, que forman parte de las intercalaciones de arcillas y arenas de la misma secuencia Terciaria en la región. Por otra parte, las arenas del Terciario presentan valores de porosidad que oscilan entre un 24% promedio, una saturación de agua entre 17-20%, y permeabilidades medidas por pruebas de variación de presión.

Descrito anteriormente, el campo Artesa Terciario inició la explotación de las arenas de la edad Plio-Pleistoceno (formación Paraje Solo) en el año de 1984, pero fue en 2012 cuando se desarrolló un crecimiento acelerado del campo.



Figura 1. Áreas Geológicas del campo Artesa Terciario.

Figure 1. Geological areas of the Artesa Tertiary field.

Estimation of contacts in sands: application of fluid saturation with material balance records

Two of the main challenges during hydrocarbon production is the opportune identification of the presence of water and gas cap from a primary or secondary nature; the first is considered as one of the factors of higher impact on the decline of oilfields' production, and the second is used as a diagnosis and monitoring of the energy of the reservoir.

Two of the main challenges during hydrocarbon production is the opportune identification of the presence of water and gas cap from a primary or secondary nature; the first is considered as one of the factors of higher impact on the decline of oilfields' production, and the second is used as a diagnosis and monitoring of the energy of the reservoir.

Often, the lack of analysis or attention to all the variables involved, resulting in unwanted water production or the increase in the values of the gas-oil ratio in reservoirs, ends up being a limiting factor in establishing clear objectives for well interventions. That is why, estimating the depth of the fluid's contacts has become a complex task for the analysis of reservoir engineering. Fields with a high productivity have seen their potential diminished by the early irruption of water or the rapid expansion of a gas cap.

There are several conventional procedures that determine the depth of fluid contacts under a dynamic scheme; a lot of them have applications and results.

This paper focuses on the dynamic characterization of the Artesa Tertiary Field that has six homogeneous reservoirs. It is located 35 kilometers southwest of the city of Villahermosa, Tabasco, covering a surface of 3.1 km². It was discovered in 1984, starting the exploitation and development of the sands of the Tertiary of the Plio-Pleistocene age with the drilling of the well Artesa Tertiary 35, producer of black oil of 32 °API.

Artesa is divided into two geologically different areas, called Central and Noroeste; each one of them has three reservoirs from Tertiary, named Arena 100, Arena 110 and Arena 120, of ascending-descending form, composed of little consolidated sands located inside a trap of combined type.

El moderado volumen original de los yacimientos de Artesa Terciario, el desarrollo acelerado del campo y el bajo aporte de energía del acuífero adyacente han propiciado la reducción de la presión estática. El reflejo en la disminución de energía es claro en la cabeza de los pozos y, en consecuencia, se ve una reducción sustancial en la producción de hidrocarburos.

En algunos pozos se observa un incremento de la relación gas-aceite, el cual se ha visto reflejado en la presión de superficie, reduciendo la pendiente en su comportamiento histórico y, en algunos casos, se ha incrementado el nivel de presión; esto es producto del alcance a niveles de presión inferiores a la presión de burbuja. Otra condición crítica observada en los pozos es el incremento en el flujo fraccional de agua, el cual ha propiciado la reducción de estranguladores y el empleo de sistemas artificiales de elaboración, para mantener niveles de producción aceptables. Los sistemas artificiales que se han, y siguen empleando en el campo, son el bombeo neumático, bombeo mecánico y el bombeo hidráulico.

Aplicación de los registros de saturación de fluidos para la determinación de contactos

El caso estudio del campo Artesa Terciario muestra la integración de los resultados obtenidos de la interpretación pozo a pozo, de la adquisición de registros de saturación de fluidos modo SIGMA y la metodología de balance de materia convencional, mediante la aplicación de curvas de volumen poroso contra profundidad para la estimación de los contactos en arenas.

Los registros de saturación de fluidos permiten obtener información de la saturación de fluidos o presencia de fluidos en el yacimiento, a través de la tubería de producción, ya sea a pozo fluyendo o cerrado. Se basa en la emisión de neutrones pulsados de alta energía, los cuales son captados mediante dos detectores que miden Rayos Gamma (inelástico y de captura), que facilitan la obtención de las saturaciones de fluidos o presencia de fluidos en el yacimiento.

Relación del volumen poroso de hidrocarburos con la ecuación de balance de materia

El empleo de las curvas de volumen poroso de hidrocarburos, obtenidas de los modelos estáticos de los campos, suele ser una actividad que facilita, de forma práctica, la determinación o estimación de parámetros importantes de yacimiento.

La descripción anterior se deriva de relacionar las curvas de volumen poroso de hidrocarburos con la profundidad de la formación, siendo sobresaliente la selección del nivel o profundidad al plano de referencia (datum) y la estimación de los contactos de fluidos. Adicionalmente, la aplicación de esta técnica es bondadosa para la determinación del tamaño del casquete de gas y la proporción de la entrada neta de agua dentro del yacimiento.

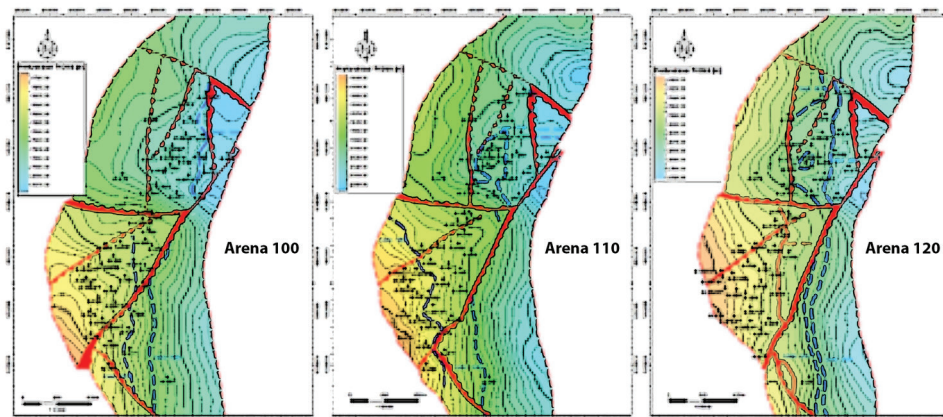


Figura 2. Mapa cima estructural Arenas 100, 110 y 120 del campo Artesa Terciario

Figure 2. Structural peak map Sands 100, 110 and 120 of the Artesa Terciario field.

Conclusiones

- Continuar negociando la administración de los yacimientos.
- El análisis de la información básica de ingeniería de yacimientos sigue siendo una herramienta firme para la caracterización dinámica de los mismos.
- La aplicación de los registros de saturación de fluidos en arenas proporciona información rápida y de fácil interpretación, para la identificación de contactos y el avance dinámico de los fluidos.
- La determinación del avance de los contactos, por medio de balance de materia con curvas de volumen poroso, ha sido aceptable para un campo como Artesa Terciario.
- Se determinó una buena correlación de los contactos de agua-aceite y gas-aceite por marcas de registros de saturación de fluidos con los resultados por balance de materia.
- Adicionalmente, el conocimiento de las profundidades de los contactos genera mayor certidumbre en los objetivos planteados de las intervenciones futuras (reparaciones mayores, sistemas artificiales) de los pozos del campo, optimizando costos y asegurando su éxito.

Artesa Tertiary field reservoir rock are continental sediments of fluvial origin for the Plio-Pleistocene age, although they may belong to a transitional fluvial-deltaic system. The cap rock for the reservoirs are shales, which are part of the intercalations of clay and sand of the Tertiary sequence in the region. On the other hand, the Tertiary sands have average porosity values of about 24%, water saturation between 17-20%, and permeabilities measured by pressure variation tests.

As previously described, the deposit Artesa Tertiary started the exploitation of the Plio-Pleistocene sands (Paraje Solo formation) in 1984, but it was until 2012 when the development of the field accelerated.

The original moderate volume of the Artesa Tertiary reservoirs, the rapid development of the field and the low energy input of the adjacent aquifer have led to a reduction in static pressure. The energy decrease is clearly observed in the wellheads and, consequently, there is a substantial reduction in the production of hydrocarbons.

Some wells have an increase of the gas-oil ratio, changing the surface pressure and reducing the slope in the history behavior, and, in some cases, the pressure level increases; this is a result of reaching pressure levels below the bubble pressure. Another critical condition seen in the wells is the increase in fractional water flow, which has nurtured the reduction of bottlenecks and the use of artificial production systems, in order to maintain acceptable production levels. The artificial systems that have been, and still are, used in the field are pneumatic pumping, mechanical pumping, and hydraulic pumping.

Application of fluid saturation records for contact determination

The case study of field Artesa Tertiary shows the integration of the results gathered from the well-to-well interpretation, the acquisition of the fluid saturation records SIGMA mode and the methodology of balanced conventional matter, through the application of anti-depth porous volume curves for the estimation of contacts in sands.

The fluid saturation records allow information to be obtained on fluid saturation or presence of fluids in the reservoir, through the production pipeline, either to a flowing well or to a closed one. It is based on the emission of high-energy pulsed neutrons, which are captured by means of two detectors that measure Gamma Rays (inelastic and capture), which facilitate the pinpoint of fluid saturation or presence of fluids in the deposit.

Relation of the porous volume of hydrocarbons to the equation of matter balance

The use of hydrocarbon porous volume curves, obtained from the field's static models, is usually an activity that facilitates, in a practical way, the determination and estimation of important field parameters.

The above description is the result of relating the porous volume curves of hydrocarbons with the depth of the formation, recognizing the selection of the level of depth to the reference plane (datum), and the estimation of fluid contacts as remarkable. Additionally, the application of this technique is good for the

determination of the size of the gas cap and the proportion of the net inlet of water inside the deposit

Conclusions

- Continue negotiating the efficient management of reservoirs.
- The analysis of the basic information on reservoir engineering is still a strong tool for its dynamic characterization.
- The application of fluid saturation records in sands gives fast and easily interpreted information, for the identification of fluid's contacts and the dynamic flow.
- The determination of the contacts' progress, through the balance of matter with porous volume curves, has been acceptable for a field such as Artesa Tertiary.
- A good correlation of water-oil and gas-oil contacts was established by fluid saturation record marks, with the results by matter balance.
- Additionally, the knowledge of the depths of the contacts generates greater certainty in the proposed objectives of the future interventions (major repairs, artificial systems) of the field wells, optimizing costs and assuring their success.

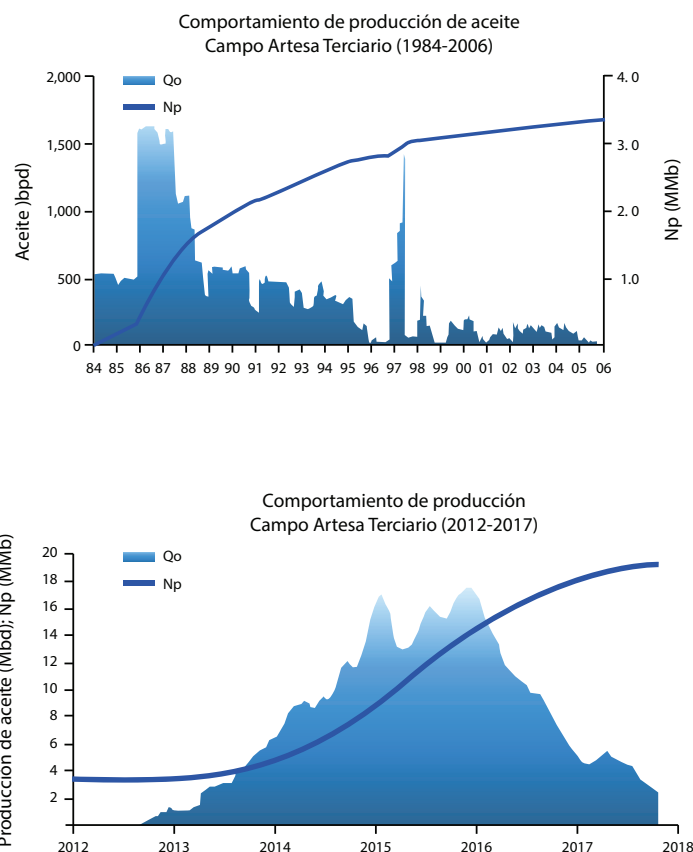


Figura 3. Comportamiento de producción de Artesa Terciario

Figure 3. Production performance of Artesa Tertiary.

Manejo de agua y gas en la superficie, factor que complica la producción
/ Handling water and gas on the surface, a factor that complicates production

Recuperación adicional de aceite por inyección de agua en yacimientos de aceite ligero

La marcada tendencia de declinación de presión, ocasionada por el cumplimiento de esquemas de explotación, es un problema fuerte en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Las tecnologías existentes para revertir esta tendencia se enfrentan al gran reto de mejorar la eficiencia de barrido e incrementar el factor de recuperación de aceite.

En yacimientos costa afuera, un componente adicional que complica la producción es el manejo de agua y gas en superficie; de ahí que una parte considerable del esfuerzo que se hace en el diseño de la explotación de estos campos deriva en la evaluación del beneficio de la reinyección de estos fluidos en una primera instancia, así como la inyección de agua de mar.

En el siguiente texto, se plantean los resultados obtenidos en la determinación experimental de valores de variables críticas, tales como compatibilidad química entre mezclas de agua, tensión interfacial, ángulo de contacto e imbibición espontánea; al igual que de pruebas de desplazamiento a condiciones de yacimiento, en las que se muestra la factibilidad técnica de incrementar el factor de recuperación de aceite hasta en un 40% por inyección de agua mar.

Los yacimientos A y B son dos de los principales productores de aceite ligero de la región marina suroeste. De la producción diaria de aceite, el yacimiento A aporta más del 21 % y el B el 8%. En conjunto, aportan el 29% de la producción de aceite del Activo (SSD-Pemex, 2014).

El yacimiento A fue descubierto en 1996, e inició su explotación en el 2005; mientras que el yacimiento B fue descubierto en el 2006, e inicio su explotación en el 2013. En el caso del yacimiento A, el mecanismo de empuje es por expansión del sistema roca/fluidos y empuje por gas, dada

su condición de aceite saturado (presión actual < presión de saturación).

Por otro lado, en el yacimiento B la producción es solo por expansión, dado que su presión actual es mayor a la presión de saturación (bajo saturado). En la proyección del desarrollo de estos campos se contempla la inyección de agua de mar, agua de formación y gas hidrocarburo; para ello, se debe documentar técnicamente el beneficio que aportaría cada fluido (Lake, 1989, Green, et.al. 1998).

La inyección de agua es una tecnología madura y ampliamente documentada, aplicable a yacimientos de aceite ligero, aunque también se utiliza con éxito en yacimientos de aceite pesado (Vidal, et.al. 2014). Es una de las formas más económicas de incrementar la producción de aceite, y sus propiedades



Additional recovery of oil by water injection in light oil fields



The strong tendency of pressure declination, caused by compliance of exploitation schemes, is an issue in naturally fractured carbonate deposits. Existing technologies that reverse this trend face the great challenge of improving sweeping efficiency and increasing the oil recovery factor.

Autores / Authors:
 Dr. Enrique Serrano Saldaña (IMP)
 M.I. Ricardo Islas Juárez (IMP)
 Ing. José Miguel Romero (PEMEX)
 Ing. Gerardo Alonso García (PEMEX)

In offshore fields, an additional component that complicates production is the handling of water and gas on the surface; that is why a big part of the effort made in the design of the exploitation of these fields results in the evaluation of the benefit of reinjecting these fluids in the first instance, as well as seawater injection.

In the following text, the results obtained from the experimental determination of the value of critic variables, such as chemical compatibility between water mixtures, interfacial tension, contact angle and spontaneous imbibition, are presented; as well as displacement tests to reservoir conditions, showing the technical feasibility of increasing the oil recovery factor by seawater injection by up to 40%.

The reservoirs A and B are two of the main producers of light oil in the southwestern marine region. Out of the daily oil production, field A contributes more than 21% and B around 8%. As a whole, they contribute 29% of the Active (SSD-Pemex, 2014) oil production.

Field A was discovered in 1996, and its exploitation began in 2005; while field B was found in 2006, and its exploitation began in 2013. The push mechanism of reservoir A is by an expansion of the rock/fluid system and by gas, given its saturated oil condition (actual pressure < saturation pressure).

On the other hand, in reservoir B production is just by expansion, because its actual pressure is bigger than its saturated pressure (undersaturated).

In the development projection of these fields, seawater, formation water, and hydrocarbon gas injection is considered; for this, the technical documentation of the benefits brought by each fluid must be carried out (Lake, 1989, Green, et.al. 1998).

Water injection is a mature and highly documented technology, applicable to light-oil reservoirs, although it is also successfully used in heavy-oil fields (Vidal, et. al. 2014). This is one of the most economical ways to increase oil production, and its flow properties make it a great displacer (due to the favorable mobility reason) as well as an inexpensive one. For its implementation, the first thing to do is to determine its compatibility with formation water to avoid the creation of salt deposits that might damage it (Birdi, 2003).

It is equally important to examine the interaction that seawater can have with oil and formation rock, where electrostatic interaction forces, chemical affinity, cohesion, adhesion, and capillary forces dominate the wettability of the rock/fluid system, and define the efficiency of seawater to promote oil desorption and mobilization.

Finally, a numerical reservoir simulation study provides scenarios and optimizes process design to consider the best well arrangement (Craig, 1982), to optimize the contact area and maximize economic benefit.

The physical-chemical environment of oil, posterior to the primary recovery, can be diverse according to the oil's PVT nature, mineralogy of the

de flujo la convierten en un agente desplazante eficiente (debido a la razón de movilidad favorable) y de bajo costo. Para su implementación, primero se requiere determinar su compatibilidad con el agua de formación para evitar la creación de depósitos de sales que pueden dañarla (Birdi, 2003).

Es igual de importante examinar la interacción que puede tener el agua de mar con el aceite y la roca de la formación, donde las fuerzas de interacción electrostáticas, afinidad química, cohesión, adhesión y las fuerzas capilares dominan la configuración de mojabilidad del sistema roca/fluidos, y definen la eficiencia del agua de mar para promover la desorción de aceite y su movilización.

Finalmente, un estudio de simulación numérica de yacimientos provee los escenarios y optimiza el diseño del proceso para considerar el mejor arreglo de pozos (Craig, 1982), para optimizar el área de contacto y maximizar el beneficio económico.

El ambiente fisicoquímico en el que se encuentra el aceite, posterior a la recuperación primaria, puede ser diverso acorde a la naturaleza PVT del aceite, mineralogía de la roca y a las características geológico-estructurales del yacimiento; sin embargo, es siempre adverso. En algunos escenarios, la alta afinidad de los asfaltenos y componentes polares contenidos en el aceite con la roca, y la baja actividad de los iones divalentes (Ca^{+2} , Mg^{+2} , CO_3^{-2} y SO_4^{-2}) del agua de formación (Birdi, 2003), generan el ambiente microscópico para que la mojabilidad de la roca sea de intermedia a tendiente a ser mojable por aceite.

Esto se manifiesta en la retención del aceite en el medio poroso por el dominio de las fuerzas capilares. En este ambiente, la inyección de agua de mar puede despegar el aceite del medio poroso, por medio de dos mecanismos: imbibición espontánea y empuje viscoso.

La Razón de Salinidad (RS) entre el agua de mar y el agua de formación, así como el contenido de aniones SO_4^{-2} en el agua de mar, son dos de los indicadores principales del beneficio de inyectar agua de mar. El máximo provecho se genera con una RS menor a la unidad y un alto contenido de SO_4^{-2} . Este se traduce en un alto desempeño de la imbibición espontánea para desplazar aceite por agua. Sin embargo, es necesario determinar si el ambiente iónico puede generar factores adversos, como la precipitación de sales inorgánicas.



Tabla 1. Principales características de los yacimientos A y B.

Table 1. Main characteristics of fields A and B.

and the geological-structural characteristics of the deposit; however, it is always adverse. In some cases, the high affinity of the asphaltenes and polar components contained in the oil with the rock, and the low activity of the divalent ions (Ca^{+2} , Mg^{+2} , CO_3^{-2} y SO_4^{-2}) of formation water (Birdi, 2003), create the microscopic environment for the oil wettability of the rock to be intermediate or conducive.

This is seen in the retention of oil in the porous medium, by the dominance of capillary forces. In this environment, the injection of seawater can remove the oil from the porous medium by means of two mechanisms: spontaneous imbibition and viscous thrust.

Salinity Ratio (SR) between seawater and formation water, as well as the SO_4^{-2} anion content in seawater, are the two main indicators of the benefit of injecting seawater. The maximum profit is generated with an SR lower to the unit and a high content of SO_4^{-2} . This translates into a high performance of spontaneous imbibition to displace oil by water. However, it is necessary to determine whether the ionic environment can generate adverse factors, such as the precipitation of inorganic salts.

In order to reach the set objective, this work was developed in four stages: (1) rock and fluid sample characterization, (2) preparation of fluids, (3) interaction test between fluids, (4) tests of efficiency and recovery factor estimations.

Results

A fundamental aspect that constitutes the criteria for the technical success of water injection is quantifying its potential to remove the oil trapped by capillary forces in the porous medium. These forces consist of the TIFow and the contact angle.

Analyzing the base case (measurements with AgF), the TIFow of reservoir A is lower than that of reservoir B, while the contact angle of A is higher than that of reservoir B. This means that reservoir B is wettable by water, while reservoir A is slightly wettable by water. In both cases, the water injection benefit may be high, but the A reservoir is more noticeable.

Conclusions

- The physical-chemical characteristics of the oil and water samples, as well as the nature of the rock samples of the

CARACTERÍSTICA	A	B
Año Descubrimiento / Inicio Exploración	1996 / 2005	2006 / 2013
Área (km ²)	16.3	15.2
Profundidad Promedio (mvbnm)	4100	4241
Espesores Bruto y Neto (m)	272 / 193	341 / 132
Pozos Totales y Activos	17 / 11	6 / 5
Porosidad (%)	10.8	9.9
Permeabilidad (mD)	100 – 300	5 – 20
Viscosidad (cP) @ Pb y Ty	0.3014	0.629
Gravedad Aceite (oAPI)	32	34.5
Relación de Solubilidad (scf/stb)	1656	1398
Factor Volumen de Aceite (rb/stb) @ Pb	1,797	1.580
Saturación de Agua inicial (%)	11.4	17.7
Salinidad Agua (ppm STD)	250,000	225,000
Presión inicial (kg/cm ²)	530	478
Presión de Saturación Inicial (kg/cm ²)	318	319
Presión Actual (kg/cm ²)	275	345
Temperatura (oC)	132	122
Gasto Actual de Aceite (stb/d)	25,763	47,970
Gasto Promedio Actual (stb/d/pozo)	2,342	9,594
Gasto Actual de Agua (b/d)	6,720	54
Relación Gas Aceite (scf/stb)	1,662	1,190
Prod. Acumulada Aceite (MMstb)	306	56
Prod. Acumulada Promedio (Mstb/pozo)	---	---
Volumen Original de Aceite 1P (MMstb)	1053	669
Rec. Aceite, Producción Primaria (%)	29	8.4



Figura 1. Imágenes de la morfología de las muestras de roca representativas de la formación de interés de los yacimientos A y B.

Figure 1. Pictures of the morphology of the rock samples representative of the formation of interest of deposits A and B.

Para alcanzar el objetivo planeado, el trabajo se desarrolló en cuatro etapas: (1) caracterización de muestras de roca y fluidos, (2) preparación de fluidos, (3) pruebas de interacción entre fluidos, (4) pruebas de eficiencia y estimación del factor de recuperación.

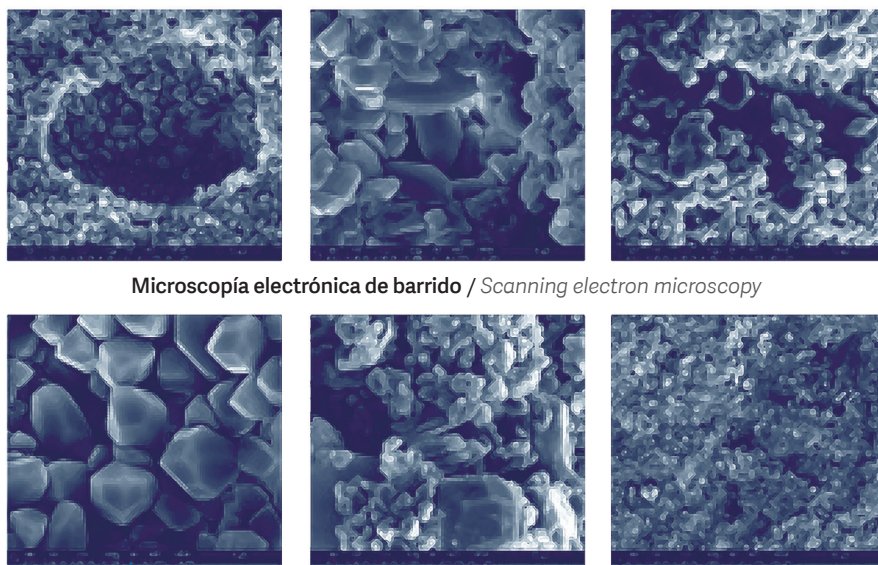
Resultados

Uno de los aspectos fundamentales que constituye el criterio de éxito técnico de la inyección de agua es cuantificar su potencial para despegar el aceite atrapado por fuerzas capilares en el medio poroso. Estas fuerzas se componen por la TIFow y el ángulo de contacto.

Analizando el caso base (mediciones con AgF), la TIFow del yacimiento A es menor que la del B, mientras que el ángulo de contacto de A es mayor que el del yacimiento B. Esto significa que el yacimiento B es mojable por agua, mientras que el A es ligeramente mojable por agua. En ambos casos, el beneficio por inyección de agua puede ser alto, pero es más notable el yacimiento A.

Conclusiones

- Las características fisicoquímicas de las muestras de aceite y agua, así como la naturaleza de las muestras de roca de la formación de interés y las condiciones de mojabilidad hacia el agua de los yacimientos A y B, los postulan como fuertes candidatos a la inyección de agua de mar para yacimiento A y AgF para el yacimiento B.
- Los resultados de compatibilidad en mezclas de AgF con AgM muestran el problema de incrustación de sales inorgánicas de iones divalentes. Se encontró que el producto IMP-ESIM-2000 a baja concentración es una tecnología adecuada para controlar esta problemática.
- Se simuló, a escala de laboratorio, el proceso de inyección de agua en núcleos de diámetro completo y usando fluidos de la formación de interés, a condiciones de los yacimientos A y B. El factor de recuperación atribuible estimado va desde el un 25% a un 33%, lo que confirma, a esta escala, el éxito técnico que podría tener esta tecnología en yacimientos productores de aceite ligero.



formation of interest and the wettability conditions towards the water from reservoirs A and B, postulate them as strong candidates for seawater injection for reservoir A and AgF for reservoir B.

- The compatibility results in mixtures of AgF with AgM show the problem of incrustation of inorganic salts of divalent ions. It was found that the product IMP-ESIM-2000 at low concentration is a suitable technology to control this problem.
- The process of injecting water into cores of full diameter and using fluids of the formation of interest was simulated on a laboratory scale, at conditions of fields A and B. The estimated assignable recovery factor ranges from 25% to 33%, which confirms, on this scale, the technical success that this technology could have in light oil producing fields.