

WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 30
Junio 2019

PETROLERA



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

CMP: intercambio de conocimiento técnico, tecnológico y académico

CMP: exchange of technical, technological and academic knowledge



**Incrustaciones inorgánicas,
diagnóstico y control**

*Inorganic incrustations,
diagnosis and control*

**Caracterización de
zona de pérdida**

Loss Zone Characterization

**Gel de Partículas
Preformadas,
permeabilidades
efectivas del
agua y el aceite**

*Preformed Particle Gel,
effective water and
oil permeabilities*



**Metodología de
Simulación Integrada**

*Integrated Simulation
Methodology*



ING. RAUL BASTIEN VARGAS
PRESIDENTE

ING. LUIS HORACIO FERRAN ARROYO
PRESIDENTE

ING. FRANCISCO FLAMENCO LOPEZ
PRESIDENTE





Estimados Colegiados:
A lo largo de estos meses, hemos insistido en los retos a los que nos enfrentamos en el sector. En este sentido, y dada la coyuntura que se vive en el país, los petroleros, en conjunto con los expertos en geociencias, estamos llamados a ser la punta de lanza del desarrollo nacional. El Congreso Mexicano del Petróleo, en su edición XIV, realizada en la ciudad de León, Guanajuato, puso de manifiesto lo que nos corresponde hacer.

En el evento más importante de la industria, se reconocieron las capacidades, experiencia y compromiso de los miembros del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM). Tanto estudiantes como profesionistas en activo y jubilados, tuvieron una alta presencia en las sesiones técnicas y póster. Igualmente, hubo un nutrido número de colegas seleccionados para exponer sus trabajos.

El congreso petrolero más grande de México y Latinoamérica celebró un momento crucial para la vida productiva de nuestro país. A través de las ponencias magistrales de la Secretaria de Energía, Rocío Nahle García; del Director General de Pemex, Octavio Romero Oropeza; así como de destacados directivos de Petróleos Mexicanos, quedó perfectamente delineada la política energética de la nación. Es claro que, de nuestro gremio, participando tanto en el ámbito público como en el privado, depende en gran medida la soberanía energética y el crecimiento de la plataforma productiva, tal como lo ha visualizado la administración federal actual.

Igualmente, quiero destacar lo gratificante que resulta ver a los estudiantes hacerse de conocimientos, aprender de las experiencias de los expertos, y formarse un criterio técnico, ya que ellos son el futuro de la industria. El CMP es un espacio único para que los profesionales en formación conozcan de primera mano la ideología de los funcionarios, el criterio de los profesionistas de gran trayectoria, y la tecnología de las empresas especializadas que operan en el sector.

Sirva este mensaje para externar mi profundo reconocimiento y admiración a todos quienes hicieron este Congreso posible, un evento encaminado hacia un objetivo común: la grandeza de México.

Dear Collegiate:
Throughout these months, we have insisted on the challenges we face in the sector. In this sense, and given the current situation in the country, oil experts, along with geoscience experts, are called to be the spearhead of national development. The Mexican Oil Conference (CMP, by its acronym in Spanish), in its 14th edition, held in the city of León, Guanajuato, clarified what we must accomplish.

In the most important event of the industry, the capacities, experience, and commitment of the members of the College of Petroleum Engineers of México A.C. were recognized. Students, as well as active and retired professionals, had a high presence in the technical sessions and posters. There was also a large number of colleagues selected to present their work.

The largest oil conference in Mexico and Latin America celebrated a crucial moment for the productive life of our country. Through the keynote speeches of the Secretary of Energy, Rocío Nahle García; the General Director of Pemex, Octavio Romero Oropeza; as well as outstanding directors of Petróleos Mexicanos, the nation's energy policy was perfectly outlined. It is clear that energy sovereignty and the growth of the productive platform, as visualized by the current federal administration, depend to a great extent on our guild, participating in both the public and private spheres.

I would also like to emphasize how gratifying it is to see students gain knowledge, learn from the experiences of experts, and form a technical judgment, as they are the future of the industry. The CMP is a unique space for professionals in training to know the ideology of civil officials, the criteria of professionals with great experience, and the technology of specialized companies operating in the sector.

This message serves to express my deep appreciation and admiration to all those who made this Conference possible, an event aimed at a common goal: the greatness of Mexico.

M.C. Luis Ferrán Arroyo

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.

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 Flamenzo 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 Frago
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

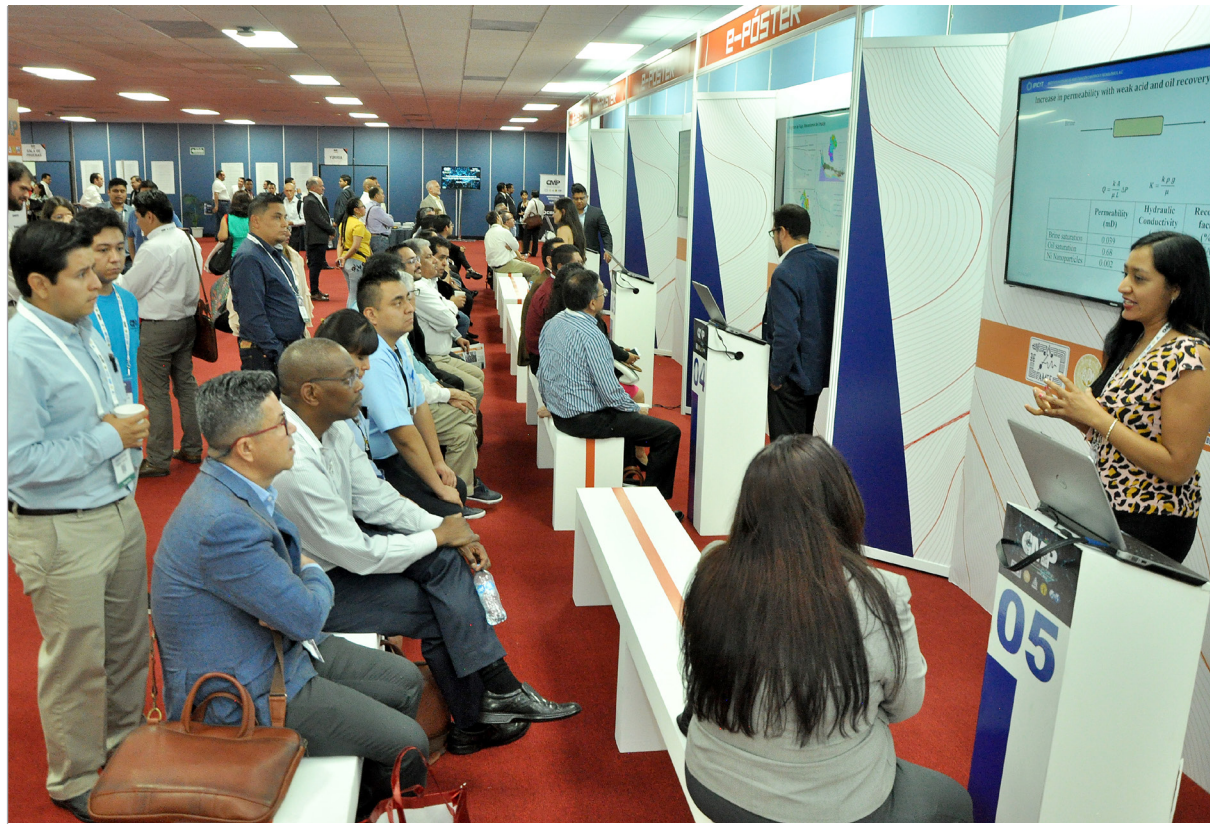
Ángel Sánchez Pichardo
Desarrollador Web / Web master

Antonio Sandoval
Análisis y redacción / Editing and analysis

Efraín Mariano
Análisis y redacción / Editing and analysis

Manelck Saldivar
Corrección de estilo y redacción / Style Editing

Martha Ochoa
Traducción / Translation



Página 3

Congreso Mexicano del Petróleo 2019: el gremio
 refrenda su compromiso con México
Mexican Oil Conference 2019: The Guild
Endorses Its Commitment to Mexico

Página 10

Metodología de Simulación Integrada para predecir
 conificación y sus efectos en yacimiento, pozo y superficie
Integrated simulation methodology to predict conifcation
and its effects on reservoir, well and surface

Página 14

Caracterización de la zona de pérdida en el yacimiento
 calcarenitas Eoceno Medio, campo ZAAP
Characterization of the Loss Zone in the Calcarenite
Reservoir Eocene Medium, ZAAP Field

Página 18

Estudio experimental de las permeabilidades efectivas
 del agua y el aceite que presenta el Gel de Partículas
 Preformadas (PPG) para el control de agua
Experimental study of the effective permeabilities
of water and oil given by the Preformed
Particle Gel (PPG) for water control

Página 22

Flujo de trabajo para el diagnóstico y control
 de incrustaciones inorgánicas
Workflow for the diagnosis and control
of inorganic incrustations



Congreso Mexicano del Petróleo 2019: el gremio **refrenda su** **compromiso** con México

Por / By Antonio Sandoval

La edición XIV del Congreso Mexicano del Petróleo (CMP), que se desarrolló en la ciudad de León, Guanajuato, fue nuevamente un éxito rotundo. El número de asistentes totales, la calidad y cantidad de los temas expuestos, así como el prestigio y distinción de las personalidades que acudieron, convirtieron a este evento una extraordinaria celebración de la industria petrolera y sus ilustres miembros. Aunado a esto, el CMP fue el marco idóneo para que el gremio petrolero refrendara, frente a nuestras autoridades, el compromiso con México para impulsar la producción de petróleo y alcanzar la soberanía energética.



♦ El objetivo común es incrementar la producción para impulsar el desarrollo del país, mediante la soberanía del sector energético

/ The shared objective is to increase production in order to promote the country's development through the sovereignty of the energy sector

Durante cuatro días, se celebró el congreso petrolero más grande e importante de nuestro país y Latinoamérica, y uno de los más relevantes del mundo. Con un promedio de 7 mil asistentes, la ciudad de León, Guanajuato, se vistió de gala para recibir a petroleros de México y otras partes del globo.

Un extenso catálogo de conferencias magistrales, plenarias, sesiones técnicas orales, sesiones poster e inéditas presentaciones empresariales, todo ello aderezado con una majestuosa exposición industrial, la cual superó todas las expectativas por la cantidad y calidad de sus stands, en donde las empresas pusieron a consideración de los miles de visitantes lo mejor de su tecnología y sus innovaciones.

Fue así, como la comunidad petrolera mexicana mostró su mejor faceta al mundo, caracterizada siempre por su organización, experiencia, conocimiento especializado, innovación y estructura de primer mundo. Por supuesto, en un congreso tan importante, con un gremio vital para la economía mexicana, no podrían faltar las autoridades del sector, quienes honraron con su presencia y externaron sus puntos de vista respecto a lo que ya se hace y lo que se tiene que hacer para, de manera especial, alcanzar la soberanía energética que impulsará el desarrollo nacional.

México recuperará su grandeza petrolera, hay certeza en el sector: Rocío Nahle

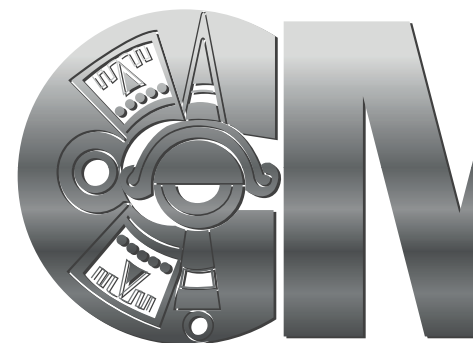
La secretaria de energía de nuestro país, Rocío Nahle, impartió una conferencia magistral en el marco de los trabajos del CMP León 2019. La funcionaria destacó los logros que se han obtenido en solamente seis meses del actual gobierno, y fijó algunas de las prioridades para el futuro inmediato.

Mexican Oil Conference 2019: The Guild Endorses Its Commitment to Mexico

The XIV edition of the Mexican Oil Conference (CMP, by its acronym in Spanish), which took place in the city of León, Guanajuato, was once again a resounding success. The total number of attendees, the quality and quantity of the topics presented, as well as the prestige and distinction of the personalities, turned this event into an extraordinary celebration of the oil industry and its illustrious members. On top of this, the CMP was the ideal framework for the oil guild to endorse, before our authorities, the commitment to Mexico to promote oil production and achieve energy sovereignty.

For four days, the largest and most important oil conference in our country and Latin America, and one of the most relevant in the world, was held. With an average of 7 thousand attendees, the city of León, Guanajuato, dressed up to receive oil experts from Mexico and other parts of the globe.

An extensive catalogue of master lectures, plenary sessions, oral technical sessions, poster sessions and business presentations, all this seasoned with a majestic industrial exhibition, which exceeded all expectations for the quantity and quality of its stands, where companies put to the consideration of thousands of visitors the best of their technology and innovations.



Congreso Mexicano

19 - 22 junio

Por ejemplo, insistió en la eliminación de trámites para impulsar la actividad de empresas petroleras que tienen contratos firmados por la anterior administración. También, destacó el inicio de los trabajos de la refinería de Dos Bocas, en Tabasco, además del clima de negocios que vive nuestro país, pero bajo la legalidad. En este último punto, la secretaria de energía señaló que se trabaja todos los días para darle orden al mercado petrolero del país. Desde luego, confió en que México recuperará su plataforma de producción de petróleo con el apoyo de los profesionales, de modo que hacia 2024 se produzca un mínimo de 2.6 millones de barriles diarios.

Thus, the Mexican oil community showed its best side to the world, always characterized by its organization, experience, specialized knowledge, innovation, and first world structure. Of course, in such an important conference, along with a vital guild for the Mexican economy, the authorities of the sector could not be absent, who expressed their points of view regarding what is already being done and what needs to be done to, in a special way, achieve the energy sovereignty that will drive national development.

Mexico will recover its oil greatness; there is certainty in the sector: Rocío Nahle

The Secretary of Energy, Rocío Nahle, gave a keynote speech in the framework of the CMP León, 2019. The official highlighted the achievements after six months of the current government, and set some of the priorities for the immediate future. For example, she emphasized on the elimination of procedures to promote the activity of oil companies that have contracts signed by the previous administration. She also highlighted the start of work at the Dos Bocas refinery in Tabasco, as well as the business climate in our country, but under the law. In this last point, the Secretary of Energy said that they work every day to bring order to the country's oil market. Of course, she trusted that Mexico will recover its oil production platform with the support of professionals, so that by 2024 the country will produce a minimum of 2.6 million barrels per day.

Likewise, Nahle emphasized a very relevant element for oil experts in general: job opportunities in the industry and the natural generational relay that, sooner or later, will be registered in the guild. For the first point, she shared that the new energy policy intends to use, for its own benefit and that of Mexico, the enormous and highly qualified workers of the sector; together with the exploration and exploitation of wells in shallow waters, the incorporation of a new refinery and the reconfiguration of six more refineries, tasks that will be carried out by specialized Mexican technicians.

For the second point, she pointed out that the oil tradition has promoted knowledge throughout the years; for this reason, the next generations have much to learn in order to apply, when the time comes, their knowledge in favor of national production.

Asimismo, Nahle puso el acento en un elemento muy relevante para los petroleros en general: las oportunidades de trabajo en la industria y el natural relevo generacional que, tarde o temprano, se registrará en el gremio. Para el primer punto, compartió que justo la nueva política energética del país pretende utilizar, para beneficio propio y de México, la enorme y muy calificada mano de obra del sector, aunado a la exploración y explotación de pozos en aguas someras, la incorporación de una nueva refinería y la

reconfiguración de seis refinерías más, trabajos que serán llevados a cabo por los técnicos mexicanos especializados.

En el segundo punto, señaló que la tradición petrolera ha impulsado el conocimiento a lo largo de los años; por esta razón, las próximas generaciones tienen mucho que aprender para que apliquen, llegado el momento, sus conocimientos en favor de la producción nacional.

De esta forma, la titular del sector energético mexicano dijo estar segura de que México recuperará su grandeza petrolera, similar a la que tuvo en décadas anteriores y que lo llevaron a ser considerado como una de las naciones más importantes en la industria. Finalizó con la declaración



CMP
Congreso Mexicano del Petróleo
León, 2019





de que diversos participantes del sector le han externado su confianza en el gobierno y la seguridad de que se van a mantener en el país; eso, concluyó, es prueba de la certeza que existe hoy día en lo que se hace.

Pemex tiene rumbo fijo: Octavio Romero Oropeza

"Petróleos Mexicanos (Pemex), es una empresa sana, eficiente y con rumbo claro hacia el incremento de la base productiva, objetivo de largo plazo que alcanzaremos indudablemente", dijo el director general de la compañía, Octavio Romero Oropeza, durante su conferencia magistral en el Congreso Mexicano del Petróleo 2019.

El principal directivo de la Empresa Productiva del Estado señaló que debieron realizarse ajustes para que la empresa mejorara su dinámica; no obstante, Pemex avanza con paso firme. Por ejemplo, este año la compañía explorará 50 pozos, 20 de los cuales ya están en actividades; se estima que 35% de éstos serían comerciales y, como resultado, se desarrollarán entre 15 y 20 nuevos campos petroleros. Romero Oropeza anticipó que, para el cierre de 2021, Pemex producirá alrededor de 320 mil barriles de petróleo, adicionales a los que hoy produce.

In this way, the head of the Mexican energy sector trusted to be sure that Mexico will recover its oil greatness, similar to the one it had in previous decades and that led it to be one of the most important nations in the industry. She added that various participants in the sector have expressed their confidence in the government and their assurance that they will remain in the country, that, she concluded, is proof of today's certainty on what is being done.

Pemex has a fixed course: Octavio Romero Oropeza

"Petróleos Mexicanos (Pemex) is a healthy, efficient company with a clear course towards increasing the productive base, a long-term goal that we will undoubtedly achieve," said the company's general director, Octavio Romero Oropeza, during his keynote speech at the Mexican Oil Conference 2019.

The main director of the State Productive Company said that adjustments had to be made to improve the company's dynamics, but Pemex moves forward with a firm step. For example, this year the company will explore 50 wells, 20 of which are already active; it





El director general de Pemex destacó la relevancia actual del campo petrolero Ixachi, sin duda alguna el más importante en estos momentos. Este campo cuenta con reservas de 1,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y su columna de hidrocarburos alcanza los mil metros; tiene un gran potencial de gas y la calidad de su aceite de 40 grados API –superior al promedio de los campos en producción del país.

Pemex tiene certeza de que se alcanzará la meta de producción de 2.6 millones de barriles diarios al cierre de la administración; más allá, la intensa actividad de exploración y desarrollo permitirá incorporar y reclasificar nuevas reservas para revertir la tendencia declinante de los últimos años. Octavio Romero Oropeza compartió que Pemex seguirá su camino como una empresa saneada, libre de corrupción y enfocada en el desarrollo del país, aspectos que soportan la parte medular del nuevo plan de negocios de la compañía.

Otras conferencias destacadas

Un evento tan vasto como el CMP, genera mucha información relevante, proveniente de las mentes de especialistas altamente calificados, y esta ocasión no fue la excepción. A las conferencias magistrales de las autoridades del sector se sumaron otras como la impartida por el doctor Ulises Hernández Romano, director de Recursos, Reservas y Asociaciones de Pemex Exploración y Producción, junto con el licenciado Alberto Velázquez García, director corporativo de finanzas de Pemex; su conferencia se tituló: “Retos y perspectivas de las finanzas de Petróleos Mexicanos”. Otra más fue la impartida por el ingeniero Francisco Javier Flamenco López, subdirector de Especialidades Técnicas de Explotación, denominada “El nuevo PEP ante el reto de producir 2 millones 654 mil barriles por día en diciembre de 2024”.

is estimated that 35% of these would be commercial and, as a result, between 15 and 20 new oil fields will be developed. Romero Oropeza anticipated that, for the closing of 2021, Pemex will produce around 320 thousand barrels of oil, in addition to those it produces today.

The general director of Pemex highlighted the current relevance of the Ixachi field, undoubtedly the most important. This field has reserves of 1.3 billion barrels of equivalent crude oil and its column of hydrocarbons reaches a thousand meters; it has a great gas potential and the quality of its oil of 40 degrees API –higher than the average production fields in the country.

Pemex is certain that the production goal of 2.6 million barrels per day will be reached at the end of the current administration; furthermore, the intense exploration and development activity will allow the incorporation and reclassification of new reserves to reverse the declining trend of recent years. Octavio Romero Oropeza shared that Pemex will continue its path as a healthy company, free of corruption and focused on the country’s development, aspects that make up the core part of the company’s new business plan.

Other Featured Conferences

An event as vast as the CMP generates a lot of relevant information from the minds of highly qualified specialists, and this was no exception. In addition to the magisterial conferences of the sector’s authorities, there were others such as the one given by Dr. Ulises Hernández Romano, director of Resources, Reserves, and Associations of Pemex Exploration and Production, together with Alberto Velázquez García, corporate director of finance of Pemex; their conference was titled: “Challenges and perspectives of the finances of Petróleos Mexicanos”. Another one was given by engineer Francisco Javier Flamenco López, deputy director of Exploitation Technical Specialties, called “The new PEP before the challenge of producing 2 million 654 thousand barrels per day in December 2024”.

Breves del CMP 2019

Certidumbre para el sector energético: Rocío Nahle

La secretaria de energía, Rocío Nahle, señaló que el gobierno federal ha proporcionado certidumbre en el sector energético, "esas señales son bien recibidas, ya que todos quienes se me acercan señalan que México es su prioridad para los próximos años". La funcionaria impartió una conferencia magistral durante los trabajos del Congreso Mexicano del Petróleo (CMP).

Guanajuato seguirá como referente petrolero: Diego Sinhué Rodríguez Vallejo

Guanajuato alberga, desde hace muchos años, la refinería de Salamanca. Su aporte al sector petrolero es muy relevante y seguirá como entidad referente para la industria, porque los gobiernos federal y estatal trabajan de forma conjunta para que así sea. El gobernador del estado se congratuló de recibir a los miles de petroleros que acudieron a su tierra.

Pemex tiene futuro, sus finanzas están mejor que nunca

Gracias a las estrategias del gobierno federal, que incluyen un férreo combate y erradicación total de la corrupción en Petróleos Mexicanos, la empresa tiene un futuro prometedor que se cristalizará en los próximos meses. Así lo expusieron el doctor Ulises Hernández Romano, director de Recursos, Reservas y Asociaciones de Pemex Exploración y Producción, y el licenciado Alberto Velázquez García, director corporativo de finanzas de Petróleos Mexicanos, durante su conferencia denominada "Retos y Perspectivas de las Finanzas de Petróleos Mexicanos", en el Congreso Mexicano del Petróleo.

PEP está listo para cumplir el objetivo

Pemex Exploración y Producción está preparada para enfrentar y cumplir el reto de producir, hacia el año 2024, un mínimo de 2.6 millones de barriles de petróleo diarios, así lo expresó el ingeniero Francisco Javier Flamenco López, subdirector de Especialidad Técnica de Explotación en Pemex. El funcionario dictó la conferencia "El nuevo PEP ante el reto de producir 2 millones 654 mil barriles por día en diciembre de 2024", frente a petroleros de México y el mundo.

Operadores petroleros apoyan la transformación de la industria nacional

Los operadores privados del sector petrolero tienen plena confianza en las autoridades mexicanas, apoyan su política energética y la transformación de la industria nacional, encaminada a que nuestro país logre la soberanía energética que le permitirá un desarrollo de largo plazo. Así lo expresaron durante la conferencia que dictaron en los trabajos del congreso petrolero más importante del país.

Posters digitales, un gran atractivo

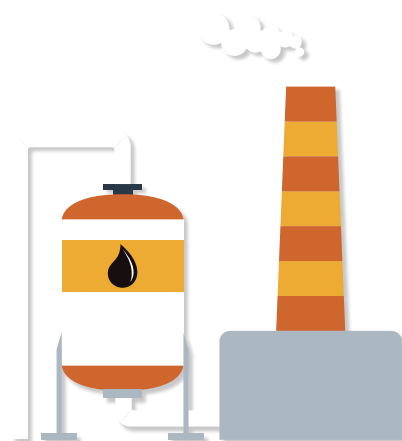
Las sesiones poster, antes denominadas e-posters, que tradicionalmente se llevan a cabo en el Congreso Mexicano del Petróleo, siguen como uno de los grandes baluartes e imanes para los expertos, estudiantes, ejecutivos y público en general. En el congreso petrolero de León, Guanajuato, ratificaron su relevancia con una gran demanda. En esta ocasión, se presentaron 86 posters digitales, con una amplia variedad de temas técnicos.

280 Ponencias orales de calidad mundial

Los ponentes en el Congreso Mexicano del Petróleo de León, Guanajuato, volvieron a mostrar su gran calidad y nivel técnico. En esta ocasión, fueron 280 ponencias orales que permitieron a los exponentes compartir, con quienes asistieron, sus conocimientos y solución de casos prácticos.

Presentaciones empresariales, la innovación en el CMP

El Congreso Mexicano del Petróleo sigue innovando año con año. En esta ocasión, se realizaron novedosas presentaciones empresariales; se trató de un ejercicio de intercambio frente a frente con algunas empresas que presentaron a los asistentes sus necesidades de proveeduría, para quienes estuvieran en disposición de satisfacer los productos o servicios requeridos. Las sesiones fueron todo un éxito y es probable que, para el año siguiente, no solamente se repitan, sino que se incremente el número de compañías que las solicitarán.



A brief overview, CMP 2019

Certainty for the energy sector: Rocío Nahle

The Secretary of Energy, Rocío Nahle, said that the federal government has provided certainty in the energy sector, "these signals are well received since all who approach me have expressed that Mexico is their priority for the coming years. The official gave a keynote speech during the Mexican Oil Conference (CMP).

Guanajuato will continue as an oil referent: Diego Sinhué Rodríguez Vallejo

Guanajuato has been home to the Salamanca refinery for many years. Its contribution to the oil sector is very relevant and will continue as a reference entity for the industry, because the federal and state governments work together to make it so. The state governor was pleased to receive the thousands of oil experts that came to his State.

Pemex has a future, its finances are better than ever

Thanks to the federal government's strategies, which include a fierce fight and total eradication of corruption in Petróleos Mexicanos, the company has a promising future that will land in the coming months. This was presented by Dr. Ulises Hernández Romano, director of Resources, Reserves, and Associations of Pemex Exploration and Production, and Alberto Velazquez Garcia, corporate finance director of Petróleos Mexicanos, during their lecture entitled "Challenges and Perspectives of Petroleos Mexicanos Finances" at the Mexican Oil Conference.

PEP is ready to meet the objective

Pemex Exploration and Production (PEP) is prepared to face and meet the challenge of producing, by 2024, a minimum of 2.6 million barrels of oil per day, as expressed by engineer Francisco Javier Flamenco López, deputy director of Exploitation Technical Specialty at Pemex. The official dictated the conference "The new PEP before the challenge of producing 2 million 654 thousand barrels per day in December 2024", in front of oil experts from Mexico and the world.



Oil operators support national industry transformation

The private operators of the oil sector have full confidence in the Mexican authorities; they support their energy policy and the transformation of the national industry, aimed to achieve energy sovereignty in the country that will allow a long-term development. This was said during the conference that they gave during the most important oil conference in the country.

Digital Posters, a great attraction

The poster sessions, formerly called e-posters, which traditionally take place at the Mexican Oil Conference, continue as one of the great pillars and magnets for experts, students, executives, and the general public. In the oil conference of Leon, Guanajuato, this dynamic ratified its relevance with great demand. On this occasion, 86 digital posters were presented, with a wide variety of technical topics.

280 world-class oral presentations

The speakers at the Mexican Oil Conference in Leon, Guanajuato, again showed their high quality and technical level. On this occasion, there were 280 oral presentations that allowed the speakers to share, with those who attended, their knowledge and solution for practical cases.

Business Presentations, innovation at the CMP

The Mexican Oil Conference continues to innovate year after year. On this occasion, innovative business presentations were held, as a face-to-face exchange exercise with some companies that presented their supply needs to the attendees, for those who were willing to satisfy the products or services required. The sessions were a complete success; it is likely for these dynamics to repeat the following year, and for the number of companies that request them to increase.

◆ Las pérdidas por manejo de fases ocasionadas por la “conificación” llegan a ser de hasta 40,000 mdd.
/ Losses from handling phases caused by the “conification” can be up to 40 billion dollars.

Metodología de Simulación Integrada para predecir conificación y sus efectos en yacimiento, pozo y superficie

Por / By Oswaldo Espínola González (Schlumberger), Laura Paola Vázquez Macedo, Julio Cesar Villanueva Alonso, Julieta Alvarez Martinez (Schlumberger).



Durante la vida de explotación de un yacimiento, la ventana de aceite tiende a disminuir debido al avance normal de los contactos gas-aceite y aceite-agua, pero, en muchas ocasiones, los yacimientos son sometidos a altos gastos. Esto ocasiona que los contactos avancen de manera anormal, produciéndose el efecto conocido como “conificación”, el cual propicia que las fases de agua y gas fluyan hacia el pozo, afectando y reduciendo la producción de aceite. La producción indeseada de estas fases, especialmente del agua, llega a afectar la producción de los pozos hasta en un 80% en casos extremos. En ocasiones, se deben abandonar los pozos por los altos costos operacionales que se generan.

Se estima que, a nivel mundial, las pérdidas anuales asociadas por el manejo y control de estas fases llegan a superar los 40,000 millones de dólares (Elphick J., Jones I., 2001), repercutiendo directamente en la rentabilidad de los proyectos. Por otro lado, está el problema de la producción del gas, que repercute de dos formas. La primera está asociada con la pérdida en la energía del yacimiento, ya que, al producirse el gas no asociado, ya sea de un casquete o producto de una inyección de gas, se presenta un decremento acelerado en la presión del yacimiento, afectando directamente en el potencial de recuperación. La segunda se presenta en el sistema integral de producción, ya que la presencia de gas deriva en patrones de flujo inestables, pérdidas de presión y, especialmente, problemas en los separadores, llegando a parar totalmente las operaciones.

Reto técnico

Para este proyecto, se considera un modelo sectorial de yacimiento, cuyo fluido es aceite ligero de 35 grados API, con una presión estática de 3,800 [psi] y un gasto inicial de 2,000 bpd. El yacimiento cuenta con un pozo marino de tipo vertical, perforado a 7,300 pies; los contactos agua-aceite y gas-aceite se encuentran a 7,200 pies y 7,400 pies, respectivamente.

El pozo está conectado a un ducto submarino y un riser. Se infiere que el yacimiento tiene problemas de conificación, por tal razón, se evaluará su comportamiento a través de una simulación numérica de yacimientos. De ser cierto, se buscarán gastos críticos en función del tiempo, que ayuden a corregir este problema.

Metodología

Consiste en modelar el Sistema Integral de Producción a partir de un Modelo Integrado (Integrated Asset Modeling, IAM), compuesto por un Modelo Sectorial de Yacimiento y un Modelo de Superficie; para este trabajo se utilizará uno sectorial.

1. Se debe construir un Modelo Sectorial de Yacimiento y uno de Superficie; se unirán a través de un software (IAM) que hace posible la interacción y transferencia de datos entre los modelos, para convertirlo en un Modelo Integrado y poder evaluar diversas estrategias.
2. Se lleva a cabo la simulación numérica de yacimientos del escenario actual, donde se analiza el comportamiento de la Relación Gas-Aceite (RGA) y Corte de agua durante un año. Si la RGA es mayor al límite operacional propuesto, se comienza un proceso iterativo donde se buscan gastos críticos dinámicos que satisfagan la premisa: $RGA \leq \text{Límite Operacional}$.
3. Cuando esta premisa se cumpla, se ha encontrado el primer gasto crítico. Si el gasto crítico no mantiene la restricción de $RGA \leq \text{Límite Operacional}$ durante un año, se busca un gasto para el tiempo restante, comenzando un proceso iterativo, en donde se proponen gastos de aceite menores al último valor. Entonces, se evalúa su RGA y se elige aquel gasto que tenga una RGA igual o menor al límite operacional.

Integrated simulation methodology to predict conifcation and its effects on reservoir, well and surface

During the operating life of a reservoir, the oil window tends to decrease due to the normal advance of the gas-oil and oil-water contacts, but in many cases, the reservoirs are subject to high flow rates. This causes the contacts to move abnormally, producing the effect known as "conifcation", which causes water and gas phases to flow into the well, affecting and reducing oil production. The unwanted production of these phases, especially water, can affect the production up to 80% in extreme cases. Sometimes, wells have to be abandoned due to high operational costs.

It is estimated that, worldwide, the annual losses associated with the management and control of these phases exceed 40 billion dollars (Elphick J., Jones I., 2001), directly affecting the profitability of the projects. On the other hand, there is the problem of gas production, which has two repercussions. The first is associated with the loss of energy from the field, since there is an accelerated decrease in the pressure of the field when the non-associated gas is produced, either from a cap or from a gas injection, directly affecting the recovery potential. The second occurs in the integral production system, since the presence of gas leads to unstable flow patterns, pressure losses and, especially, problems in the separators, resulting in a complete shutdown of operations.

Technical Challenge

For this project, a sectorial reservoir model is considered, whose fluid is light oil of 35 API degrees, with a static pressure of 3,800 psi and an initial rate of 2,000 bpd. The reservoir has a vertical marine well, drilled at 7,300 feet; the water-oil and gas-oil contacts are at 7,200 feet and 7,400 feet, respectively.

The well is connected to an underwater pipeline and a riser. It is assumed that the reservoir has conifcation problems, for this reason, its performance will be evaluated through a reservoir numerical simulation. If this is true, critical rates based on time, which will help correct this problem, must be found.

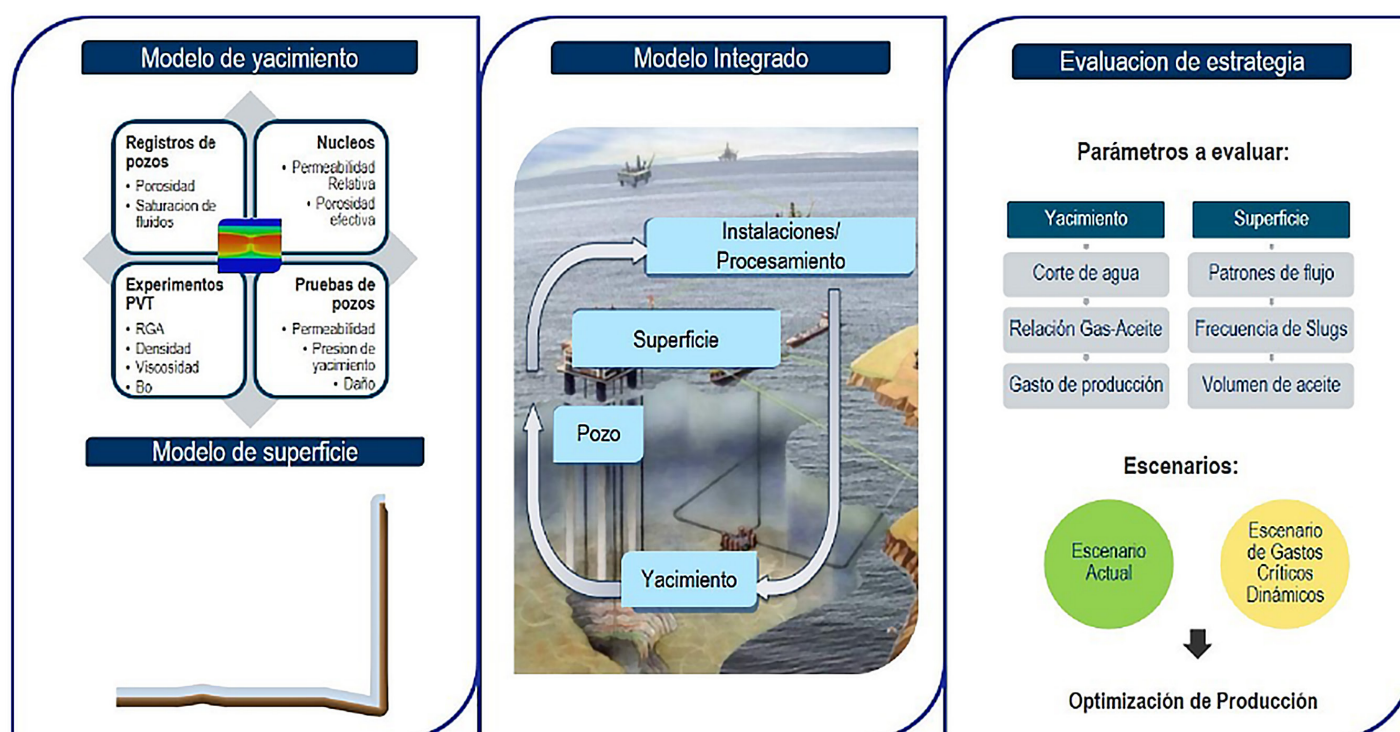


Figura 1. Modelo Acoplado en IAM. Figure 1. Integrated Model IAM.

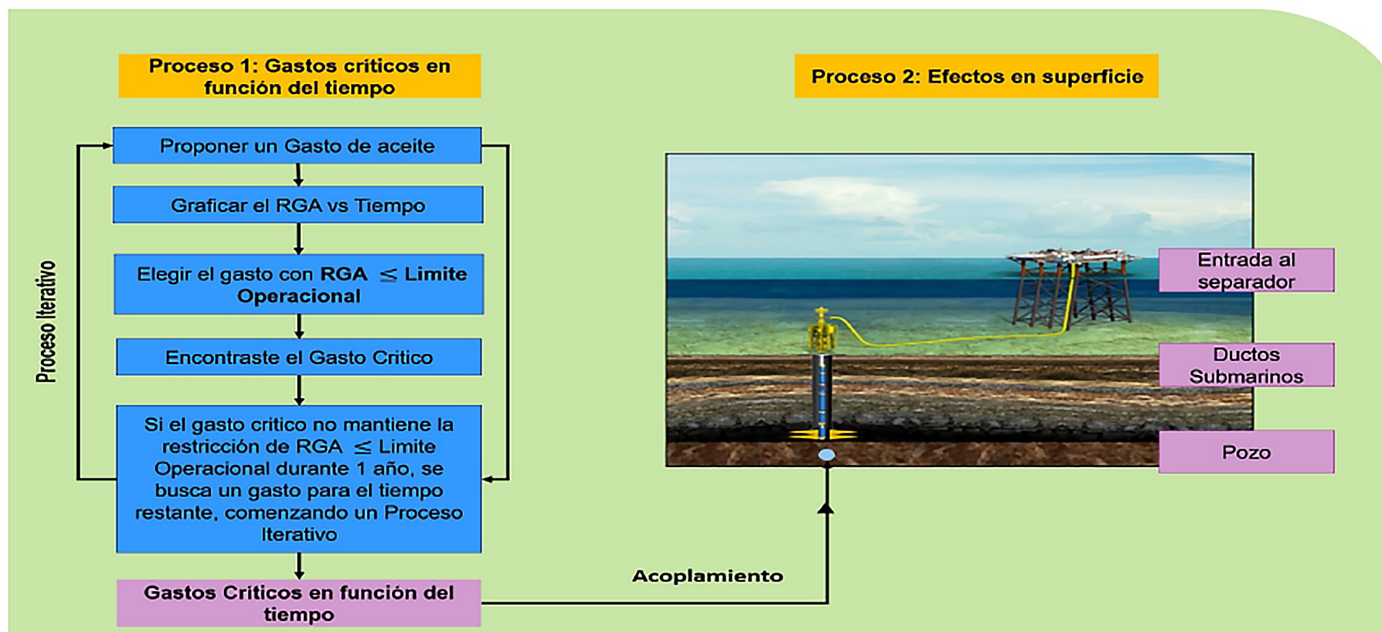


Figura 2. Metodología. Figure 2. Methodology.

Este proceso se repite durante un año, (aunque puede ser mayor, según se requiera). Estos gastos serán utilizados para construir el escenario de gastos críticos dinámicos.

4. Una vez obtenidos los gastos críticos dinámicos, se evalúan los patrones de flujo en el pozo y en los ductos submarinos, la frecuencia de baches en los ductos submarinos y el gasto de aceite que entra a los separadores.
5. Finalmente, se compara el escenario actual con el escenario construido con los gastos críticos dinámicos, analizando el factor de recuperación, la frecuencia de baches, la producción acumulada de agua y gas y una evaluación económica. Este análisis es fundamental, ya que determinará si la producción del campo fue optimizada con la nueva metodología o el escenario actual es mejor.

Yacimiento. El modelo de yacimiento se construyó con el simulador Eclipse. Este modelo representa las características reales del yacimiento, ya que los parámetros que utiliza son obtenidos de registros petrofísicos, pruebas de pozos, experimentos PVT y muestras de núcleos. El yacimiento tiene una porosidad de 20 % y una permeabilidad de 200 md; su presión estática corresponde a 3,800 psi, mientras que el fluido es un aceite ligero con 35 grados API.

Superficie. El modelo de superficie se construyó con el simulador Olga, el cual es dinámico y multifásico. Este modelo está conformado por el pozo, los ductos submarinos y el riser. La profundidad del pozo se encuentra a 7,380 pies y su intervalo disparado va de 7,250 a 7,350 pies. Actualmente, los contactos de agua-aceite y aceite-agua se encuentran a una profundidad de 7,200 pies y 7,400 pies, respectivamente.

Modelo Acoplado

Una vez que se construyen ambos modelos, se tienen que acoplar; así, existirá una transferencia de datos del yacimiento a la superficie, o bien, de manera inversa, según sea la variable. Para acoplar los modelos se utiliza un software IAM, el cual se basa en conectar el yacimiento y la red de superficie, logrando un balance en cada iteración, de forma que el punto de operación, o bien el punto de transferencia de datos, coincida en el punto de análisis nodal que se especifique, el cual puede ser en superficie o fondo del pozo.

Methodology

It consists of modeling the Integral Production System from an Integrated Asset Modeling (IAM), composed of a Sectoral Reservoir Model and a Surface Model; for this project, a Sectoral Model will be applied.

1. A Sectoral Reservoir Model and a Surface Model must be built and joined through an IAM software that makes the interaction and transfer of data between the models possible, to convert it into an Integrated Model and evaluate diverse strategies.
2. The numerical simulation of reservoirs of the current scenario is carried out, where the performance of the Gas-Oil Ratio (GOR) and Water Cut is analyzed for one year. If the GOR is greater than the proposed operational limit, an iterative process starts, where dynamic critical flow rates that satisfy the premise: $GOR \leq \text{Operational Limit}$, are identified.
3. When this premise is met, the first critical rate is uncovered. If the critical rate does not maintain the GOR restriction $\leq \text{Operational Limit}$ for one year, a rate for the remaining time is sought, starting a loop, where oil rates lower than the last value are proposed. Then, its Gas Oil Relationship is evaluated and that rate is chosen that has an EGR equal to or less than the operational limit. This process is repeated for one year (although it can be greater, as required). These flow rates will be used to construct a dynamic critical rate scenario.
4. Once the dynamic critical rates are obtained, the flow patterns in the well and in the submarine ducts, as well as the frequency of potholes in the submarine ducts and the rate of oil entering the separators, are evaluated.
5. Finally, the current scenario is compared with the scenario constructed with the dynamic critical rates, analyzing the recovery factor, the frequency of potholes, the accumulated production of water and gas, and economic evaluation. This analysis is fundamental, as it will determine whether the field production was optimized with the new methodology or if the current scenario is better.

Reservoir. This model was built with the Eclipse simulator. This model represents the real characteristics of the reservoir since the parameters it uses are obtained from petrophysical records, well tests, PVT experiments and core samples. The reservoir has a porosity of 20 % and a permeability of 200 MD; its static pressure corresponds to 3,800 psi, while the fluid is a 35 API degrees light oil.

Surface. This model was built with the Olga simulator, which is dynamic and multiphase. This model is made up of the well, the submarine ducts, and the riser. The depth of the well is 7,380 feet and its triggered interval ranges from 7,250 to 7,350 feet. Currently, the water-oil and oil-water contacts are at a depth of 7,200 feet and 7,400 feet, respectively.

Resultados

El escenario actual corresponde a una producción de 2000 bpd y una presión estática inicial de 3800 psia. El modo de control del pozo está definido por el gasto, el cual está programado a cerrarse cuando se alcance una presión de fondo de 200 psi, por razones operacionales. La causa de encontrar un nuevo escenario de explotación es la de demostrar que, mediante una correcta administración de los gastos de producción, es posible administrar la energía del yacimiento de mejor manera, maximizando el volumen de hidrocarburo recuperado y disminuir la producción de agua.

Conclusiones

- Un modelo integrado representa, de manera más real, el sistema integral de producción, ya que evalúa la parte del yacimiento a través de un modelo de simulación numérico que va cambiando con el tiempo, mientras que la parte que va del pozo hasta superficie se modela con un simulador dinámico multifásico que logra representar las propiedades mecánicas y geométricas del mismo.
- Uno de los mayores problemas de la industria petrolera es la producción excesiva de agua y gas no deseado, pues esto provoca una disminución en la producción de aceite, problemas operacionales y costos por tratamiento de fluidos no deseados. Por esta razón, el método propuesto es una solución alterna a los sensores de fondo, que podría ayudar a pronosticar y/o mitigar los efectos de conificación en el yacimiento y en la superficie, tales como patrones de flujo, inestabilidades, presiones, entre otros.
- Se demuestra que, al optimizar los gastos de producción, la recuperación final que se tiene es mayor, otorgando grandes beneficios económicos. De igual manera, se disminuyen problemas operativos al producirse menor cantidad de agua.

Coupled Model

Once both models are constructed, they have to be coupled; thus, there will be a data transfer from the reservoir to the surface, or conversely, depending on the variable. To couple the models, an IAM software is used, which is based on connecting the reservoir and the surface network, achieving a balance in each iteration, so that the point of operation, or data transfer point, coincides with the nodal analysis point specified, which can be at the surface or bottom of the well.

Results

The current scenario equals a production of 2000 bpd and an initial static pressure of 3800 psi. The well control mode is determined by the flow rate, which is set to close when a bottom pressure of 200 psi is reached, for operational reasons. The motive of finding a new exploitation scenario is to demonstrate that, through proper management of production rates, it is possible to better manage the reservoir's energy, maximizing the volume of hydrocarbon recovered and decreasing water production.

Conclusion

- An integrated model represents, in a more realistic way, the integral production system, since it evaluates the part of the reservoir through a numerical simulation model that changes over time, while the part that goes from the well to the surface is modeled with a multiphase dynamic simulator that manages to represent the mechanical and geometric properties of the model.
- One of the biggest problems of the oil industry is the excessive production of unwanted water and gas, as this causes a decrease in oil production, operational problems, and costs for treatment of unwanted fluids. For this reason, the proposed method is an alternative solution to background sensors, which could help predict and/or lower the effects of conification on the reservoir and on the surface, such as flow patterns, instabilities, pressures, among others.
- This shows that, by optimizing production rates, the final recovery is greater, providing higher economic benefits. Similarly, operational problems are reduced by producing less water.



♦ Uno de los objetivos es minimizar los riesgos y el impacto económico.
/ One of the goals is to minimize risks and economic impact.

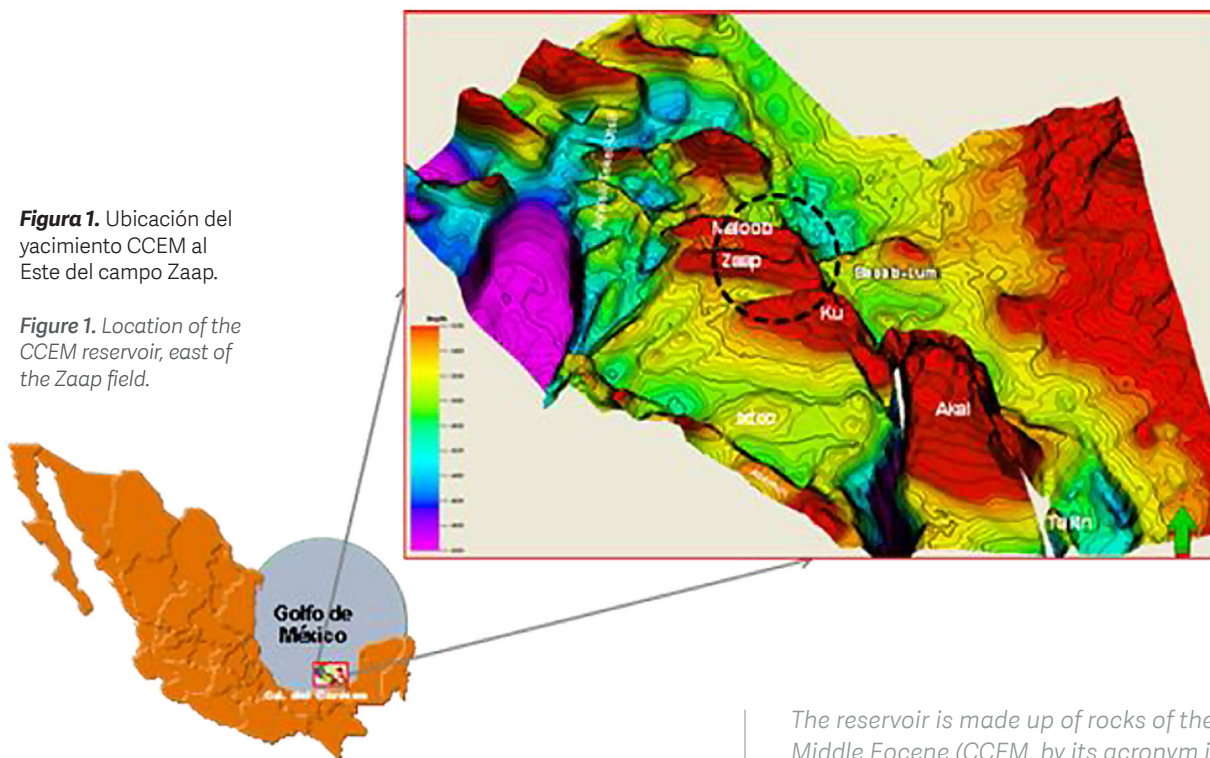
Caracterización de la zona de pérdida en el yacimiento calcarenitas Eoceno Medio, campo ZAAP

Characterization of the Loss Zone in the Calcarenite Reservoir Eocene Medium, ZAAP Field

Por / By Juan Gerardo Del Ángel Morales, Equipo de Caracterización de Yacimientos CGMETDP AIPBAS01-02 (PEMEX)

Figura 1. Ubicación del yacimiento CCEM al Este del campo Zaap.

Figure 1. Location of the CCEM reservoir, east of the Zaap field.



El yacimiento corresponde a rocas del tipo calcarenitas del Eoceno Medio (CCEM), ubicadas al SE del campo Zaap, muy cerca de la estructura del campo Ku localizado en el Golfo de México, en la Sonda de Campeche.

The reservoir is made up of rocks of the calcarenite type of the Middle Eocene (CCEM, by its acronym in Spanish), located to the SE of the Zaap field, very close to the structure of the Ku field located in the Gulf of Mexico, in the Campeche Probe.

They are called calcarenites due to their carbonate composition and grain size, similar to that of sands, dating back to the Middle Eocene thanks to fossils such as *Lepidocyclone Antillea*, observed in thin layers. Petrophysically, they are limestones with primary

Se les denomina calcarenitas, debido a su composición carbonatada y el tamaño de grano, similar al de las arenas, datándose en el Eoceno Medio gracias a fósiles como *Lepidocyclina Antillea*, observados en láminas delgadas. Petrofísicamente, son calizas con porosidad primaria, con rangos de 20-24% y con delgadas intercalaciones de mudstone, formadas en un ambiente de depósito de alta energía y colocadas del pie de talud a la cuenca mediante flujos de gravedad y flujos turbidíticos (**Figura 2**).

Problemática

El esquema (**Figura 3**) muestra los pozos perforados (Sureste de Zaap), la pérdida de lodo en metros cúbicos y la profundidad de la entrada de las CCEM en mvbnm (metros verticales bajo nivel del mar). Los pozos en color negro no presentaron pérdida, los amarillos una pérdida mínima, los rojos una pérdida mayor y el rojo con la esfera mayor es el que presentó la pérdida más abundante.

El pozo con mayores pérdidas (Z72) logró ser perforado hasta su objetivo Cretácico, pero con un costo mucho mayor de lo esperado; los pozos que faltan por perforar presentan la incertidumbre de que suceda o no la misma pérdida. Así, se vuelve necesario estudiar la zona y definir la hipótesis más adecuada que explique el fenómeno para disminuir la incertidumbre, proponer soluciones y, en consecuencia, minimizar el impacto económico y los riesgos de la perforación.

Análisis Sísmico

Para descartar que alguna falla o situación estructural fuera la responsable de la pérdida de lodo, se efectuó el análisis sísmico (**Figura 4**), a través del cual se encontró continuidad en la estructura y no se halló ninguna afectación por falla en la zona de la pérdida del Z72. Inclusive, se tiene certeza de que el área de fallas se ubica al Este de la zona (**Figura 4**) y los pozos perforados allí no presentaron ninguna pérdida anómala; por lo que se descartaron efectos estructurales como detonante de las pérdidas.

Garganta de Poro

La revisión de los estudios de laboratorio, en relación a la garganta de poro, muestra rangos de 0.001 a menos de 100 micras, que son normales para este tipo de roca con porosidad primaria interparticular. No hay forma de explicar la pérdida con la garganta de poro.

Presión De Yacimiento

Uno de los aspectos más importantes para comprender el fenómeno que nos ocupa es el análisis de las presiones del yacimiento, mismo que fue efectuado empleando la información disponible de las pruebas de presión y de los probadores de formación tomadas en el campo, en la formación CCEM.

Estratigrafía y Sedimentología

Los estudios estratigráficos-sedimentológicos definieron el modelo de depósito (flujos de gravedad y flujos turbidíticos), el cual es muy importante para comprender la geometría del depósito, las características de las rocas (**Figura 5**) y el perfil representativo de las CCEM, que consiste en intercalaciones de rocas de grano grueso con rocas de grano fino.

Petrofísica

El sistema poroso se describe como la geometría que presenta la porosidad en las rocas y, en relación a las CCEM, se considera de porosidad primaria. En el análisis de las láminas delgadas, se observa un fracturamiento muy débil y varias de esas fracturas están rellenas de lutita calcárea (mientras que las del Cretácico son abundantes, intensas y abiertas).

Las mayores pérdidas se asocian con la presencia del CAA y roca de material fino

El ambiente del depósito justifica la presencia de este material fino en distintas partes de la CCEM, pues depende de la paleogeografía de la cuenca, debido a que el depósito es producido, del pie de talud a la cuenca, mediante flujos de gravedad y turbidíticos. Se piensa que este material fino reduce su resistencia en presencia del agua (CAA), la cual

porosidad, con rangos de 20-24% and with thin mudstone intercalations, formed in a high-energy deposit environment and placed from the foot of the slope to the basin by gravity flows and turbid flows (**Figure 2**).

Problems

The scheme (**Figure 3**) shows the drilled wells (Southeast of Zaap), the loss of mud in cubic meters and the depth of the CCEM inlet in mbsl (meters below sea level). The black wells showed no loss, the yellow ones a minimum loss, the red ones a greater loss and the red one with the greater sphere is the one that presented the biggest loss.

The well with greater losses (Z72) managed to be drilled down to its Cretaceous zone, but at a much higher cost than expected; the wells still to be drilled present the uncertainty of whether or not the same loss will occur. Thus, it becomes necessary to study the area and to set the most appropriate hypothesis that explains the phenomenon to reduce uncertainty, propose solutions and, consequently, minimize the economic impact and the risks of drilling.

Seismic Analysis

In order to rule out the possibility that some fault or structural situation was responsible for the loss of mud, a seismic analysis was carried out (**Figure 4**), through which continuity in the structure was found, and no fault damage in the Z72 loss zone. It was even confirmed that the fault area is located to the east of the zone (**Figure 4**), and the wells drilled there did not show any unusual loss; therefore, structural effects were ruled out as a detonator of the losses.

Pore Throat

The review of laboratory studies, in relation to the pore throat, shows ranges from 0.001 to less than 100 microns, which are normal for this type of rock with primary inter-particular porosity. There is no way to explain the pore throat loss.

Reservoir Pressure

One of the most important aspects in understanding the phenomenon at hand is the analysis of reservoir pressures, which was carried out using the information available from the pressure tests and from the formation testers taken in the field, in the CCEM formation.

Muestra=: T-13
Prof: 2,908.78m

LUZ BLANCA

Figura 2. CCEM (Calcarenitas del Eoceno Medio) con textura de packstone-grainstone de bioclastos, intercalados con calizas arcillosas y lutitas calcáreas bentónicas.

Figure 2. CCEM (Calcarenites of the Middle Eocene) with packstone-grainstone texture of bioclasts, alternating with clay limestones and benthonic calcareous shales.



altera sus propiedades físicas, provocando dificultad en la perforación. Es sabido que las propiedades físicas son las que controlan las características de resistencia y deformación de las rocas, y éstas son resultado de la génesis y diagénesis de las mismas.

Ahora, podemos ubicar la dirección que tendrán las zonas de mayor riesgo para prevenir futuras contingencias. Basta con observar la trayectoria, ángulo y entrada del pozo en CCEM, de ser posible en 3D, y, si éstos estiman la entrada de CCEM dentro del CAA, son las que tendrán más riesgo. Este modelo puede explicar las pérdidas de lodo y orientación de la zona de riesgo. Es importante mencionar que el mecanismo de la pérdida en Cretácico es completamente diferente, porque quien detona las contingencias operativas son las familias de fracturas que responden a los eventos de deformación y, en este caso, no se identifica este patrón en las CCEM.

Conclusión

1. El yacimiento de CCEM muestra una presión de yacimiento actual, muy baja, de 170 psi, por lo que la técnica de perforación actual es de sobre-balance, ya que no se logra bajar la densidad de lodo.
2. Una forma de mitigar el riesgo (probada con éxito en el pozo más reciente) es perforar bajo balance, empleando un fluido nitrogenado. Sin embargo, es necesario identificar un mecanismo complementario a la baja presión de formación, para evitar una perforación de ensayo-error.
3. Las fracturas no son el factor detonante.
4. La hipótesis que puede explicar la pérdida de lodo en las CCEM se resume así: En presencia de rocas de material fino dentro del CAA y con las bajas presiones de formación presentes, las rocas generan presiones en el interior de las mismas; sus propiedades se alteran debido a la presencia del agua y esto resulta en una disminución notable de resistencia, que produce la pérdida total y la contingencia operativa. Por lo que perforar estas rocas finas en presencia del CAA resulta en mayor riesgo y que la curva de nivel que identifica al CAA es la referencia para marcar las zonas de riesgo.
5. Sigüientes pasos: Análisis geomecánico de núcleos en presencia de aceite y agua para corroborar hipótesis.

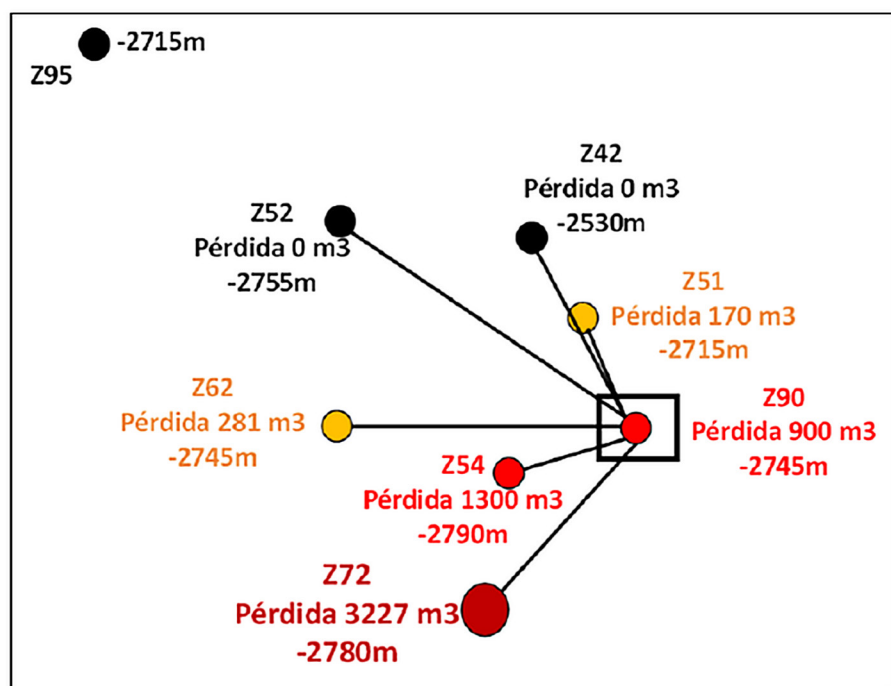


Figura 3. Pérdidas de lodo (m3) registradas en los pozos de la zona y la profundidad de la entrada de las CCEM. La esfera más grande corresponde al pozo con la mayor pérdida de lodo.

Figure 3. Mud losses (m3) recorded in the wells of the zone and the entrance depth of the CCEM. The largest sphere corresponds to the well with the greatest mud loss

Stratigraphy and Sedimentology

The stratigraphic-sedimentological studies defined the deposit model (gravity flows and turbid flows), which is very important to understand the geometry of the deposit, the characteristics of the rocks (Figure 5) and the representative profile of the CCEM, which involve insertions of coarse-grained rocks with fine-grained rocks.

Petrophysics

The porous system is described as the geometry that shows the porosity in the rocks and, regarding the CCEM, is considered primary porosity. In the analysis of the thin layers, a very weak fracture is observed and several of these fractures are filled with calcareous shale (whereas those of the Cretaceous are abundant, strong and open).

Higher losses associated with the presence of CAA and fine material rock

The environment of the reservoir justifies the presence of this fine material in different parts of the CCEM, as it depends on the paleogeography of the basin because the reservoir is produced, from the foot of the slope to the basin, by gravity and turbid flows. This fine material is thought to reduce its resistance in the presence of water (CAA), which alters its physical properties, causing difficulty in drilling. It is known that the physical properties are those that control the characteristics of resistance and deformation of the rocks, and these are the result of their genesis and diagenesis.

Now, we can identify the location of the areas most at risk to prevent future contingencies. It is enough to look at the trajectory, angle, and mouth of the well in CCEM, if possible in 3D, and if these estimate the entrance of CCEM into the CAA, they are the ones that will have more risk. This model can explain the mud losses and orientation of the risk zone. It is important to mention that the mechanism of loss in Cretaceous is completely different because the groups of fractures that attend to deformation events are the ones that detonate operational contingencies; in this case, this pattern is not identified in the CCEM.

Conclusions

1. The CCEM reservoir shows a very low current reservoir pressure of 170 psi, so the current drilling technique is over-balance, as the mud density cannot be lowered.
2. One way to lower the risk (successfully tested in the most recent well) is to drill under the balance, using a nitrogenous fluid. However, it is necessary to identify a complementary mechanism to the low formation pressure in order to avoid trial-error drilling.
3. Fractures are not the detonating factor.
4. The hypothesis that may explain the loss of sludge in the CCEM is summarized as follows: In the presence of fine material rocks inside the CAA, and with the low formation pressures involved, the rocks

generate pressures inside the rocks. Their properties are modified due to the presence of water and this leads to a notable decrease in resistance, which produces total loss and operational contingency. Therefore, drilling these fine rocks in the presence of CAA results in greater risk, and the level curve that identifies the CAA is the reference for marking risk areas.

- Next steps: Geomechanical analysis of cores in the presence of oil and water to prove the hypothesis.

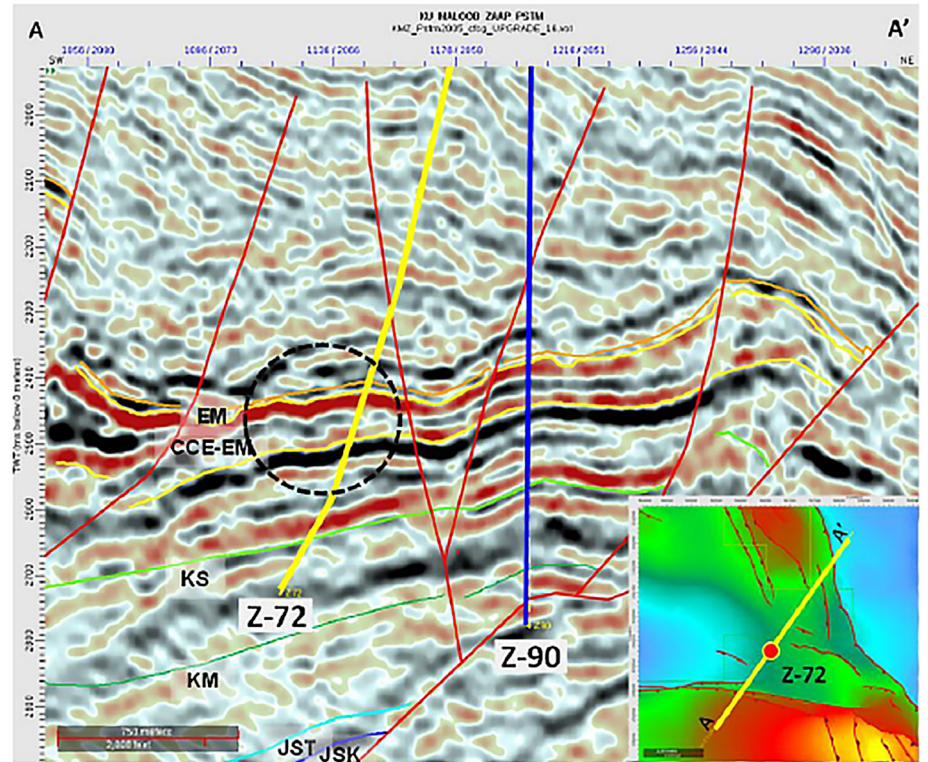
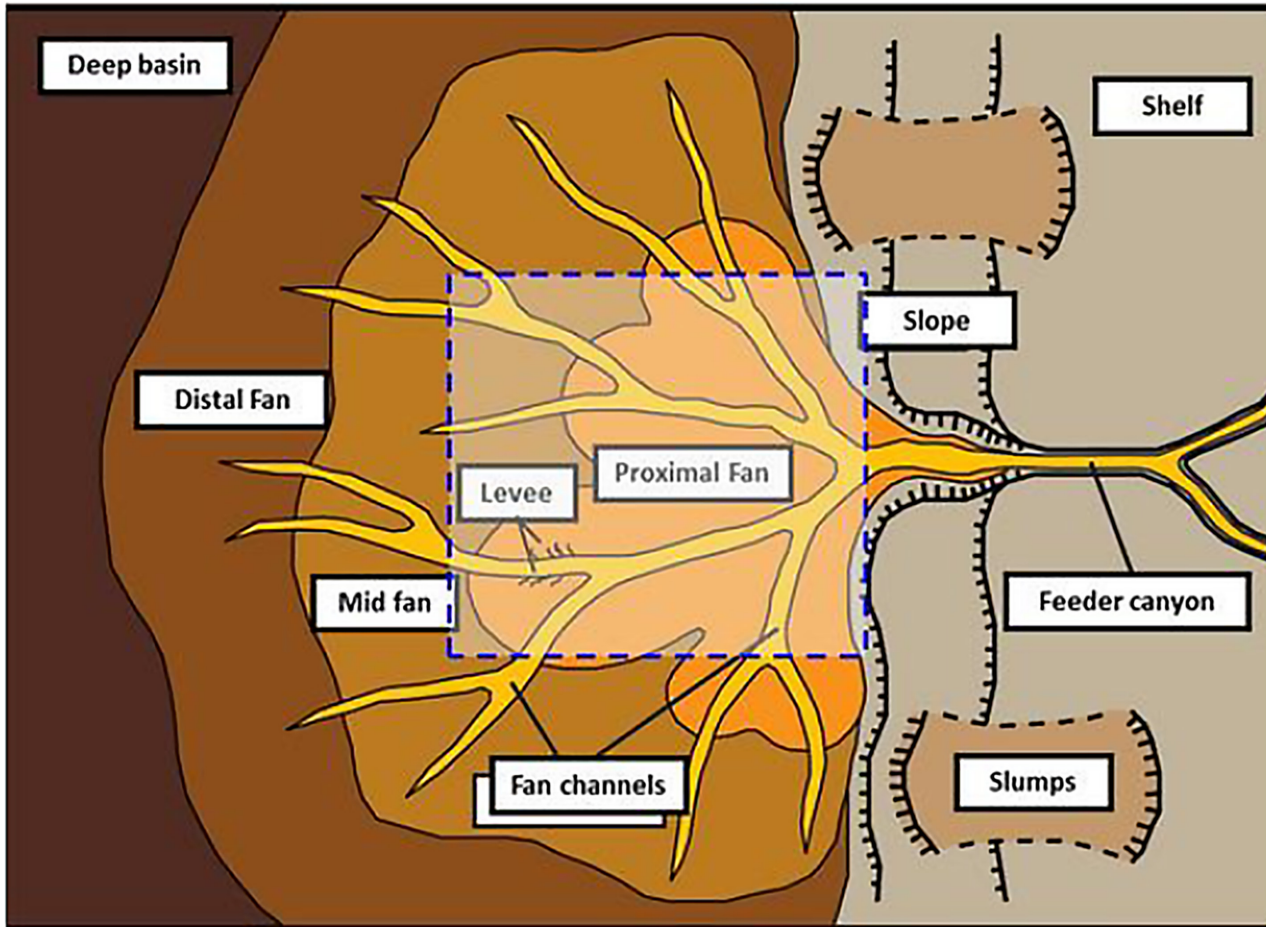


Figura 4.
Sección Sísmica mostrando continuidad en los horizontes en la zona de pérdida.

Figure 4.
Seismic section showing continuity at the loss zone horizons

Figura 5.
Modelo de depósito y perfil representativo de las CCEMs.

Figure 5.
Deposit model and representative profile of the CCEMs.



La excesiva producción de agua en los campos hace poco rentable su explotación
/ The excessive production of water in the fields makes their exploitation unprofitable

Estudio experimental de las permeabilidades efectivas del agua y el aceite que presenta el **Gel de Partículas Preformadas (PPG)** para el control de agua

Autores / Authors:
Gómez-Sandoval
Angel Emmanuel (UNAM),
Matías-Pérez Víctor (UNAM),
López- Ramírez Simón (UNAM)

Experimental study of the effective permeabilities of water and oil given by the Preformed Particle Gel (PPG) for water control

Figura 1. Principales características del PPG

Figure 1. PPG main characteristics.

PROPIEDADES FÍSICAS QUÍMICAS	Y	Nombre del Producto	Hidrogel 3005K2
		Identificación de la preparación	Copolimero de acrilamida acrilato de potasio.
	Precauciones ambientales	No contamina el agua.	
	Forma	Polvo blanco	
	Color	Blanco	
	Olor	Alifático	
	Ph	2.5-4.5 a 5 gr/l	
	Punto de fusión	No aplica	
Punto de ebullición	No aplica		

En la actualidad, existen muchos campos que producen grandes cantidades de agua, lo que tiende a hacer poco rentable su explotación. Hill estimó que el costo total para separar, tratar y disponer de esta agua es de, aproximadamente, 50 mil millones de dólares por año (Freeman Hill, 2012), por lo que la creación de tecnologías que permitan disminuir el corte de agua se torna sumamente relevante.

El Gel de Partículas Preformadas (PPG, por sus siglas en inglés) es un gel que se forma en la superficie. Una vez que ésta se ha hinchado, se introduce al yacimiento, creando una desproporción entre las permeabilidades efectivas del aceite y el agua; además, contribuye a la homogeneización del medio poroso (Baojun Bai, 2007) que permite un mejor barrido del hidrocarburo. El PPG carece de los problemas que suele presentar el gel insitu, en donde existe dificultad para controlar el tiempo de gelificación y el daño potencial de las zonas de hidrocarburos de baja permeabilidad (Bai, 2007), además de que inhibe tanto el flujo de agua como de aceite.

Se piensa que el PPG es una tecnología con potencial para yacimientos naturalmente fracturados, en donde el avance del agua no permite que exista un barrido uniforme del aceite contenido en la matriz.

Nowadays, several fields produce large quantities of water; this tends to make their exploitation unprofitable. Hill estimated that the total cost of separating, treating and disposing of this water is approximately 50 billion dollars per year (Freeman Hill, 2012), so the implementation of technologies to reduce water shortages becomes extremely important.

Preformed Particle Gel (PPG) is a gel that forms on the surface. Once it has swelled up, it is introduced into the reservoir, creating a disproportion between the effective permeabilities of the oil and water; it also contributes to the homogenization of the porous medium (Baojun Bai, 2007) which allows for better hydrocarbon removal. PPG lacks the problems that the in-situ gel usually presents, where the gelification time and the potential damage of low permeability hydrocarbon zones (Bai, 2007) are difficult to control, in addition to inhibiting both the flow of water and oil.

PPG is thought to be a technology with potential for naturally fractured reservoirs, where the advance of water does not allow for uniform sweeping of the oil located in the core.

Materials

- PPG: a product for commercial use which, when dehydrated, is white in color and may have different particle sizes, depending on the presentation. Once hydrated, it is transparent and its size may vary depending on the level of hydration (Table 1).
- Type II distilled water: used with the aim



Materiales

- PPG: un producto de uso comercial que, cuando esta deshidratado, es de color blanco y puede tener diferentes tamaños de partícula, dependiendo de la presentación. Una vez hidratado, es transparente y su tamaño puede variar dependiendo del nivel de hidratación (Tabla 1).
- Agua destilada tipo II: utilizada con la finalidad de disminuir los factores externos que modifiquen el comportamiento del PPG.
- Celda: en el interior cilíndrica y en el exterior semicilíndrica, con una tapa en los extremos laterales que posee un orificio de 0.1 mm de diámetro por donde fluye el líquido inyectado. Además, dentro de ésta fue introducido un empacador para disminuir la cantidad de PPG.
- Medidor de presión: se colocó a la entrada de la celda, el cual nos permitió monitorear la presión. Se encontraba conectado por medio de un tubing, el cual había sido debidamente purgado para evitar deslices de medición por existencia de aire.
- Bomba: contiene dos pistones independientes que son controlados por un motor y un sistema de poleas. Tiene versatilidad en su uso, pues se puede inyectar a presión constante o a gasto constante.
- Contenedores de fluidos experimentales: dispositivos cilíndricos cuya finalidad es llevar el fluido al interior de la celda de desplazamiento.

of reducing external factors that modify the performance of the PPG.

- Cell: inside cylindrical and outside semi-cylindrical, with a lid at the side ends that has a hole of 0.1 mm in diameter where the injected liquid flows. In addition, a packer was introduced to reduce the amount of PPG.
- Pressure Meter: it was placed at the entrance of the cell, which allowed us to monitor the pressure. It was connected through tubing, which had been properly purged to avoid measurement slips due to the existence of air.
- Pump: contains two independent pistons that are controlled by an engine and a pulley system. It is very versatile, because it can be injected at constant pressure or expense.
- Experimental fluid containers: cylindrical devices to carry the fluid into the displacement cell.
- High-pressure tubing: one-eighth of an inch external diameter and 1.5 mm internal diameter flow lines. They connect to the entire system, and water or oil or pressurization fluid flows through them.

Experimental methodology

The steps to follow to carry out the experiments of displacement of fluids through the PPG, and with them to determine the effective permeability for water or oil are:

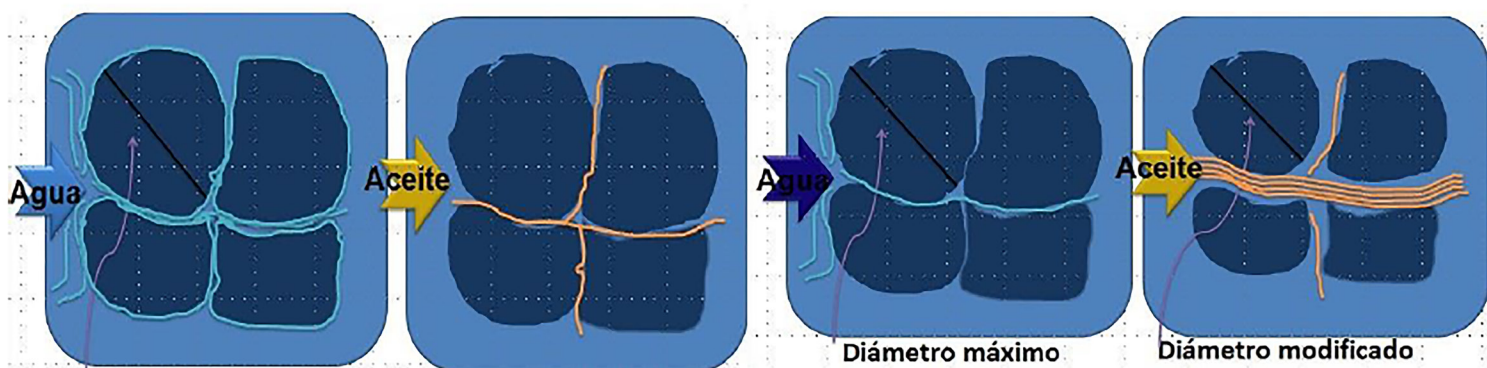


Figura 1. Teoría de la mojabilidad y el diámetro modificado
Figure 1. Wettability and modified diameter theories.

- Tubing de alta presión: conductos de flujo de un octavo de pulgada de diámetro externo y de 1.5 mm de diámetro interno. Conectan a todo el sistema y por ellos fluye el agua o aceite o el fluido de presurización

Metodología experimental

Las etapas a seguir para llevar a cabo los experimentos de desplazamiento de fluidos a través del PPG, y con ellos determinar la permeabilidad efectiva al agua o al aceite son:

1. Hinchamiento de PPG. A los granos de PPG deshidratado se les agregó agua destilada tipo II; el tiempo de espera fue de 4 horas en promedio para conseguir un hinchamiento total de los granos.
2. Conexión de sistema. El sistema fue conectado usando tubing de alta presión, iniciando en la bomba para llegar a los contenedores de fluido. A la salida de éstos se vuelve a usar tubing para enlazar con el medidor de presión y la celda.
3. Llenado de contenedores de fluido. Los contenedores fueron lavados y llenados con agua destilada y aceite para ser confinados.
4. Llenado de la celda. Se saturó la celda con 8.3 cm de PPG, y se usó un empacador de 5.9 cm de longitud de la celda, obteniendo con ella una celda con una longitud de 1 cm de PPG.
5. Determinación de gastos para la prueba. Se determinó un gasto para iniciar la inyección de agua y fue introducido a una computadora, la cual mandará la información a la bomba que iniciará la inyección. El gasto fue variado, dependiendo de los resultados obtenidos. Una vez concluidas las pruebas de inyección de agua destilada, se realizó el mismo procedimiento para el aceite.
6. Medición de presión. Se registró cada 0.5 segundos, hasta que se llegó a una presión de estabilización. En los casos de gastos altos, la prueba fue parada cuando se alcanzó una presión de seguridad previamente designada.

Resultados y discusión

Con el objetivo de hacer un mejor análisis de los datos obtenidos experimentalmente, se clasificaron a las pruebas en altos gastos y bajos gastos. Los de 8 y 2 ml/min se consideran gastos altos, ya que presentan

Id.	WD-40
Estado físico	Líquido
Olor	Característico
Color	Líquido nebuloso color ámbar.
Densidad	0.817 gr/ml (21 °C)
Solubilidad en agua	Insoluble
Mezcla	Hidrocarburos, C9-C11, n-alcanos, isoalcanos, cicloalcanos, < 2% aromáticos.
Viscosidad	2.6 Cp
Punto de ebullición	150 °C

Tabla 2. Características del aceite. **Table 2.** Oil characteristics.

1. Swelling of PPG. Type II distilled water was added to the dehydrated PPG grains; the average waiting time was 4 hours to achieve a total swelling of said grains.
2. System connection. The system was connected using high-pressure tubing, starting at the pump to reach the fluid containers. At the outlet, tubing is used again to connect to the pressure meter and the cell.
3. Filling of fluid containers. The containers were washed and filled with distilled water and oil to be confined.
4. Cell filling. The cell was saturated with 8.3 cm of PPG, and a 5.9 cm cell length packer was used, resulting in a cell with a length of 1 cm of PPG.
5. Setting costs for the test. An expense to start the water injection was determined and entered into a computer, which will send the information to the pump to start the injection. The expense was diverse, depending on the results obtained. Once the distilled water injection tests were concluded, the same procedure was performed for the oil.
6. Pressure measurement. It was recorded every 0.5 seconds until a stabilizing pressure was reached. In cases of high expenses, the test was stopped when it reached a previously designated safety pressure.





un aumento de presión en tiempos relativamente cortos de 13 segundos, y la presión de estabilización excedió los 400 psi; en contraste, las pruebas de bajos gastos fueron de 0.5, 0.25 y 0.1 ml/min, donde se observó un aumento de presión en tiempos largos de 400 segundos, además de que la presión de estabilización no excedió los 400 psi.

Conclusiones

Los experimentos, y las respectivas ecuaciones empíricas asociadas a ellos, muestran que es mucho más fácil fluir el aceite que el agua a través del PPG, al hacer la comparación de las permeabilidades efectivas de ambos. Se presentó una ecuación empírica que trata de predecir el comportamiento de los exponentes y los coeficientes de los ajustes exponenciales de los gastos. Se observa que para los exponentes hay un coeficiente de correlación de 0.9995 con un ajuste exponencial y para los coeficientes se concluye que tienden a mantenerse constantes. El experimento demuestra que el PPG permite el paso del aceite hasta 6.6 veces más que al agua.

Results and deliberation

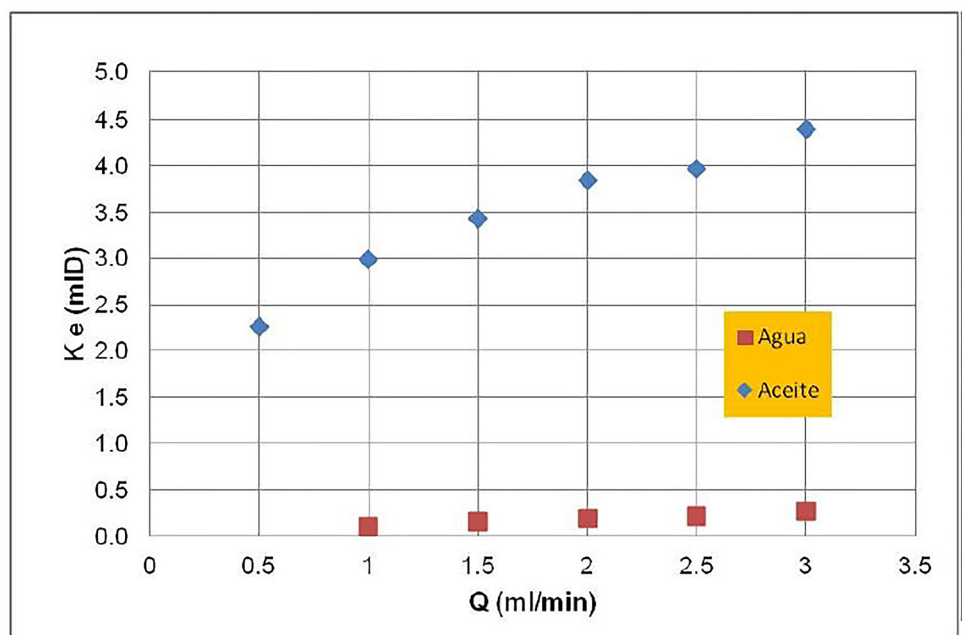
In order to make a better analysis of the data obtained experimentally, the tests were classified in high expenses and low expenses. Those of 8 and 2 ml/min are considered high costs, since they have a pressure increase in relatively short times of 13 seconds, and the stabilization pressure exceeded 400 psi. On the other hand, the low-cost tests were 0.5, 0.25 and 0.1 ml/min, where a pressure increase was observed in longer periods of 400 seconds, and the stabilization pressure did not exceed 400 psi.

Conclusions

The experiments and the corresponding empirical equations show that it is much easier to flow oil than water through PPG when comparing the effective permeabilities of both. An empirical equation that tries to predict the performance of exponents and the coefficients of exponential adjustments of expenditures was introduced. For exponents, there is a correlation coefficient of 0.9995 with an exponential adjustment, and for coefficients, it was determined that they tend to remain constant. The experiment shows that PPG allows the stream of oil up to 6.6 times more than water.

Figura 2. Comparación entre los gastos y las permeabilidades efectivas del PPG al agua y al aceite.

Figure 2. Comparison between costs and actual permeabilities of PPG to water and oil.



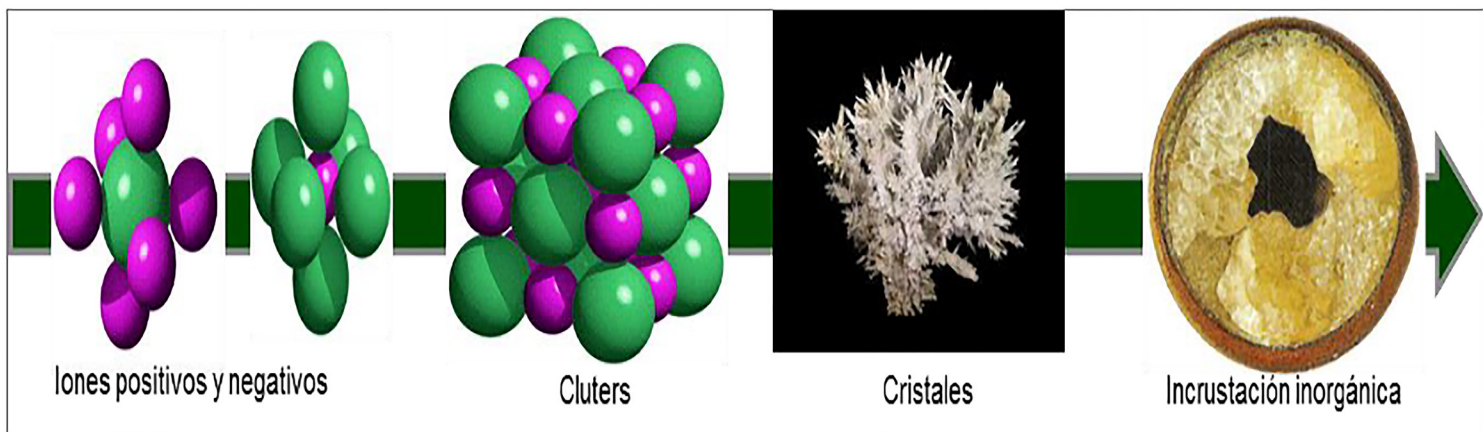
Las incrustaciones son causadas por la sobresaturación de los minerales presentes en el agua.
/ Incrustations are caused by over-saturation of minerals in the water.

Flujo de trabajo para el diagnóstico y control de incrustaciones inorgánicas

Por / By Ing.
Omar Pérez Ascencio (PEMEX)
Ing. Jorge Enrique Paredes Enciso (PEMEX)

Figura 1. Proceso de formación de depósitos inorgánicos.

Figure 1. Inorganic deposit formation process.



La cristalización de sedimentos minerales es una problemática muy frecuente que se puede generar en cualquier nodo del sistema integral de producción. Las incrustaciones son causadas por la sobresaturación de los minerales presentes en el agua asociada a los yacimientos petrolíferos; frecuentemente, se realiza la depositación donde existen caídas de presión y temperatura.

El efecto de las incrustaciones de material inorgánico en el sistema integral de producción es la restricción al flujo, generando un estrangulamiento progresivo hasta llegar al colapso, donde se ve afectada la producción. En los campos de la región sur del país se convive constantemente con este tipo de problemática, ya sea en carbonatos, sulfatos o sales.

Fundamentos de los depósitos inorgánicos

Las incrustaciones son un recubrimiento denso de material predominante inorgánico, formado por la precipitación química inducida de constituyentes solubles en el agua que se vuelven insolubles por aumento de temperatura, lo cual causa un exceso en el producto de

Workflow for the diagnosis and control of inorganic incrustations

The crystallization of mineral sediments is a very frequent problem that can be generated in any node of the integrated production system. The incrustations are caused by the over-saturation of the minerals present in the water associated with the oil reservoirs; frequently, the deposition is carried out where pressure and temperature drops exist.



solubilidad de algún constituyente del sistema. En la Tabla 1 se observan los tipos de incrustaciones más comunes.

Proceso de formación de la acumulación de depósitos inorgánicos

Las incrustaciones se originan cuando los iones presentes en el agua asociada al petróleo crudo sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución; de esta manera, se unen y se precipitan formando depósitos sólidos. Al tener agua sobresaturada de iones positivos y negativos, y estar en permanente contacto y movimiento, tenderán a atraerse; al unirse forman clusters o racimos, que irán uniéndose hasta formar un cristal (**Figura 1**). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que se van uniendo y crean las incrustaciones o costras, mismas que se pueden apreciar a simple vista y se adhieren a la estructura que las contiene.

Las incrustaciones depositadas en una forma rápida tienden a ser porosas, a poseer canales y su remoción con ácidos o removedores no es tan difícil; en cambio, los que se depositan lentamente son generalmente duros y su remoción puede ser mucho más complicada.

Sustancias que se encuentran disueltas en agua de formación

En el agua de formación, la mayoría de las sustancias disueltas se encuentran en estado iónico. Varios de estos iones se encuentran presentes constantemente, y su suma representa casi la totalidad de los iones presentes.

Incrustaciones de Carbonato de Calcio (CaCO_3)

La incrustación de carbonato de calcio o calcita es una de las más frecuentes en la industria petrolera. Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas en forma de cristales divididos, presentan una apariencia uniforme. El

The effect of the incrustations of inorganic material in the integral system of production is the restriction to the flow, generating progressive strangulation up until collapse, where the production is affected. In the fields of the southern region of the country, this problem is constantly happening, either in carbonates, sulfates or salts.

Fundamentals of inorganic deposits

The scale is a dense coating of predominantly inorganic material, formed by the induced chemical precipitation of water-soluble constituents that become insoluble by temperature rise, causing an excess in the solubility product of some system constituent. Table 1 shows the most common types of incrustations.

Process of formation of inorganic deposits accumulation

Incrustations originate when the ions in the water associated with crude oil exceed the solubility limit to keep them in solution; in this way, they join and precipitate forming solid deposits. By having water supersaturated with positive and negative ions, and being in permanent contact and movement, they will tend to attract each other; when they join, they form clusters, which will join together to form a crystal (**Figure 1**). These crystals grow and form larger structures that join and create incrustations or crusts, which can be seen with the naked eye and adhere to the structure that contains them.

The incrustations are a dense coating of predominantly inorganic material, formed by the induced chemical precipitation of water-soluble constituents that become insoluble by temperature rise, causing an excess in the solubility product of some system constituent. Table 1 shows the most common types of incrustations.

Substances dissolved in formation water

In the formation water, most of the dissolved substances are in the

carbonato puede ser identificado cualitativamente mediante la adición de unas cuantas gotas de ácido mineral. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ión calcio con el ión carbonato o bicarbonato. Los principales factores que influyen en la formación de incrustaciones de CaCO_3 son:

- Efectos de la presión
- Efectos de la temperatura
- El efecto del PH
- Efectos de las sales minerales
- Índice de saturación del carbonato de calcio (CaCO_3)
- Índice de saturación de Langelier
- El índice de estabilidad de Ryznar (RSI)
- Índice de saturación Oddo & Tomson

Flujo de trabajo para el diagnóstico de la problemática de incrustaciones inorgánicas

El flujo de trabajo propuesto tiene como objetivo tener un control de los parámetros de operación y producción, mediante el análisis de las tendencias de presión y producción, para estimar la pérdida de producción debido a las incrustaciones de CaCO_3 .

1. Análisis de los parámetros dinámicos del pozo. La primera etapa del flujo de trabajo requiere la disponibilidad de la información del pozo; historia de producción y aforos, comportamiento de presión en cabeza, eventos operativos, muestras de fluidos, etc. El pozo E21 inició su producción en el año de 1983, con un gasto de aceite inicial de 1,400 bd, un gasto de gas de 1.8 mmpcd y la presión del campo en esa condición se encontraba en 580 kg/cm^2 . En 1993, se alcanzó la presión de burbuja de 258 kg/cm^2 y se mantuvo produciendo de forma natural hasta el año 2004, donde inicio su explotación a través de un sistema artificial de tipo bombeo neumático (BN) con 1 compresor a boca de pozo.
2. Caracterización de muestras físicas. El siguiente paso busca conocer la composición del material incrustante, además de realizar diferentes pruebas de concentración, para verificar la solubilidad del material inorgánico y enfocarlas en un tratamiento de remoción de precipitaciones más específico a la problemática antes mencionada.
3. Caracterización de muestras de agua de formación. La tercera etapa del flujo de trabajo propuesto consiste en recuperar muestras de agua de formación, para realizar el índice de saturación de carbonato de calcio e indicar la tendencia para disolver o precipitar dicho material. Con las muestras recuperadas de agua de formación, se realizaron análisis físicos y análisis Stiff que, de acuerdo a los índices de estabilidad, buscaban identificar el tipo de agua e incrustación.

ionic state. Several of these ions are constantly present, and their sum represents almost all of the ions in the solution.

Calcium Carbonate Incrustations (CaCO_3)

The incrustation of calcium carbonate or calcite is one of the most frequent in the oil industry. The crystals formed by calcium carbonate are large in size, but when the incrustation contains impurities in the form of divided crystals, they show a uniform appearance. Carbonate can be qualitatively identified by adding a few drops of mineral acid. Calcium carbonate can be formed by the combination of calcium ion with carbonate ion or bicarbonate. The main factors influencing the formation of CaCO_3 incrustations are:

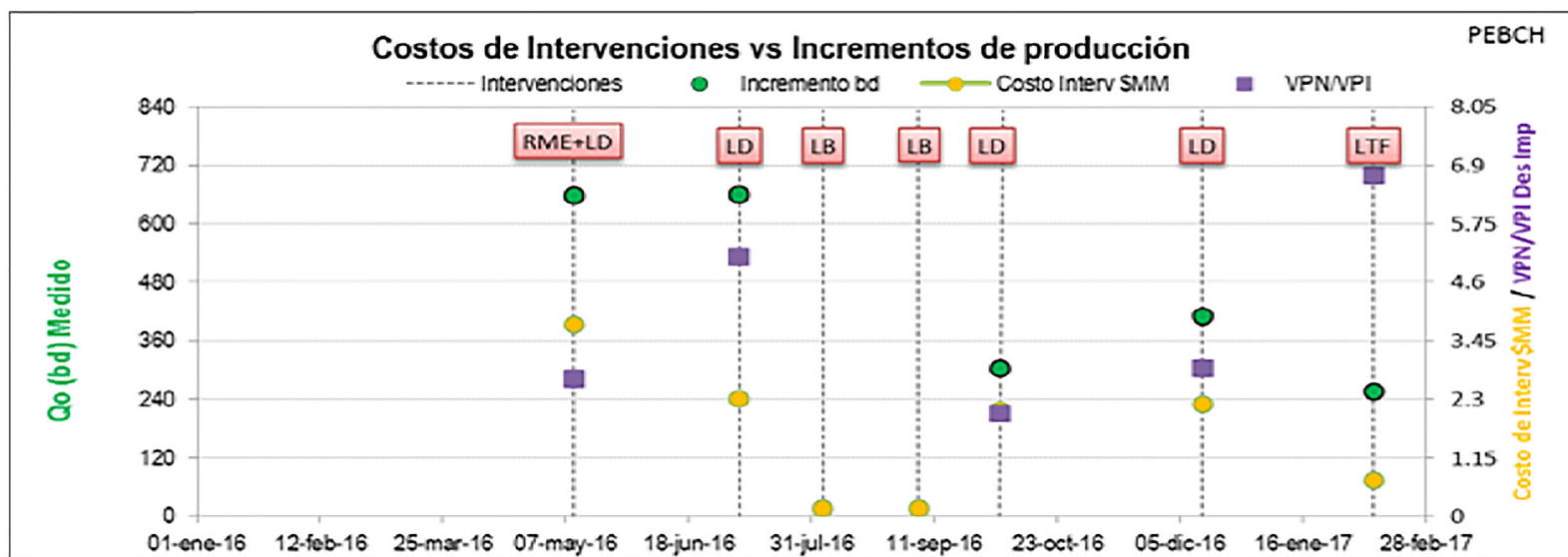
- Pressure effects
- Temperature effects
- PH effects
- Mineral salt effects
- Calcium carbonate saturation index (CaCO_3)
- Langelier Saturation Index
- The Ryznar Stability Index (RSI)
- Oddo & Tomson Saturation Index

Workflow for the diagnosis of inorganic incrustation problems

The proposed workflow aims to control the parameters of operation and production, through the analysis of pressure and production trends, to estimate the loss of production due to CaCO_3 incrustations.

1. Analysis of the dynamic parameters of the well. The first stage of the workflow requires the availability of well information; production history and measures, head pressure performance, operational events, fluid samples, etc. The E21 well began production in 1983, with an initial oil expense of 1,400 bd, a gas expense of 1.8 mmpcd and the field pressure in that condition was at 580 kg/cm^2 . In 1993, the bubble pressure of 258 kg/cm^2 was reached and it continued to produce naturally until 2004 when its exploitation through an artificial pneumatic pumping system, with one compressor at the wellhead, began.
2. Characterization of physical samples. The next step seeks to discover the composition of the incrusting material, in addition to carrying out different concentration tests to verify the solubility of the inorganic material and using them for a precipitation removal treatment more specific to the problem mentioned previously.

Figura 2. Comparación de rentabilidad con incrementos de producción / Figure 2. Comparison of profitability with production increases.



Nombre químico	Formula química	Nombre mineral
Depósitos de incrustación solubles en agua		
Cloruro de Sodio	NaCl	Halita
Depósitos de incrustación solubles en ácido		
Carbonato de Calcio	Ca CO ₃	Calcita
Carbonato de Hierro	Fe CO ₃	Siderita
Sulfuro de Hierro	FeS	Trolita
Óxido de Hierro	Fe ₂ O ₃	Hematita
Óxido de Hierro	Fe ₃ O ₄	Magnetita
Hidróxido de Magnesio	Mg(OH) ₂	Brucita
Depósitos de incrustación insolubles en ácidos		
Sulfato de Calcio	CaSO ₄	Anhidrita
Sulfato de Calcio hidratado	CaSO ₄ 2H ₂ O	Yeso
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Barita
Sulfato de estroncio	SrSO ₄	Celestita
Sulfato de Bario- Estroncio	BaSr(SO ₄) ₂	

Los resultados indicaban que era agua con tendencia incrustante, sobresaturada con CaCO₃.

4. Simulación de tendencias de incrustaciones de CaCO₃. Finalmente, el último paso consiste en determinar la estimación de la pérdida de producción con ayuda de los simuladores de flujo y el proceso de los datos, ajustando perfiles de presión-producción que simulen el comportamiento de la precipitación de material inorgánico.
5. Estimación de la pérdida de producción por incrustaciones de CaCO₃. Una vez con el modelo ajustado, se puede estimar la pérdida de producción. Con los datos obtenidos del simulador, se comparan con los datos de la presión en cabeza que manifiesta el pozo, tratando de establecer una relación entre el incremento de presión y la pérdida de producción.

Impacto en la rentabilidad

De los resultados de este flujo de trabajo, se han logrado beneficios en el ahorro de los gastos de intervención, sin perder la rentabilidad de los proyectos de inversión. La Figura 2 muestra, en resumen, los beneficios de la rentabilidad en comparación con los incrementos de producción.

Conclusiones

El flujo de trabajo, propuesto para identificar la problemática de incrustaciones por y con ello mejorar la rentabilidad de los proyectos de inversión, consta de 5 pasos: 1) Análisis de los parámetros dinámicos del pozo (producción, PTP, % Fw, salinidad); 2) Caracterización de las muestras físicas; 3) Caracterización y análisis de las muestras de agua de formación; 4) Simulación de tendencias de incrustaciones de CaCO₃; 5) Estimación de la pérdida de producción. Se aplicó, exitosamente, la presente metodología en un pozo de la Región Sur de México, y actualmente se está escalando a pozos con la misma problemática.

Este flujo de trabajo ha permitido, entre otras cosas:

- Incrementar el asertividad en los programas operativos.
- Mejorar el control de la producción que se difiere debido a las incrustaciones de CaCO₃.
- Tomar decisiones que aseguren la rentabilidad de los tratamientos.
- Identificar áreas de oportunidad para la evaluación de las intervenciones.

Tabla 1. Tipos de depósitos de incrustación.
Table 1. Types of incrustation deposits.

3. Characterization of formation water samples. The third stage of the proposed workflow consists of recovering formation water samples, to perform the calcium carbonate saturation index and indicate the tendency to dissolve or precipitate such material. With the recovered samples of formation water, physical analyses and Stiff analyses were carried out, which, according to the stability indices, sought to identify the type of water and incrustation. The results showed that it was water with an incrustant tendency, over-saturated with CaCO₃.
4. Simulation of CaCO₃ incrustation trends. Finally, the last step consists of determining the estimation of the production loss with the help of the flow simulators and the data processing, adjusting pressure-production profiles that simulate the performance of the precipitation of inorganic material.
5. Estimation of production loss due to CaCO₃ incrustations. With the adjusted model, production loss can be calculated. Along with the data obtained from the simulator, the information is compared with the data of the head pressure manifested by the well, trying to establish a relationship between the pressure increase and the production loss.

Impact on profitability

Benefits have been achieved in the saving of intervention costs from the results of this workflow, without losing the profitability of investment projects. Figure 2 shows, in summary, the benefits of profitability compared to production increases.

Conclusions

The workflow, proposed to identify the problem of incrustations and thereby improve the profitability of investment projects, consists of 5 steps: 1) Analysis of the dynamic parameters of the well (production, PTP, % Fw, salinity); 2) Characterization of the physical samples; 3) Characterization and analysis of the formation water samples; 4) Simulation of CaCO₃ incrustation trends; 5) Estimation of production loss. The present methodology was successfully applied in a well in the Southern Region of Mexico, and is currently being scaled to wells with the same problem.

This workflow has allowed, among other things, to:

- Increase assertiveness in operational programs.
- Improve the control of the production that differs due to CaCO₃ incrustations.
- Make decisions that ensure the profitability of treatments.
- Identify areas of opportunity for evaluation of interventions.