

WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 41
Mayo 2020

PETROLERA



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

Empresas petroleras ajustan su ruta hacia la rentabilidad

*Oil companies adjust
their route towards
profitability*

**Evaluación de
la tolerancia
al brote en
tiempo real**

*Real-time valuation
of shoot tolerance*

**Estimación
de la
recuperación
final en
yacimientos
naturalmente
fracturados**

*Estimation of final
recovery in naturally
fractured reservoirs*

**Inyección de agua en
el campo Agua Fría**

Water injection in the Agua Fría field

**Entrevista con la Dra.
Alma América Porres Luna,
Comisionada de la CNH**

*Interview with Dr. Alma América
Porres Luna, CNH Commissioner*

**La génesis de la
microporosidad en
yacimientos de hidrocarburos**

*The genesis of microporosity
in hydrocarbon reservoirs*



Estimados Colegiados: Atravesamos un escenario en el cual predominan la incertidumbre y la volatilidad. Como consecuencia de la emergencia sanitaria, las expectativas establecidas en el pasado han cambiado. No obstante, el nuestro es un sector en constante movimiento. Por lo tanto, un elemento que nos caracteriza, y ha merecido especial atención, es la resiliencia. Hoy estamos frente a un panorama que nos exige aprender y adaptarnos.

Ante la caída de los precios y disminución de la demanda, la tendencia entre empresas del sector petrolero ha sido realizar ajustes a sus metas de producción e inversión. Dichos cambios se han traducido en acciones como ceder participación en proyectos o vender activos. Con estas medidas buscan reducir gastos para fortalecer sus finanzas.

Sin embargo, los petroleros no han parado de elaborar planes y emprender proyectos. Porque, si bien es cierto que éstos se han ajustado, no se han abandonado. Por su parte, Petróleos Mexicanos dará prioridad a las inversiones que representen mayor rentabilidad. A pesar de haber abandonado su meta de producción para este año, continuará las operaciones que contribuyan a conseguir la soberanía energética.

Por otro lado, a nosotros nos corresponde seguir desarrollando soluciones para eficientar los procesos del sector. Las aportaciones deben ser coherentes y satisfacer los requerimientos del contexto actual y sus proyecciones a futuro. Al mismo tiempo, necesitamos encaminar nuestros esfuerzos hacia la generación de valor y fortalecimiento del sector petrolero.



Dear Collegiate: We are facing a scenario of predominating uncertainty and volatility. As a consequence of the health emergency, the expectations established in the past have changed. However, our sector has maintained constant movement. Therefore, an element that characterizes us, and has deserved special attention, is resilience. Today we are facing a scenario

that requires learning and adaptation.

Due to the fall in prices and decrease in demand, the tendency among oil companies has been to make adjustments to their production and investment goals. These changes have translated into actions such as ceding participation in projects or selling assets. With these measures they seek to reduce expenses and strengthen their finances.

However, experts in the oil sector have not stopped developing plans and undertaking projects. Although it is true that these have been modified, they have not been abandoned. On its part, Petróleos Mexicanos will prioritize investments that offer greater profitability. Despite abandoning its production goal for this year, it will continue operations that contribute to achieving energy sovereignty.

On the other hand, it is up to us to continue developing solutions to make the sector's processes more efficient. The contributions must be coherent and satisfy the requirements of the current context and its future projections. At the same time, we need to direct our efforts towards generating value and strengthening the oil sector.

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 Flamenco 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 Fragoso
Tesorero / Treasurer

Ing. Roberto Banda Morato
Subtesorero / Treasurer Assistant

Comisiones / Commissions

M.A. José Carlos Pacheco Ledesma
Eventos / Events

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

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

M.I. 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 // Assistant General Manager

Ignacio Ortiz
Director de Arte / Art Director

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

Mirolava Fuentes Zacarías
Corrección de estilo y redacción / Style Editing

Renata Pérez de la O
Corrección de estilo y redacción / Style Editing



Página 3

Empresas petroleras ajustan su ruta hacia la rentabilidad.
Oil companies adjust their route towards profitability.

Página 8

Entrevista especial con la Dra. Alma América Porres, Comisionada de la CNH.
Special interview with Dr. Alma América Porres, CNH Commissioner.

Página 12

Evaluación de la tolerancia al brote en tiempo real en pozos de aguas profundas.
Real-time valuation of shoot tolerance in deepwater wells.

Página 16

Estimación de la recuperación final en yacimientos naturalmente fracturados.
Estimation of final recovery in naturally fractured reservoirs.

Página 20

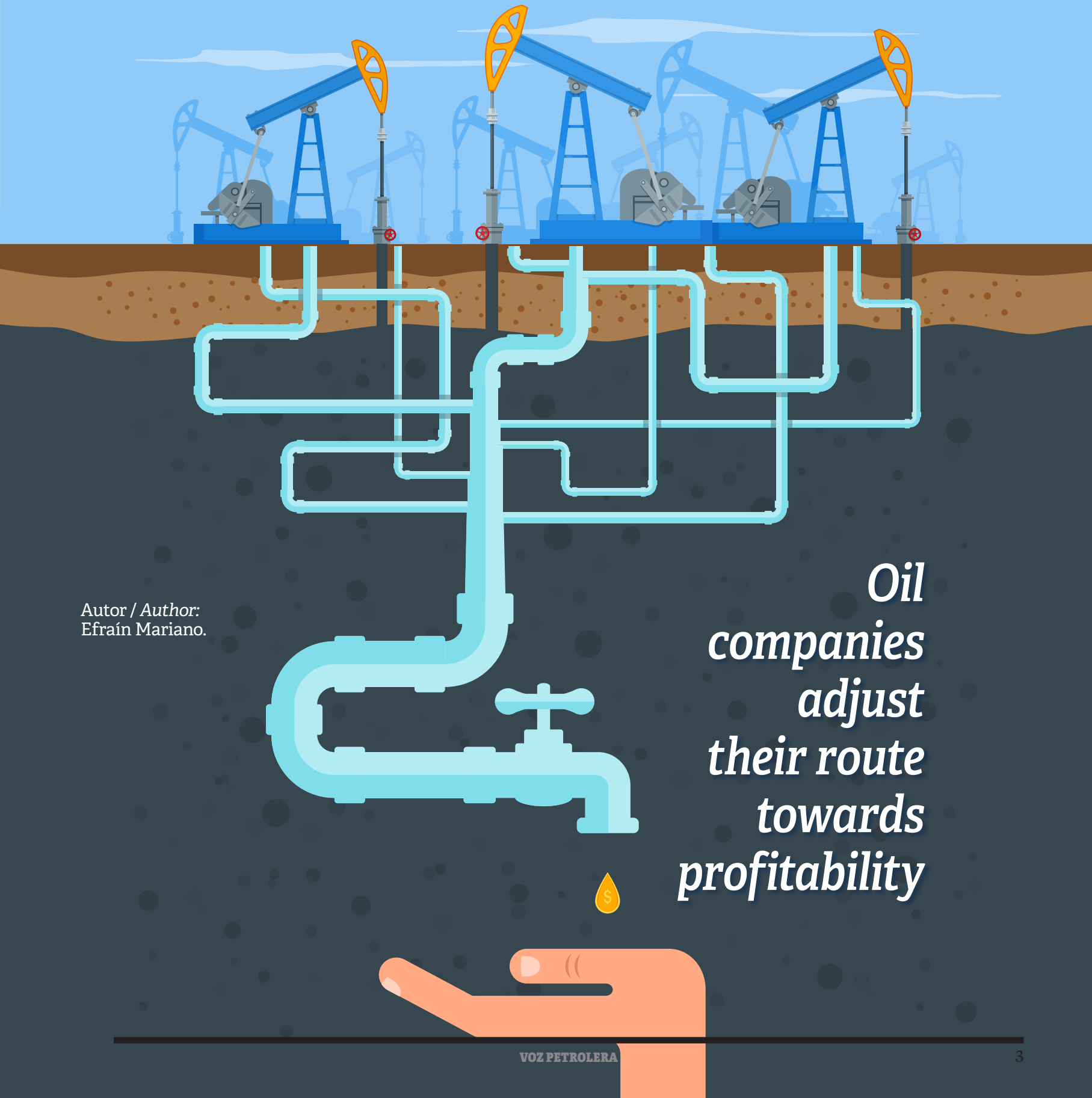
La génesis de la microporosidad en yacimientos de hidrocarburos.
The genesis of microporosity in hydrocarbon reservoirs.

Página 24

Inyección de agua en el campo Agua Fría del Paleocanal de Chicontepec.
Water injection in the Agua Fría field of Paleocanal Chicontepec.

• La nueva era de la industria petrolera.
/ The new era of the oil industry.

Empresas petroleras ajustan su ruta hacia la rentabilidad



Autor / Author:
Efraín Mariano.

*Oil
companies
adjust
their route
towards
profitability*

Las principales petroleras del mundo están modificando sus políticas y estrategias hacia planes y proyectos de mayor rentabilidad. Con esto buscan adaptarse a la nueva y compleja realidad de la industria petrolera.

El 6 de enero el crudo Brent cerró en 68.91 dólares por barril en el mercado de futuros de Londres. Fue su precio más caro de este año y el más alto desde septiembre de 2019.

Probablemente, por mucho tiempo, será la cotización más alta para un contrato de crudo activo en el mercado internacional. Incluso, quizás, sea el pico del precio del petróleo para los próximos años.

Algunos especialistas anticipan que los precios del petróleo podrían nunca recuperarse y oscilar debajo de los 50 dólares en los próximos años. La razón de esto es el profundo impacto de la pandemia por Covid-19 en los fundamentos de la economía mundial.

Como sabemos, la demanda del petróleo y sus derivados se ha desplomado por el confinamiento de los ciudadanos en las principales ciudades del mundo. Además, las expectativas sugieren que la baja demanda de hidrocarburos líquidos probablemente continuará después de la conclusión de la pandemia. Ello ocurrirá, en gran medida, por la disminución en la movilidad, aérea y terrestre, alrededor del mundo.

BP ante la reducción en la demanda

Para Bernard Looney, CEO de BP, el confinamiento ha mostrado la viabilidad a futuro del teletrabajo o home office con el apoyo de la tecnología. Tal adaptación podría implicar a una reducción en la necesidad de viajar y, por consecuencia, a un menor consumo de combustibles.

De acuerdo con el CEO de la petrolera británica, la baja demanda de petróleo podría continuar mucho tiempo después de la finalización de la pandemia. Estimó que, incluso, la tan temida "peak oil demand" o "pico de la demanda de petróleo" podría haber llegado.

En 2019, BP estimaba un crecimiento sostenido de la demanda de

The main oil companies in the world are changing their policies and strategies towards more profitable plans and projects. With this, they are adapting to the new and complex reality of the oil industry.

On January 6, Brent crude closed at 68.91 dollars per barrel on the London futures market. It was its most expensive price this year and the highest since September 2019.

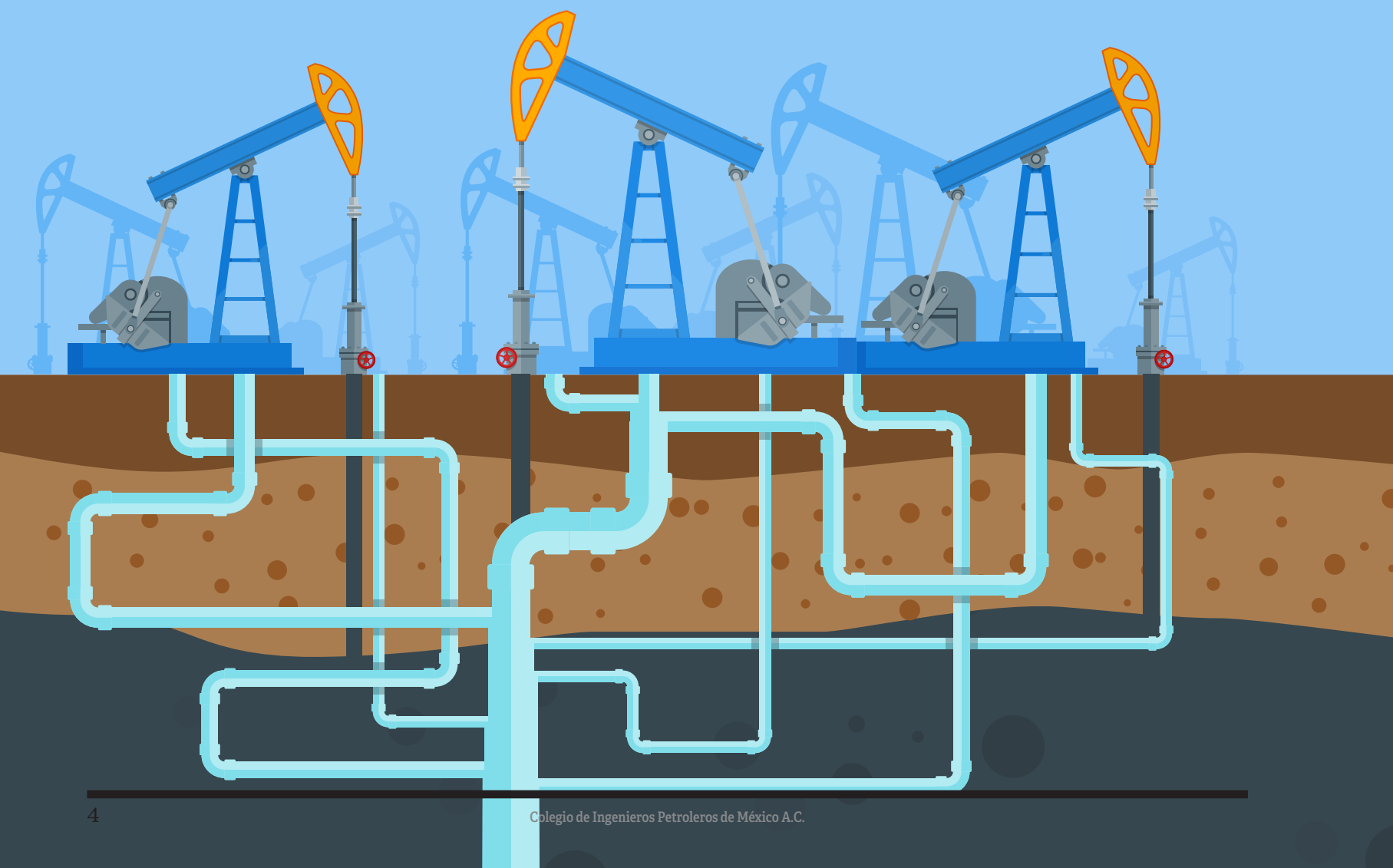
It will probably, for a long time, be the highest price for an active crude oil contract on the international market. It may even be the highest oil price for the next few years.

Some specialists anticipate that oil prices may never recover and keep fluctuating below \$50 for the next few years. The reason for this is the profound impact of the Covid-19 pandemic on the fundamentals of the world economy.

As we know, the demand for oil and its derivatives has fallen due to the confinement of citizens in the world's major cities. In addition, expectations suggest that the low demand for liquid hydrocarbons is likely to continue after the pandemic ends. This will happen, in large measure, because of the mobility reduction, both by air and land, around the world.

BP in the light of reduced demand

For Bernard Looney, BP's CEO, confinement has shown the future



crudo para la próxima década, antes de estabilizarse en el 2030. Sin embargo, la crisis sanitaria ha adelantado sus proyecciones por 10 años.

BP, cuyas ganancias se desplomaron 67% en el primer trimestre, buscará reducir drásticamente sus gastos en los próximos meses. Tomará las anteriores medidas con la meta de generar ganancias pese a que el precio del petróleo se ubique por debajo de 35 dólares. En contraste, en 2019 dicho costo se ubicaba en los 56 dólares por barril.

La compañía recortó su presupuesto de gastos de 2020 en un 25%, es decir, alrededor de 12 mil millones de dólares. También anunció ajustes en sus operaciones de esquisto bituminoso en Estados Unidos. "Estamos tomando medidas decisivas para fortalecer nuestras finanzas. Reforzando la liquidez, reduciendo rápidamente los gastos y ajustando nuestro saldo de caja", comentó el CEO de la empresa británica.

Actualmente la demanda mundial de petróleo se ha desplomado un 30% desde sus niveles previos a la crisis sanitaria, cuando oscilaba en los 100 millones de barriles por día. Los análisis de los responsables de la política energética mundial han señalado que parte de la caída de la demanda provocada por el coronavirus podría ser permanente.

Pemex frente a la disminución en la rentabilidad

En México, Pemex ha dejado en claro que evaluará y priorizará los proyectos e inversiones de alta rentabilidad. A raíz del confinamiento, la empresa ha experimentado una pérdida de 562 mil 250 millones de pesos en el primer trimestre del año.

“ LA CRISIS DEL COVID-19 NO SE PARECE EN NADA A LO QUE EL MUNDO HA CONOCIDO EN LA HISTORIA RECIENTE. NOS ADAPTAMOS A UN ENTORNO COMERCIAL MUY COMPLEJO Y DE RÁPIDA EVOLUCIÓN”.

"THE COVID-19 CRISIS IS UNLIKE ANYTHING THE WORLD HAS KNOWN IN RECENT HISTORY. WE ARE ADAPTING TO A VERY COMPLEX AND RAPIDLY CHANGING BUSINESS ENVIRONMENT",

Amin Nasser, Executive President of Aramco.

viability of teleworking or home office with the support of technology. Such an adaptation could lead to a reduction in the traveling necessity and, consequently, lower fuel consumption.

According to the CEO of the British oil company, the low demand for oil could continue long after the pandemic ends. He estimated that the much-feared "peak oil demand" may have arrived.

In 2019, BP projected a sustained growth in oil demand for the next decade, before stabilizing in 2030. However, the health crisis has anticipated its projections by 10 years.

BP, whose profits plummeted 67% in the first quarter, will seek to drastically reduce its spending in the coming months. It will take the above measures expecting to generate profits even if the price of oil falls below \$35. In contrast, in 2019 that cost was at \$56 per barrel.

The company cut its 2020 spending budget by 25%, that is, by about \$12 billion. It also announced adjustments to its oil shale operations in the United States. "We are taking decisive steps to strengthen our finances. By reinforcing liquidity, rapidly reducing expenses, and adjusting our cash balance," said the British company's CEO.

Global demand for oil has now declined by 30% from its pre-health crisis levels of 100 million barrels per day. Analyses by global energy policymakers have indicated that part of the demand drop caused by coronavirus could be permanent.

Pemex in the face of declining profitability

In Mexico, Pemex has clarified that it will evaluate and prioritize projects and investments with high profitability. As a result of the confinement, the company has experienced a loss of \$562,250 billion pesos in the first quarter of the year.

For Pemex, the weighted average cost of oil production stood at \$14.2 dollars per barrel in 2019. Now it will focus on less expensive barrels, such as those recorded in the fields Quesqui, Ixachi, Tlacame, and Mulach. There, the average production cost is 4.8 dollars per barrel, one of the lowest in the world.

"We will begin the development of 15 additional fields to those discovered in 2019; which, at the end of this fiscal year, will reach a production of 250 thousand barrels per day," reported Octavio Romero Oropeza, Pemex's general director. President Andres Manuel Lopez Obrador announced that 400,000 extra barrels will be allocated daily to the refineries so as not to "give away" the Mexican mix abroad.

Pemex's production goal for this year will be of 1'700,000 barrels per day, which is below the initial forecast of 1'850,000 barrels. The State Productive Enterprise confirmed that it will cut its production by 100,000

Para Pemex, el costo promedio ponderado de producción de petróleo se ubicó en 14.2 dólares por barril en 2019. Ahora se enfocará en los barriles menos costosos, como los registrados en los campos Quesqui, Ixachi, Tlacame y Mulach. Ahí, el promedio del costo de producción es de 4.8 dólares por barril, de los más bajos del mundo.

"Iniciaremos el desarrollo de 15 campos adicionales a los descubiertos en 2019; los cuales, al final del presente ejercicio, alcanzarán una producción de 250 mil barriles diarios", informó Octavio Romero Oropeza, director general de Pemex. Por su parte, el presidente Andrés Manuel López Obrador anunció que se destinarán diariamente 400 mil barriles extras a las refinerías para no "malbaratar" la mezcla mexicana en el extranjero.

La meta de producción de Pemex para este año se ubicará en un millón 700 mil barriles diarios, por debajo de la previsión inicial de un millón 850 mil barriles. La empresa productiva del Estado confirmó que recortará su producción en 100 mil barriles diarios durante mayo y junio en cumplimiento con el compromiso adquirido con la OPEP.

barrels per day during May and June in accordance with the commitment made with OPEC.

Shell registers a drop in its dividend

The Anglo-Dutch oil company Royal Dutch Shell reported a net loss of \$24 million in the first quarter of the year. Also, it announced the historic decision to cut its dividend, something that had not happened since World War II.

"Given the risk of a prolonged period of economic uncertainty, weakening oil prices, increased volatility, and uncertain demand prospects, the Board of Directors does not consider it prudent to maintain the current level of dividend distribution," said Chad Holliday, Shell's Chairman.

The oil company explained that during the second quarter it will reduce its production of crude oil and gas. Likewise, it will reduce its chemical and refining activities. As part of its strategy to focus on high profitability ventures, Shell ceded to the company Total the 40% of its participation of a project in shallow waters in the Gulf of Mexico.

Total plans to reduce investments

The oil company Total experienced a 99% contraction in its profits in the first quarter of the year. During this period, it reported a profit of only \$34 million, compared to \$3 thousand 111 billion dollars it made a year earlier.

Given the international situation, the French oil giant will cut its net investments by 25%. This reduction will go from 18 billion euros announced in February to less than 14 billion euros.

Patrick Pouyanné, Total's president and CEO, reported that he will reduce his fixed salary by 25% for the rest of the year. On the other hand, the members of the Executive Committee will reduce their salary by 10% during the same period.

Chevron cuts expenses

Unlike its international counterparts, U.S. oil company Chevron experienced a 35.9% increase in first-quarter earnings. That gain came from the selling of its assets in the Philippines and Azerbaijan for \$1.6 billion.

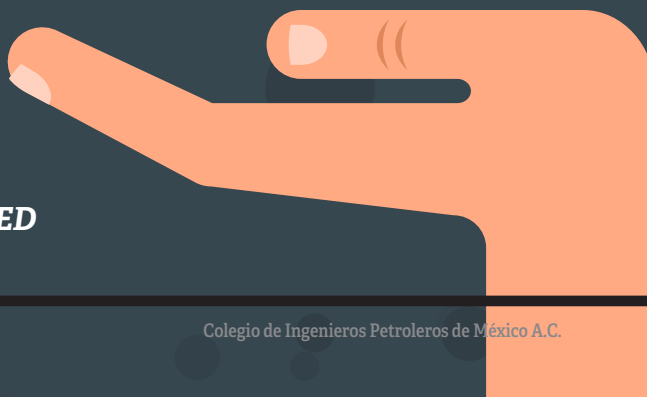
However, Michael Wirth, Chevron's president and chief executive officer, said the company is trying to respond to the industry's "unprecedented challenges." Therefore, it will make changes to protect its value in the long term.

30%

**SE HA DESPLOMADO
LA DEMANDA
MUNDIAL DE
HIDROCARBUROS.**



**OF THE
WORLD'S
HYDROCARBON
DEMAND HAS COLLAPSED**



Shell registra una baja en su dividendo

La petrolera anglo holandesa Royal Dutch Shell reportó una pérdida neta de 24 millones de dólares en el primer trimestre del año. Además, anunció la histórica decisión de recortar su dividendo, algo que no sucedía desde la Segunda Guerra Mundial.

"Dado el riesgo de un periodo prolongado de incertidumbre económica, el debilitamiento de los precios del petróleo, la mayor volatilidad y las perspectivas inciertas sobre la demanda; el Consejo de Administración no considera prudente mantener el nivel actual de la distribución de dividendos", explicó Chad Holliday, presidente de Shell.

La petrolera explicó que durante el segundo trimestre reducirá su producción de crudo y de gas. De igual forma, disminuirá sus actividades de química y refinación. Como parte de su estrategia para enfocarse en proyectos de alta rentabilidad, Shell cedió el 40% de su participación de un proyecto en aguas someras en el Golfo del México a la empresa Total.

Total proyecta la reducción de inversiones

La petrolera Total experimentó una contracción de 99% en sus ganancias del primer trimestre del año. Durante este periodo, reportó un beneficio de sólo 34 millones de dólares, en comparación a los tres mil 111 millones de dólares de un año antes.

Ante la coyuntura internacional, el gigante francés del petróleo recortará un 25% sus inversiones netas. Dicha reducción, llevará de los 18 mil millones de euros anunciados en febrero, hasta los menos de 14 mil millones de euros.

Patrick Pouyanné, presidente y consejero delegado de Total, informó que reducirá un 25% su salario fijo para el resto del año. Por otra parte, los miembros del Comité Ejecutivo disminuirán su sueldo un 10 % en ese mismo periodo.

Chevron disminuye gastos

A diferencia de sus pares internacionales, la petrolera estadounidense Chevron experimentó un incremento de 35.9% en sus ganancias del primer trimestre. Tal ganancia ocurrió gracias a la venta de sus activos en Filipinas y Azerbaiyán por mil 600 millones de dólares. Sin embargo, Michael Wirth, presidente y primer ejecutivo de la petrolera, resaltó que la empresa está tratando de responder a los "desafíos sin precedentes" de la industria. Por ello, llevará a cabo cambios con el objetivo de proteger el valor de la compañía a largo plazo.

Al respecto, Chevron adelantó que efectuará profundos recortes a sus inversiones en la cuenca de esquisto bituminoso, el principal campo petrolero estadounidense. Por el momento anunció un recorte de 400 mil barriles para su producción del segundo trimestre. Además, la petrolera reducirá sus gastos operativos en unos mil millones de dólares para todo el año.

Aramco registra su menor producción desde 2002

Aramco, el gigante petrolero de Arabia Saudita, no escapó de la crisis petrolera y experimentó una caída de 25% en sus ganancias del primer trimestre.

La petrolera anticipó que sus ganancias e ingresos de todo el año sufrirán un impacto importante. Por ello, anunció, a partir de junio reducirá su producción a 7.5 millones de barriles diarios. Esto representará su menor nivel desde 2002.

"Para el resto del año esperamos que el impacto de la pandemia en la demanda mundial de energía y los precios del petróleo lastre nuestros ingresos", auguró Amin Nasser, presidente ejecutivo de Aramco.

“PEMEX SEGUIRÁ MANEJANDO CON PRUDENCIA SUS FINANZAS. MANTENDRÁ UNA CONSTANTE EVALUACIÓN SOBRE LAS PERSPECTIVAS DE MERCADO PETROLERO PARA REACCIONAR DE MANERA OPORTUNA Y RESPONSABLE”.

"PEMEX WILL CONTINUE TO MANAGE ITS FINANCES PRUDENTLY. IT WILL MAINTAIN A CONSTANT EVALUATION OF THE OIL MARKET PERSPECTIVES TO REACT IN A TIMELY AND RESPONSIBLE MANNER",

Octavio Romero Oropeza,
director of Pemex.

In this regard, Chevron said it will make deep cuts to its investments in the main U.S. shale oil field. For the moment, it announced a cut of 400,000 barrels for the production of the second quarter. Besides, the oil company will reduce its operating expenses for the whole year by around one billion dollars.

Aramco registers its lowest production since 2002

Saudi Arabia's oil giant Aramco did not escape the oil crisis and experienced a 25% drop in first-quarter profits.

The oil company anticipated that its profits and income for the whole year would be significantly impacted. Therefore, it announced that starting from June it will reduce its production to 7.5 million barrels per day. This will be its lowest level since 2002.

"For the rest of the year we expect the impact of the pandemic on global energy demand and oil prices to drag down our revenues," predicted Amin Nasser, Aramco's CEO.

► Entrevista con la Dra. Alma América Porres Luna, Comisionada de la CNH
Interview with Dr. Alma América Porres Luna, CNH Commissioner.

¿Cómo cambiarán las estrategias de exploración y producción?

How will exploration and production strategies change?

A raíz de los cambios en la demanda y precios del petróleo, ¿qué proyecciones tiene la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para la exploración y producción? La Dra. Alma América Porres Luna, Comisionada de la CNH plantea su perspectiva a futuro.

As a result of changes in oil demand and prices, what projections does the National Hydrocarbons Commission ("CNH", for its initials in Spanish) have for exploration and production? Dr. Alma América Porres Luna, Commissioner of the CNH, presents her perspective on the future.



Por / By: Renata Pérez de la O

Para la Dra. Alma América, en este momento es difícil evaluar el impacto de los bajos precios del petróleo y la caída de la demanda. Las consecuencias no serán inmediatas, asegura, pues el negocio de exploración y producción se maneja a mediano y largo plazo.

"La exploración puede tomar desde 2 a 3 o hasta 4 a 10 años. Por eso es difícil decir si la situación actual va a aplicar a una estrategia inmediata", ahonda. Además, la etapa de extracción puede tomar hasta 30 años. Debido a lo anterior, no es sencillo predecir si la situación actual va a modificar planes inmediatos.

Para ejemplificar, habla del caso de 1980, cuando los precios del petróleo se movieron entre 20 y 40 dólares. A pesar de ello, la industria continuó trabajando y los operadores encontraron las tecnologías necesarias para mantener su producción.

"Creo que los cambios de estrategia buscarán eficiencia en el gasto y extensión de plazos en actividades para encontrar estabilidad", opina. Por ello, la Comisión se mantiene atenta a los cambios en las estrategias a largo plazo de los operadores. En caso de ocurrir, las modificaciones deberán cumplir con los programas mínimos de trabajo comprometidos.

Desafíos para la industria petrolera

Además de los retos generados por el contexto político actual, la Dra. Alma América resalta tres desafíos técnicos a corto plazo para la industria.

El primero de ellos, es que más del 80% de los yacimientos en el país son campos maduros. La mayor parte de estos son explotados por Pemex. "De no aplicarse un proceso de recuperación secundaria o mejorada económica y técnicamente viable, llegarán a su límite económico, donde ya no sea factible explotarlos", señala.

Explica que, de las 275 asignaciones de desarrollo, 234 están en fase de declinación o cercanas al abandono. Por ello, resalta la relevancia de revitalizar los campos maduros.

De la mano, viene el segundo reto: la restitución de las Reservas, es decir, incorporación de nuevos descubrimientos como resultado de las actividades de exploración. "La producción de los campos en México ha sido muy importante a lo largo de su historia, pero ya están en declinación, como anteriormente se mencionó. Esto a principios del año 2000, cuando inició la gran declinación del principal campo del complejo Cantarell", explica.

Para continuar con el desarrollo de la industria petrolera en México, es necesario restituir las reservas al 100%, especialmente la 2P, señala. Sin embargo, desde 2007-2008, la tasa de restitución ha sido menor a esta meta. De no lograrse dicho objetivo, el ritmo de producción no podrá mantenerse.

El tercer reto está relacionado con las estrategias de exploración en México. Los recursos prospectivos de exploración son de alrededor de 112 mil 900 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, comenta. De estos, el 57% están en recursos no convencionales y, del 43% restante, más de la mitad está en aguas profundas. Por ello es necesario enfocar las estrategias en explorar estas áreas.

El 68% de los recursos prospectivos mencionados no están adjudicados, comenta. Dichas áreas se encuentran en espera de una empresa para explorarlas y, en un futuro, desarrollarlas. "Sino se realizan las actividades de exploración y producción oportunamente, habrá otro tipo de tecnologías, como las renovables, que vendrán a sustituir la energía fósil".

La CNH ante la coyuntura

Frente al contexto actual, la CNH ha adaptado su forma de trabajo para operar de manera remota. "Al principio para preservar la salud e integridad del personal de la CNH decidimos salir de nuestras instalaciones, con todas nuestras herramientas de trabajo y nos planteamos que la suspensión no era dejar de

85%

de los campos en las asignaciones de Pemex están en etapa de declinación.

85% of the fields in Pemex's assignments are in decline stage.

For Dr. Alma América, at this moment it is difficult to evaluate the impact of low oil prices and the drop in the demand. The consequences will not be immediate, she says, because the exploration and production business are envisioned in the medium- and long-term.

"Exploration can take from two to three, or up to four to ten years. This is why it is difficult to say whether the current situation will apply to immediate strategy," she elaborates. In addition, the production phase of a project can last up to 30 years. Because of this, it is not easy to predict whether the current situation will change immediate plans.

For example, she talks about what happened in 1980, when oil prices fluctuated between 20 and 40 dollars. In spite of this, the industry continued to work and operators found the necessary technologies to maintain production.

"I believe the changes in strategy will seek efficiency in costs and the extension of deadlines in activities, in order to find stability," she says. That is why the Commission remains observant of possible changes in long-term operators strategies. If they do occur, the changes will have to comply with the minimum commitments in approved programs.

Challenges for the oil industry

In addition to the difficulties generated by the current political context, Dr. Alma América highlights three short-term technical challenges for the industry.

The first of these is that more than 80% of the reservoirs in the country are mature fields. Most of them are exploited by Pemex. "If a secondary or enhanced recovery process that is economically and technically viable is not used, these fields will reach an economic limit where it is no longer feasible to exploit them," she says.

She explains that, of the 275 Pemex entitlement areas, 234 are in decline or close to abandonment. For this reason, she highlights the importance of revitalizing mature fields.

Along with this comes the second challenge: reserves replacement, in other words, the incorporation of new discoveries resulting from exploration activities. "The production of fields in Mexico has been very important throughout history, but many fields are already in decline, as I have mentioned. This began in early 2000, when the main field of the Cantarell complex began to decline," she explains.

“

En la CNH, me tocó ver que Pemex pasara de ser un regulador único a ahora tener 73 operadores para regular”.

“At the CNH, I had to see Pemex go from being a single regulator to now having 73 operators to regulate.”





trabajar”, recuerda. Asegura que lograron adaptarse al nuevo esquema en poco tiempo para continuar trabajando de manera eficiente.

La única complicación que resalta del nuevo esquema de trabajo, es la imposibilidad para acudir a realizar supervisiones, las cuales deben realizarse presencialmente en las instalaciones. Si no fuera por eso, comenta, el resto del trabajo puede realizarse de manera remota. Por ello, no deja a un lado la posibilidad de que, en caso de ir acorde con las normas, a futuro continúen realizando las actividades laborales cotidianas, así como las comparecencias, reuniones de trabajo y audiencias a distancia.

Un camino en el sector de los hidrocarburos

Además de la actual contingencia sanitaria, la Comisionada Alma América ha vivido e influido en distintos momentos relevantes para la vida energética nacional. Tiene 36 años de experiencia en el sector de hidrocarburos. Durante ese tiempo, ha desarrollado una trayectoria en el ámbito de la exploración y producción. Su aprendizaje respecto a este tema comenzó en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), en el área de caracterización y evaluación de yacimientos.

En el IMP laboró durante 26 años. Entró como becaria y los últimos 10 años se desempeñó en el puesto de Directora de Exploración y Producción. Comenta que en dicha labor tuvo a su cargo alrededor de mil 500 personas. “Mi principal logro fue conseguir hacer un trabajo en equipo. Esa es la clave de todo”.

La Dra. Alma América comenta que a los 3 años de su llegada al puesto, donde coordinó la estrategia de desarrollo de actividades, el área de Exploración y Producción se posicionó como la actividad principal del IMP. Entre los factores impulsores para este suceso se encuentra un mayor acercamiento con Pemex para la realización de proyectos facturables, de investigación y desarrollo tecnológico. “Cuando me dieron la dirección, era el último negocio del Instituto. A mí me tocó llevarlo del quinto al primer lugar”.

Dentro de su estrategia para el desarrollo de actividades se encontró alinear la investigación y el desarrollo tecnológico hacia al negocio de las soluciones tecnológicas integrales. Comenta que, de esta manera, el Instituto pudo contar con infraestructura de laboratorios y software de primer nivel, todos acreditados y certificados con la norma ISO de ese momento.

Al concluir su estancia en el Instituto Mexicano del Petróleo, entró a la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el puesto de Comisionada. “Yo llegué un año después de que se formó la CNH, me ha tocado todo el proceso de creación, maduración y consolidación”, comenta al respecto. Cuando ella inició, trabajaban 40 personas y 5 Comisionados. Únicamente regulaban las actividades de Pemex; actualmente, tienen 73 operadores para regular.

In order to continue with the development of the Mexican oil industry, it is necessary to replace reserves to 100%, especially 2P reserves, she points out. However, since 2007-2008, the replacement rate has been lower than this goal. If this objective is not achieved, the rate of production cannot be maintained.

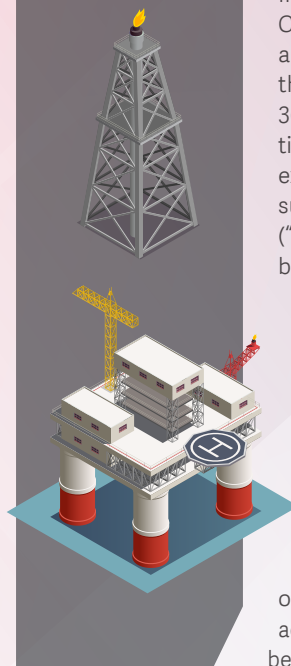
The third challenge is related to exploration strategies in Mexico. Prospective exploration resources total 112.9 billion barrels of crude oil equivalent approximately, she says. Of these, 57% are unconventional resources, and, of the remaining 43%, more than half are deepwater. That is why is necessary to focus on strategies to explore these areas.

68% of the prospective resources mentioned are not assigned, she says. These areas are waiting for a company to explore them and, in the future, develop them. “If we don't do the exploration and production activities in time, there will be other types of technologies, like renewable energies, that will arrive and substitute fossil energy”.



Habr
cambios en las
estrategias de
los operadores,
pero es difícil
predecir cómo
serán estas
modificaciones”.

“There will
be changes in
the operators’
strategies, but
it is difficult
to predict how
these changes
will be.”



The CNH in the current context

In the current context of the COVID-19 pandemic, the CNH has adapted its way of working to operate remotely. “To keep the health and integrity of the CNH staff, we decided to leave our facilities, taking home our working tools. The suspension of deadlines did not mean to stop working,” she recalls. She says the CNH managed to adapt the new arrangement in a short time and continued working efficiently.

The only complication that she anticipates facing with the new work arrangement is the impossibility of carrying out inspections, which must be done directly on the facilities. Otherwise, she says, the rest of the CNH's work can be done remotely. For this reason, she does not leave out the possibility that, if it complies with laws and regulation, in the future the CNH will continue to hold some meetings and sessions remotely, as well as other routine tasks.

A path in the hydrocarbons sector

In addition to the current health contingency, Commissioner Alma América has lived through and participated in several historic moments in the national energy sector. She has worked for 36 years in the hydrocarbon sector. During that time, she has developed her career focusing on exploration and production. Her learning on this subject began at the Mexican Petroleum Institute (“IMP”, for its initials in Spanish), in the area of basin characterization and appraisal.

She worked at the IMP for 26 years. She began working there as an intern, and for her final 10 years at the Institute she served as Director of Exploration and Production, during this time she was in charge of nearly 1,500 people. “My main achievement was to manage to make everyone work as a team. That's the key to everything.”

Dr. Alma América comments that three years after taking the position, where she coordinated the strategy for the development of activities, the area of Exploration and Production became the principal business-generating activity

Un proceso en el cual tuvo especial presencia fue el de establecer los requisitos y tiempos para la exploración y extracción conforme al proceso de la cadena de valor. A través de dicha labor buscó fomentar el regular las etapas necesarias para llevar a cabo actividades petroleras de acuerdo con la normativa aplicable.

La Dra. Alma América cuenta que en la CNH ha participado en la realización de diversas regulaciones y documentos normativos. Entre ellas, coordinó el proyecto de regulación para las Actividades de Reconocimiento de Exploración Superficial. También fue líder de la primera regulación para la perforación de pozos en aguas profundas, así como los lineamientos de recursos prospectivos. De igual manera, formó parte de la creación de las litotecas nacionales con el traspaso de la información de Pemex y la formación de centro de datos.

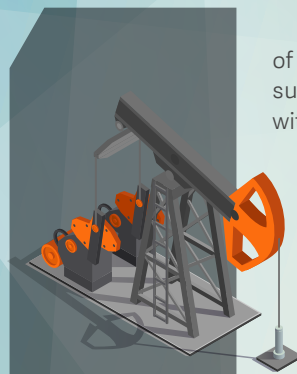
Más desafíos por atender

Respecto a los retos enfrentados a lo largo de su carrera, comparte que como mujer y como técnica, ha contado con el apoyo necesario para alcanzar sus metas. Sin embargo, señala, aún hay mucho por hacer con respecto a la equidad de género en el sector.

En su perspectiva, es necesario reconfigurar el balance en la vida laboral para posicionar a las mujeres. "En la CNH hay una presunción de que hay 50-50 entre mujeres y hombres. Cuando uno revisa el tipo de trabajo, ellas están en trabajo administrativo y con menor nivel de responsabilidad y salario", señala. Por ello, considera necesario trabajar como sociedad para facilitar un camino en el que las mujeres alcancen sus objetivos.

10 años
de trabajar en la CNH
cumple en septiembre.

10 years of working at
the **CNH** in September.



El reto va más allá de mí. Como sociedad, hace falta darle el espacio a la mujer para que pueda alcanzar lo que quiere".

"The challenge goes beyond me. As a society, we need to give women the space to achieve what they want."

of the IMP. Among the driving factors for this success, the greater one was the cooperation with Pemex for billable projects, research, and technological development. "When I took over management of the area, it was the least profitable business at the Institute. It was my job to take it from fifth to first place".

As part of her strategy for the development of activities, she aligned research and technological development with the business of integrated technological solutions. She comments that the Institute had a first-class laboratory and software infrastructure, all accredited and certified with the ISO standard at that time.

At the end of her term at the Mexican Petroleum Institute, she joined the National Hydrocarbons Commission ("CNH") as Commissioner. "I arrived a year after the CNH was created, and I have lived the whole process of its creation, maturation, and consolidation," she says. When she started, there were 40 people working at the CNH, and it had five commissioners. The CNH only regulated Pemex's activities; currently, it regulates 73 operators.

One process in which she had a marked influence was that of establishing requirements and time periods for exploration and production phases, according to the value chain. Through this work, she aimed to encourage investment while regulating the phases necessary to carry out oil and gas activities in accordance with the regulations.

Dr. Alma América says that at the CNH she has participated in the development of various regulations and technical guidelines. Among them, she coordinated the drafting of regulation for Surface Exploration and Reconnaissance Activities. She also led the drafting of the first regulations for deepwater well drilling, as well as the guidelines for prospective resources. Likewise, she took part in the creation of the national core center, with information from Pemex and a national data center.

More challenges to be addressed

Regarding the challenges she has faced throughout her career, she shares that as a woman and as a technician, she has received the necessary support to achieve her goals. However, she points out that there is still much to be done regarding gender equity in the sector.

In her perspective, to improve the position women in the sector, the work-life balance needs to be reconfigured. "There is an assumption in the CHN that we have a 50-50 distribution between women and men. But when you look at what these workers do, the majority of women are working in administrative jobs with a lower level of responsibility and salary," she says. Therefore, she considers that it is necessary to work as a society to facilitate a path in which women can achieve their goals.



Evaluación de la tolerancia al brote en tiempo real en pozos de aguas profundas

La importancia de la Tolerancia al Brote en operaciones de pozos de aguas profundas se ha incrementado a nivel mundial. Tal relevancia se debe a su implicación desde la fase de planeación y diseño del pozo.

Real-time valuation of Shoot Tolerance in deepwater wells

The importance of Shoot Tolerance in deep-water well operations has increased around the world. Such relevance is due to its presence in the well planning and design phase.

Autores / Authors:
Pedro J. Aviña
Toledano y Francisco
Espitia Hernández.

La Tolerancia al Brote (TB) es la máxima presión de poro expresada en densidad equivalente, a la cual, si ocurriera un brote de cierto volumen a una determinada profundidad, el pozo podría cerrarse y desplazar el brote de manera segura. Esto implica que no se fracturaría la zona más débil y expuesta de la sección del agujero descubierto.

El presente trabajo busca evaluar la TB en tiempo real derivado de las actualizaciones al modelo Geomecánico. Esto con la finalidad de coadyuvar a la toma de decisiones en tiempo real, dando un soporte técnico con mayor certidumbre en caso de utilizar una TR adicional para mitigar riesgos asociados a la presión de poro u optimizar el asentamiento de las TR's.

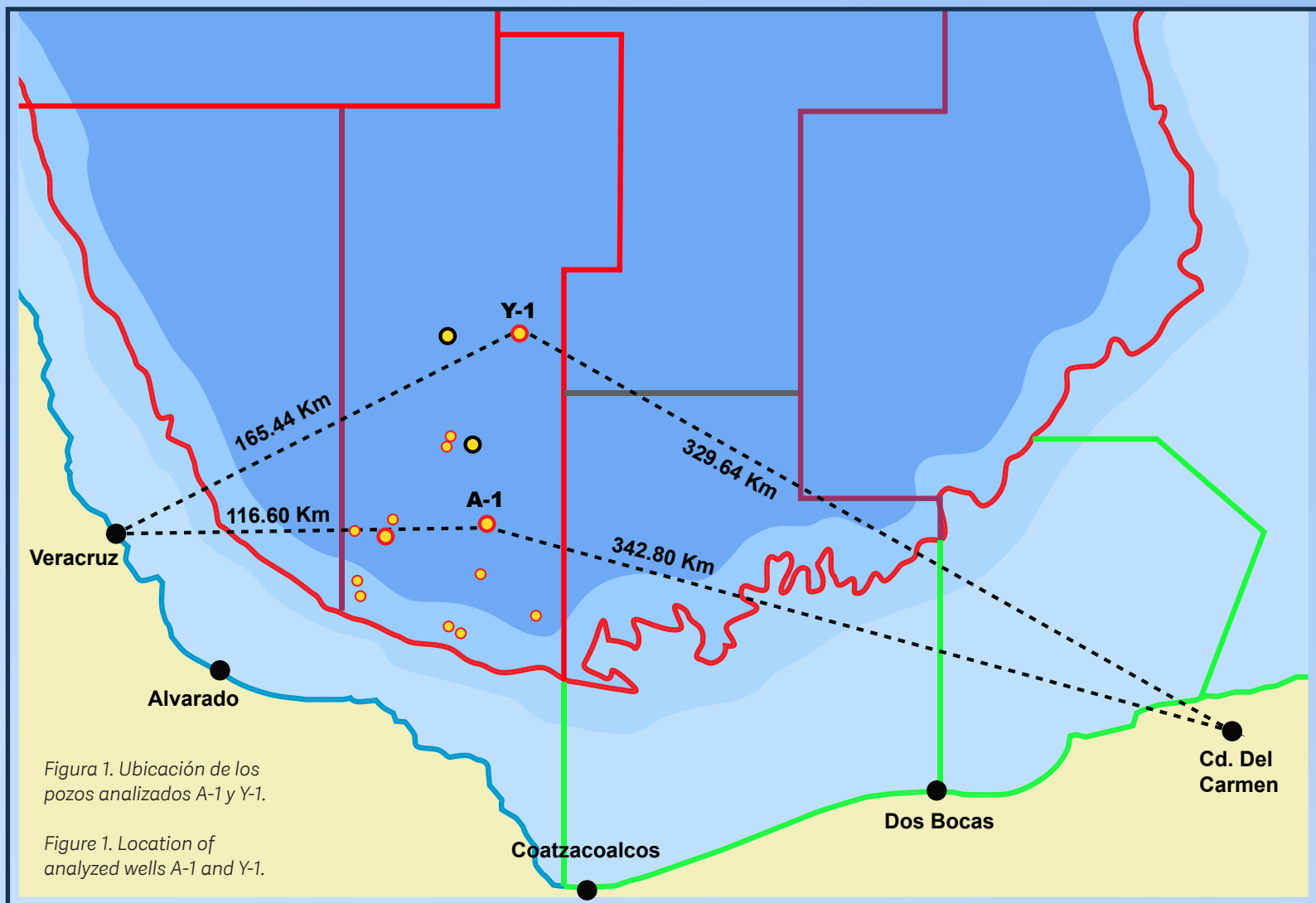
Una vez que se inician las operaciones de perforación, el modelo Geomecánico se va actualizando con los registros en tiempo real. Con las pruebas de goteo (LOT) se reevalúa la Tolerancia al Brote que se tenía para la fase que se esté perforando.

La aplicación de la tecnología de la toma de puntos de presión en tiempo real permitió calibrar el modelo

Shoot Tolerance (TB, by its acronym in Spanish) is the maximum pore pressure expressed in equivalent density, to which, if a shoot of a given volume occurred at a certain depth, could make the well close and safely move the shoot. This implies that the weakest and most exposed zone of the section of the open hole would not be fractured.

The purpose of this work is to evaluate the TB in real-time derived from the updates to the Geomechanical model. This has the aim of contributing to real-time decision making, while adding certainty to technical support when using an additional TR to mitigate risks associated with the pore pressure or to optimize the settlement of the TR's.

Once drilling operations start, the Geomechanical model updates with the real-time records. With the drip tests (LOT), the Shoot Tolerance held for the phase being drilled is re-evaluated.



Geomecánico en tiempo y evaluar la Tolerancia al Brote. Con esto se redujo la incertidumbre del modelo predictivo, lo cual permitió alcanzar la profundidad del pozo con el ahorro de una etapa.

Crterios de Tolerancia al Brote en la fase de Diseo

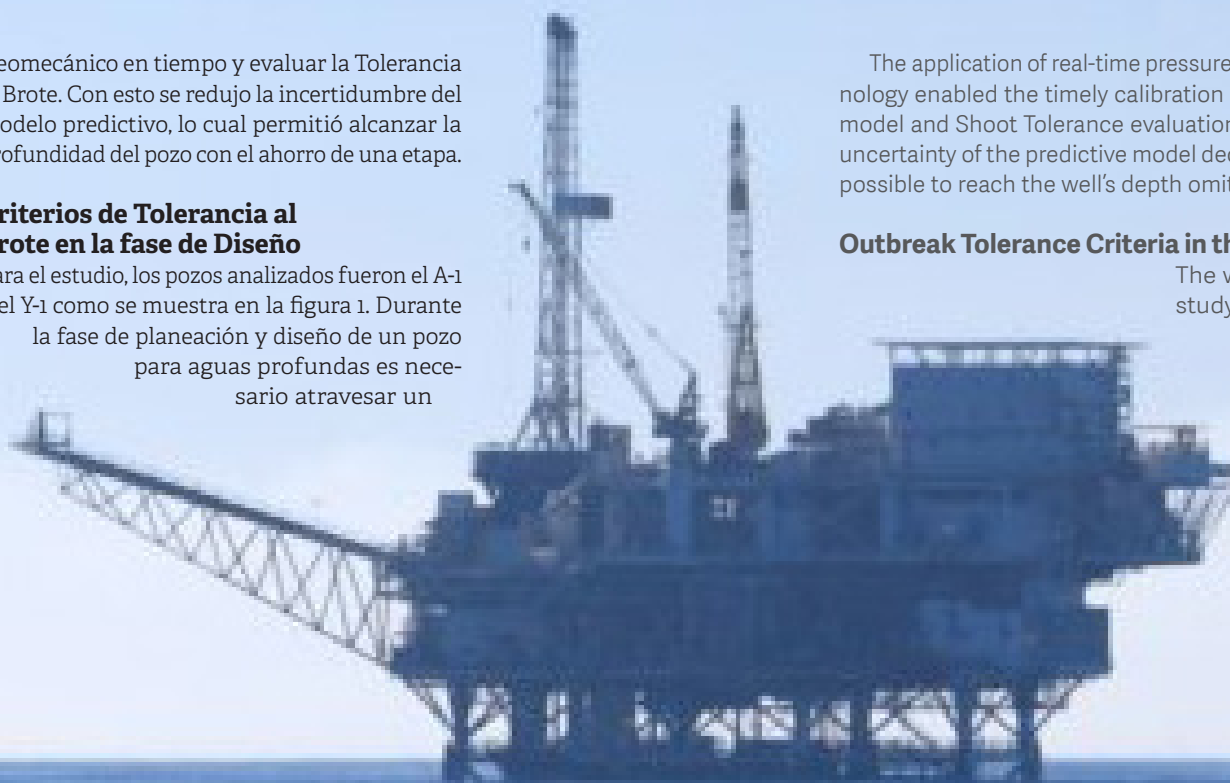
Para el estudio, los pozos analizados fueron el A-1 y el Y-1 como se muestra en la figura 1. Durante la fase de planeación y diseo de un pozo para aguas profundas es necesario atravesar un

The application of real-time pressure point acquisition technology enabled the timely calibration of the Geomechanical model and Shoot Tolerance evaluation. In consequence, the uncertainty of the predictive model decreased, which made it possible to reach the well's depth omitting one stage.

Outbreak Tolerance Criteria in the Design Phase

The wells analyzed for the study were A-1 and Y-1, as shown in Figure 1. During the planning and design phase of a deepwater well, it is necessary to go through a three-stage process, known as "Visualization, Conceptualization, and Definition".

In the second one, the best



proceso de tres fases, las cuales se reconocen como "Visualización, Conceptualización y Definición".

En la segunda se selecciona la mejor opción de asentamientos de TR's para el pozo a diseñar, pues a este nivel ya se definen las barrenas y los diámetros de las TR's que se utilizarán. Además, es precisamente con esta información, y con una venta de geopresiones final, con la cual se procede a realizar los cálculos de TB para cada una de las etapas.

Modelo Geomecánico Final A-1

En este caso, la zona normal de presiones va del Fondo Marino hasta la parte media del Mioceno Inferior. Hubo un cambio de régimen de esfuerzos de normal a inverso y se alcanzaron los límites de los criterios establecidos para asentamiento de TR por Tolerancia al Brote.

También se identificó un desequilibrio y condición crítica de alta presión de poro y una reducción del margen de Tolerancia al Brote establecidos en los procedimientos oficiales de diseño. Debido a esto, la TR de 7 5/8" se asentó antes de lo programado.

Modelo Geomecánico Final Y-1

La diferencia más notable fue a partir de la parte media del Mioceno Inferior, donde el modelo predictivo sobreestimó (1.41 g/cm³) los valores de presión de poro con respecto al comportamiento real (1.24 g/cm³). Los resultados de este modelado son, en parte, el reflejo del conocimiento geológico en el área y sirvieron como punto de calibración para futuras localizaciones cercanas.

Después de realizar los puntos de presión con probadores de formación dinámica en tiempo real, fue evidente que la entrada a la zona de transición resultó más profunda de lo estimado en el pronóstico. En consecuencia, después de evaluar la Tolerancia al Brote se decidió continuar perforando esa etapa.

Una vez tomada la información en el agujero descubierto, se decidió abandonar el pozo debido al escaso interés económico. Es importante señalar que los probadores de formación en tiempo real son dispositivos diseñados para medir la presión de formación que ayudan a perforar, a calibrar el modelo geomecánico, anticipar riesgos y evaluar intervalos de interés mediante la toma de muestras de los fluidos de formación.

Aplicación Tecnológica de las herramientas de Puntos de Presión en tiempo real

Las herramientas de puntos de presión ayudan a medir con exactitud las presiones de formaciones durante la perforación. Proveen datos de presión de poro y movilidad directos para la tipificación de los fluidos y la optimización de la densidad del lodo. Además, funcionan en cualquier orientación del pozo, vertical o desviado, y optimizan el volumen de las pruebas y de la caída de presión según las características de la formación.

Igualmente, proporcionan mediciones en tiempo real convalidadas con indicadores de control de calidad. Estas herramientas tienen varios beneficios, entre los que figuran la optimización del desempeño de la perforación mediante la densidad óptima del lodo y la mitigación del riesgo mediante el manejo de la presión de poro.

También ahorran tiempo y costo, y reducen el tiempo no productivo para la toma de decisiones. En cuanto a sus aplicaciones, se encuentra la optimización de la densidad del lodo, la selección de las profundidades óptimas de la tubería de revestimiento y la estimación de las reservas. Sirven para la identificación de los fluidos y sus contactos, así como para la refinación del modelo geomecánico y de yacimientos.

option of TR's settlement for the designing of the well is selected, since at this level the drill bits and diameters of the TR's to be used are already defined. Moreover, it is precisely with this information, and with a final sale of geo-pressures, that the TB calculations for each of the stages are made.

Final Geomechanical Model A-1

In this case, the normal pressure zone goes from the Sea Floor to the middle of the Lower Miocene. There was a change from normal to inverse in the stress regime and the limits of the criteria established for settlement of TR by Shoot Tolerance were reached.

An imbalance and critical condition of high pore pressure and a reduction of the Shoot Tolerance margin established in the official design procedures was also identified. Because of this, the 7 5/8" TR was settled ahead of schedule.

Final Geomechanical Model Y-1

The most noticeable difference was the one found in the middle part of the Lower Miocene, where the predictive model overestimated (1.41 g/cm³) the pore pressure values concerning the real behavior (1.24 g/cm³). The results of this modeling are, in part, a reflection of the geological knowledge in the area and served as a calibration point for future nearby locations.

After performing the pressure points with real-time dynamic formation testers, it was evident that the entrance to the transition zone was deeper than estimated in the forecast. Consequently, after evaluating the Shoot Tolerance the decision to continue drilling that stage was made.

Once the information on the discovered hole was gathered, a decision was made to abandon the well due to low economic interest. It is important to note that real-time formation testers are devices designed to measure formation pressure and help drilling, calibrating the geomechanical model, anticipating risk, and evaluating intervals of interest by sampling formation fluids.

Real-time technological application of the Pressure Point tools

Pressure point tools help to accurately measure formation pressures during drilling. They provide direct pore pressure and mobility data for fluid typing and sludge density optimization. In addition, they operate in any well orientation, vertical or deviated, and optimize test volume and pressure drop based on formation characteristics.

They also provide validated real-time measurements with quality control indicators. These tools have several benefits, including drilling performance

Conclusiones

Se cumplió con la meta de perforar y evaluar los objetivos propuestos para el Mioceno Superior, Medio e Inferior, los cuales han sido prospectivos en el área Holok. La aplicación de la tecnología de la toma de puntos de presión en tiempo real permitió calibrar el modelo geomecánico en tiempo y evaluar la tolerancia al brote reduciendo la incertidumbre del modelo predictivo.

Lo anterior permitió alcanzar la profundidad del pozo con el ahorro de una etapa. El monitoreo del comportamiento de las geopresiones y la evaluación de la TB en tiempo real durante la perforación determinaron un comportamiento de presión de poro por debajo de lo pronosticado.

Así, fue permitido ampliar la profundidad programada de la etapa y alcanzar con seguridad la profundidad total. La evaluación de propiedades petrofísicas y del contenido de fluidos en esta sección fueron el sustento para aislar el agujero descubierto de 8 ½" con el consecuente ahorro de las corridas de las TR's de 9 5/8" y 7".

Por otra parte, la actualización en tiempo real de las geopresiones y la Tolerancia al Brote soportaron la toma de decisiones de continuar perforando o asentar una TR para la mitigación de riesgos asociados al incremento de la presión de poro. En conclusión, la evaluación de la Tolerancia al Brote en tiempo real es una técnica de cálculo que expresa la capacidad que tiene el sistema Pozo – Plataforma de contener un brote y poder circularlo de forma segura para su control.

optimization through optimal sludge density and risk mitigation by managing pore pressure.

These tools also save time and cost and reduce non-productive time for decision making. Their applications include sludge density optimization, optimal pipeline depth selection, and reserve estimation. They are useful for the identification of fluids and their contacts, as well as for the refinement of the geomechanical and reservoir model.

Conclusions

The goal of drilling and evaluating the proposed objectives for the Upper, Middle, and Lower Miocene was met. These have been prospective objectives in the Holok area. The application of the technology of real-time pressure point acquisition allowed the calibration of the geomechanical model in time and to evaluate Shoot Tolerance reducing the uncertainty of the predictive model.

This made it possible to reach the depth of the well omitting one stage. The monitoring of geo-pressure behavior and the evaluation of TB in real-time during drilling determined a pore pressure behavior lower than predicted.

Thus, it was possible to extend the programmed depth of the stage and safely reach the total depth. The evaluation of petrophysical properties and the fluid content in this section were the basis for isolating the 8 ½" drill hole with the consequent saving of the 9 5/8" and 7" TR runs.

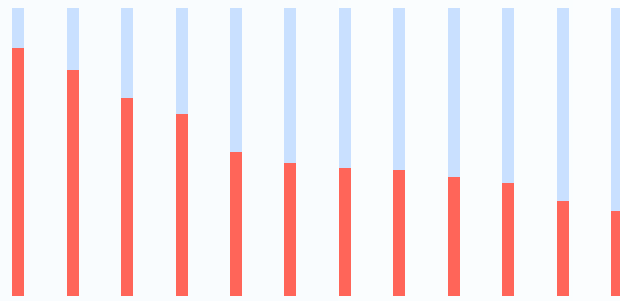
In addition, the real-time update of geo-pressures and Shoot Tolerance supported the decision to continue drilling or to set up a TR to mitigate the risks associated with increased pore pressure. In conclusion, the real-time evaluation of Shoot Tolerance is a calculation technique that indicates the Well-Platform system's capacity to contain a shoot and circulate it safely to control it.



Estimación de la recuperación final en yacimientos naturalmente fracturados

La situación nacional e internacional exige un mayor esfuerzo para pronosticar con eficiencia y precisión la recuperación final en un campo. Tanto organismos reguladores como empresas operadoras de hidrocarburos necesitan tener claro el modelo de declinación asociado a cada tipo de yacimiento. Eso presenta un reto y una necesidad creciente.

Estimation of final recovery in naturally fractured reservoirs



Autor / Author: Jorge Leopoldo Vera Rodríguez y Fernando Samaniego Verduzco.

The national and international situation demands a greater effort to efficiently and accurately predict the final recovery of a field. Both regulatory agencies and hydrocarbon operating companies need to be clear about the decline model associated with each type of reservoir. This presents a challenge and a growing need.



Para pronosticar exitosamente la recuperación final en un campo es necesario analizar si las curvas de declinación clásicas son apropiadas para ajustar y predecir la producción. También se requiere evaluar el aporte de una condición de explotación o tecnología implementada en un campo (tipo de terminación, sistemas artificiales de producción, recuperación secundaria y mejorada, etc.).

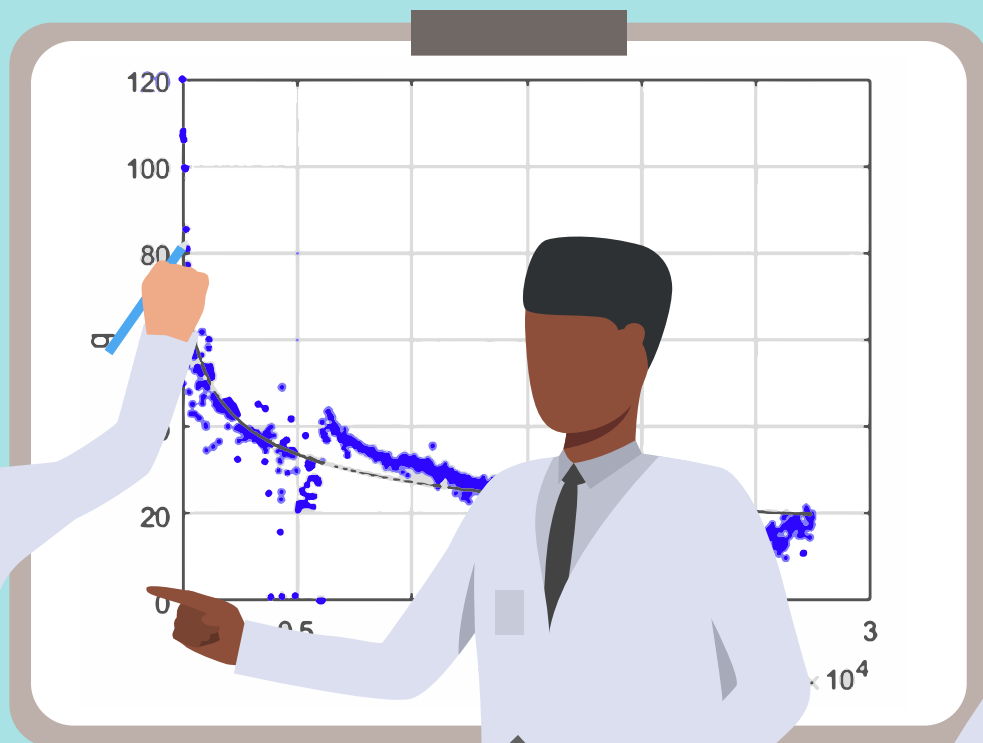
Se han desarrollado y presentado varios modelos de declinación en la última década, uno de ellos es el Modelo de Declinación Exponencial Extendida (MDEE). Muchos sistemas en otras áreas de conocimiento presentan comportamientos similares a la declinación petrolera. La cual, hoy en día, sólo se ha evaluado para gas de lutitas.

In order to successfully forecast the final recovery in a field, it is necessary to analyze if the classical decline curves are appropriate to adjust and predict the production. It is also necessary to evaluate the contribution of an exploitation condition or technology implemented in a field (the type of termination, artificial production systems, secondary and enhanced recovery, etc.).

Several decline models have been developed and presented in the last decade, one of them is the Extended Exponential Decline Model (MDEE by its acronym in Spanish). Many systems in other knowledge areas present behaviors similar to oil decline. Which, today, has only been evaluated for shale gas.

This work presents the historical adjustment and production forecast for naturally fractured reservoirs (YNF by its acronym in Spanish), which are the most important in Mexico, through the MDEE.

Likewise, it explains the origin, definition, procedure, and detail for the MDEE parameters.





Este trabajo presenta el ajuste histórico y pronóstico de producción para yacimientos naturalmente fracturados (YNF), los más importantes en México, a través del MDEE. De igual forma, explica el origen, definición, procedimiento y detalle para los parámetros del MDEE.

La importancia de estudiar los YNF con detalle está en que representan aproximadamente el 85% de la producción nacional (según datos de la CNH, en 2011). Además, muchos de estos se encuentran en su última etapa de vida: la declinación. Por ello es pertinente analizar si los modelos de análisis de curvas de declinación establecidos hace décadas son los adecuados para plantear estrategias de recuperación secundaria y mejorada.

Los yacimientos no convencionales (YNC) pueden describirse como acumulaciones de hidrocarburos difíciles de caracterizar y producir por medios convencionales. En esta categoría es posible englobar al gas y aceite en lutitas, gas en rocas con baja permeabilidad, arenas bituminosas, y también, los YNF. En virtud de la alta permeabilidad de algunos de estos, se requieren estrategias de explotación particulares, así como modelos adecuados para su caracterización y pronóstico de producción, con el fin de aprovecharlos al máximo.

El Modelo de Declinación Exponencial Extendida

Los primeros trabajos que hablan del modelo propuesto se remontan al estudio del decaimiento de la luminiscencia a través de la función exponencial extendida (FEE). Esto es clave para un nuevo modelo de declinación, pues los cambios en la luminiscencia a través del tiempo se aplican ampliamente en otras áreas del conocimiento.

La FEE o función de Kohlrausch (MDEE para el caso de la industria petrolera), se usa frecuentemente como una ley de decaimiento. Dicha ley resulta conveniente como una función de ajuste (Valkó, 2010); ya que permite medir las desviaciones del comportamiento exponencial simple a través de un parámetro.

El estudio reportó que no se puede considerar que dos pozos estén declinando conjuntamente de manera exponencial; y por lo tanto, tampoco la suma de sus producciones. Lo anterior, aún cuando cada uno de ellos esté declinando exponencialmente por separado.

Conclusiones

El Modelo de Declinación Exponencial Extendida es una función, cuyos parámetros característicos son únicos entre los demás modelos de declinación. Los resultados presentados en YNF permitieron evaluar el valor que aporta la incorporación de una condición de

The importance of studying YNF in detail is that they represent approximately 85% of national production (according to data from the CNH, 2011). Moreover, many of these are in their last stage of life: decline. Therefore, it is relevant to analyze whether the decline curve analysis models established decades ago are adequate to propose secondary and improved recovery strategies.

Unconventional reservoirs (YNC by its acronym in Spanish) can be described as accumulations of hydrocarbons difficult to characterize and produce by conventional means. In this category gas and oil in shales, gas in rocks with low permeability, oil sands, and also, the YNF can be included. Due to the high permeability of some of these, particular exploitation strategies are required, as well as adequate models for their characterization and production prediction, in order to take full advantage of them.

The Extended Exponential Declination Model

The first works that talk about the proposed model go back to the study of luminescence decay through the extended exponential function (FEE by its acronym in Spanish). This is key to a new model of decline since changes in luminescence over time are widely applied in other knowledge areas.

The FEE, or Kohlrausch function (MDEE for the case of the oil industry), is often used as a decay law. Such law is convenient as an adjustment function (Valkó, 2010); since it allows measuring deviations from simple exponential behavior through a parameter.

The study reported that two wells cannot be considered to be decreasing together exponentially; and therefore, neither can the sum of their productions. The above, even when each of them is declining exponentially separately.

Conclusions

The Extended Exponential Declination Model is a function, which characteristic parameters are unique among other declination models. The results presented in YNF enabled the evaluation of the benefit of incorporating a different operating condition in the recovery of hydrocarbons from a field or well.

One parameter had, among several physical interpretations, a time measurement to start observing the extent or "tail" of the curve. In other words, the change of regime from "faster-than-exponential" to "slower-than-exponential".

The parameter can vary in the range of values from 0.1 to 1, but previous work on this model indicates that it has not defined yet a range of

explotación diferente en la recuperación de hidrocarburos de un campo o pozo.

Un parámetro tuvo, entre varias interpretaciones físicas, una medida del tiempo para empezar a observar la extensión o “la cola” de la curva. En otras palabras, el cambio de régimen de “más-rápido-que-el-exponencial” a “más-lento-que-el-exponencial”.

El parámetro puede variar en el rango de valores comprendido entre 0.1 a 1, pero los trabajos anteriores referentes a este modelo indican que no tiene definido hasta el momento un rango de valores. En nuestra experiencia, el primer parámetro no tiene valores menores a 1, ni mayores a 100.

Estimar la REF a través de varios métodos permitió realizar una comparación consistente en relación al volumen de reservas recuperables que puede tener un campo. Esto facilitó la toma de decisiones razonadas sobre las estrategias de explotación tanto a nivel de producción, como de administración integral de yacimientos.

En cualquier modelo de declinación, el punto de inicio del ajuste de los datos de producción es muy importante, debido a que no existe ningún parámetro que pueda compensar los cambios en las condiciones de producción.

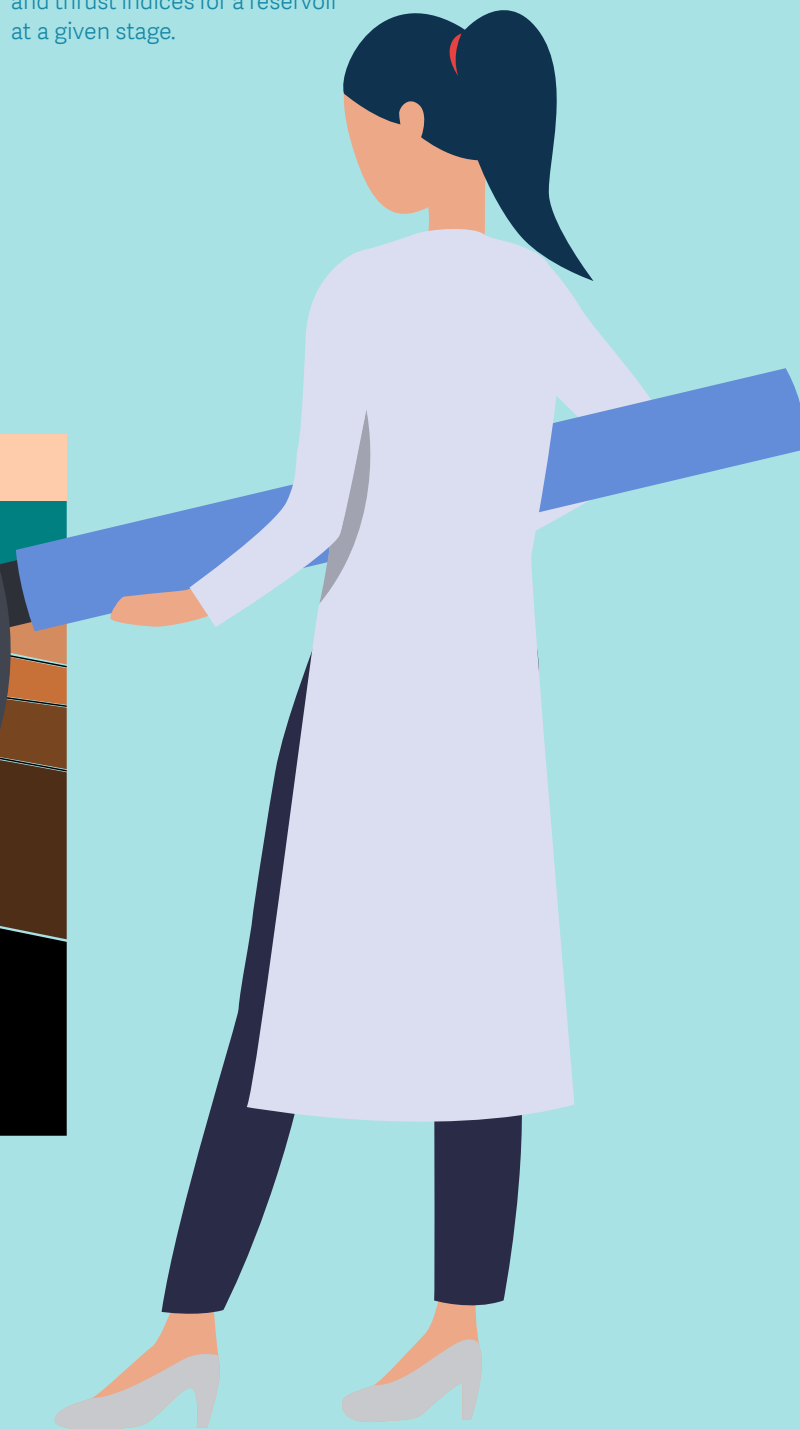
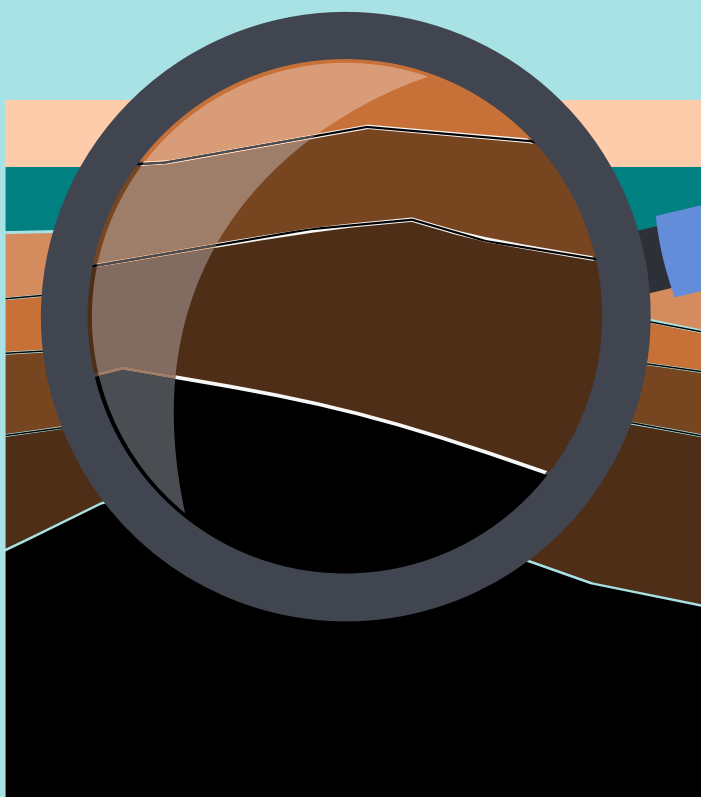
El método de las tendencias exponenciales permitió determinar las diferentes tendencias de comportamientos de presión y evaluar las tendencias exponenciales que presenta el yacimiento. Además, contribuyó a determinar los mecanismos de producción e índices de empuje para un yacimiento en determinada etapa.

values. In our experience, the first parameter does not have values less than 1, nor greater than 100.

Estimating the REF through various methods enabled a consistent comparison in relation to the volume of recoverable reserves that a field may have. This facilitated reasoned decision making on exploitation strategies both at the production level and for the integral management of reservoirs.

In any model of decline, the starting point of adjustment of production data is very important, because there is no parameter that can compensate for changes in production conditions.

The method of exponential trends enabled the determination of the different pressure behavior trends and the evaluation of the exponential trends presented by the reservoir. It also helped to determine the production mechanisms and thrust indices for a reservoir at a given stage.



La génesis de la microporosidad en yacimientos de hidrocarburos

El presente trabajo aborda el rol de la microporosidad en yacimientos carbonatados y su relación con la producción acumulada de un pozo. También contempla su volumen original de hidrocarburos calculado.

Autor / Author:
Javier Méndez de León

De los yacimientos productores de hidrocarburos en el mundo, los carbonatados contienen poco más del 60% de las reservas certificadas y cerca del 80% de la producción de hidrocarburos. Por una parte, esto se explica por sus fuertes espesores y considerables extensiones reales; por otra, se debe a la increíble capacidad de flujo de muchos de estos yacimientos naturalmente fracturados con sistemas de doble y triple porosidad.

Como parte de los sistemas múltiples de porosidad, existe un tipo de esta propiedad que, por origen, puede ser primaria o secundaria. Se trata de la microporosidad, la cual es de especial importancia dada su frecuencia de ocurrencia y su rol en el contexto de contenido de hidrocarburos. También por su potencial aporte a los sistemas más conductivos de un yacimiento.

Conocer la génesis de la microporosidad es un factor esencial para su comprensión, su correcta interpretación y su apropiado manejo, tanto en yacimientos siliciclásticos como carbonatados; considerando el impacto que ésta tiene en el valor económico de un yacimiento, pozo y/o campo. El presente trabajo se concentró en el entorno de su presencia, causas y efectos en las rocas carbonatadas.

La microporosidad y sus compuestos

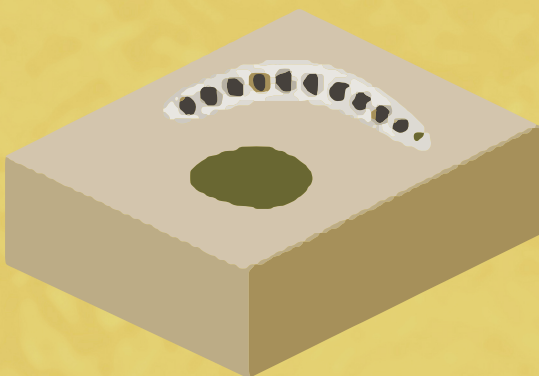
La microporosidad en una roca carbonatada constituye un litotipo con características muy particulares en términos de capacidad de almacenaje y de capacidad de flujo. Mientras que por un lado posee un alto potencial almacenador, su limitada interconexión reduce fuertemente su capacidad de flujo.

Tal escenario mereció especial atención, ya que su entendimiento y estudio detallado establecieron las bases para determinar cuánta de

The genesis of microporosity in hydrocarbon reservoirs

The present work addresses the role of microporosity in carbonate reservoirs and its relation with wells' accumulated production. It also considers their original calculated hydrocarbon volume.

Carbonates contain just over 60% of certified reserves and about 80% of hydrocarbon production around the world. On the one hand, this can be explained by their strong thicknesses and considerable real extensions; on the other hand, it is due to the incredible flow capacity that many of these naturally fractured reservoirs with double and triple porosity systems have.



Lodolita
(Mudstone)



Caliza lodosa
(Wackstone)



Caliza granular lodosa
(Packstone)

esta porosidad deberá ser considerada únicamente como porosidad total y cuánta de ella podrá tener participación en la productividad de hidrocarburos de un pozo. Es decir, cuánta de esta microporosidad constituirá parte de la porosidad efectiva del yacimiento.

Para ello, la generación de un modelo petrofísico que identifique y considere la presencia y efecto de la microporosidad dentro de un yacimiento carbonatado, requirió no sólo de registros geofísicos básicos y especiales, sino también del apoyo de análisis básicos y especiales de muestras de roca (núcleos y/o muestras de canal). Éstos permitieron literalmente “visualizar” y estimar una cuantificación lo más precisa posible del porcentaje de la porosidad total constituida por microporosidad. También fue posible observar el grado de potencial conectividad de la misma con el resto del sistema poroso mediante eventos diagenéticos y/o cinemáticos, ya sea singéneticos o tardíos.

La complejidad de los yacimientos

Parte de la complejidad característica de los yacimientos carbonatados radica en la interacción roca-fluido de este particular sistema poroso que constituye la microporosidad. Esto debido a que, dentro de la fábrica de la roca que comprende este litotipo, normalmente coexisten en equilibrio dos fases de fluidos: los hidrocarburos emplazados en los microporos y el agua absorbida por capilaridad alrededor de los granos o cristales, que puede ocupar también parte de los microporos.

De esta manera, se genera la presencia de un volumen determinado de agua dentro del yacimiento que mayormente es irreducible y, por tanto, “no producible” bajo un manejo administrado de producción del yacimiento. Esta condición física de la presencia de un volumen de agua emplazada en los microporos ocasiona que las lecturas de resistividad se vean anómalamente afectadas.

En consecuencia, se reducen sus valores por debajo, tanto de las zonas con mejor calidad de roca con presencia de hidrocarburos móviles, como de zonas compactas donde las resistividades tienden



Within the multiple porosity systems, there is a type of this property that, by origin, can be primary or secondary. That is microporosity, which is especially important given its frequency of occurrence and its role in the context of hydrocarbon content. Also because of its potential contribution to the most conductive systems of a reservoir.

Knowing the genesis of microporosity is an essential factor in understanding, correctly interpreting, and properly managing it, both in silicic and carbonate reservoirs; considering the impact it has on the economic value of a reservoir, well and/or field. The present study focused on the environment of its presence, causes, and effects in carbonate rocks.

Microporosity and its compounds

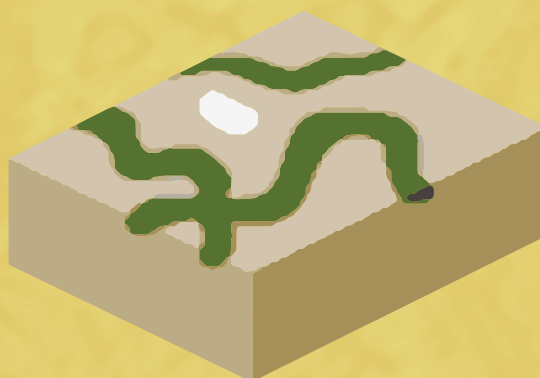
Microporosity in a carbonate rock that constitutes a lithotype with particular characteristics in terms of storage and flow capacity. While on the one hand, it has a high storage potential; on the other hand, its limited interconnection strongly reduces its flow capacity.

Such a scenario required special attention since understanding and carefully studying it established the basis for determining how much of this porosity should be considered only as total porosity and how much of it could contribute to the hydrocarbon productivity of a well. That is, how much of this microporosity will be part of the reservoir's effective porosity.

For this, the generation of a petrophysical model that identifies and considers the presence and effect of microporosity within a carbonate reservoir required not



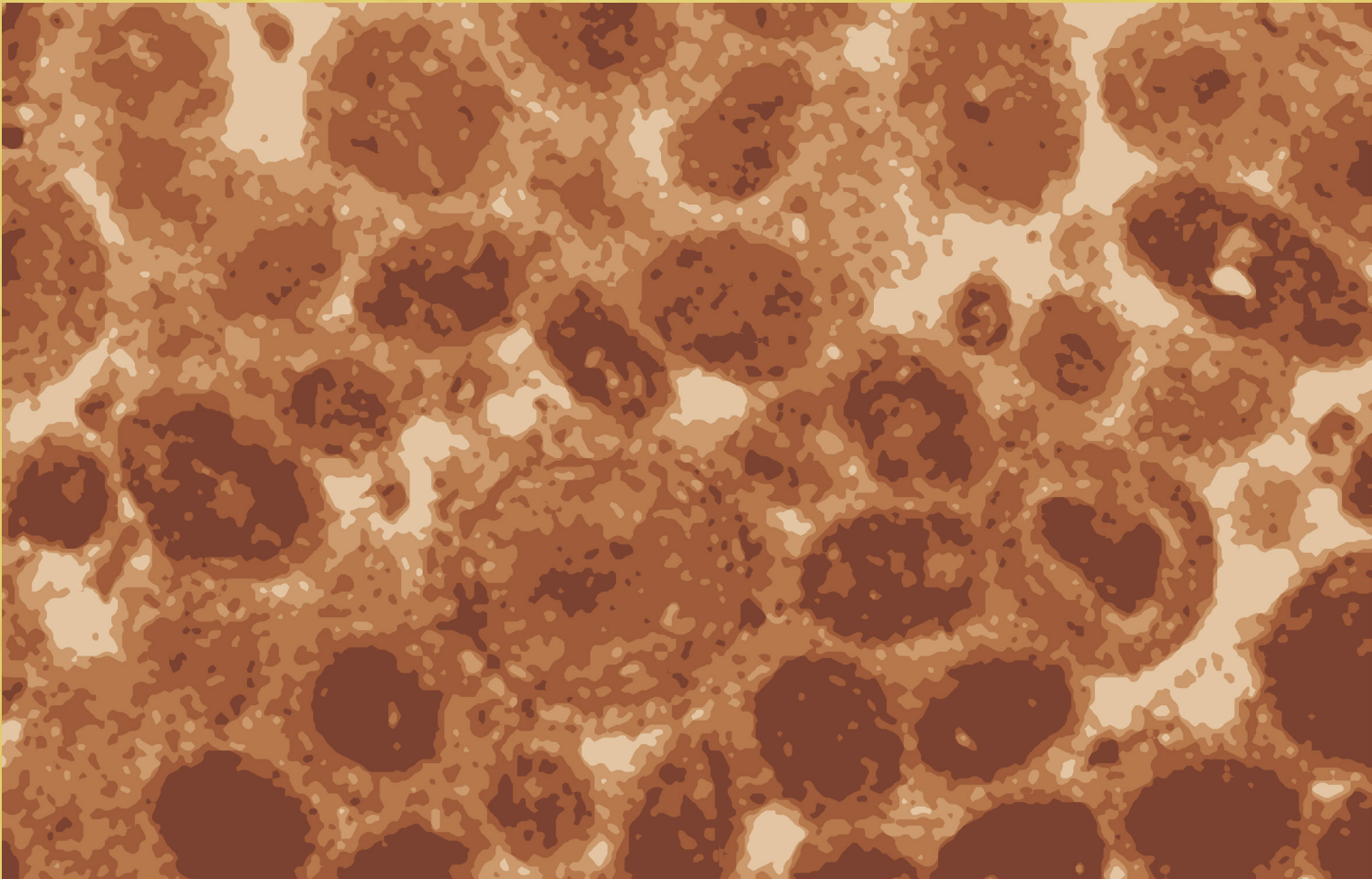
Caliza granular
(Grainstone)



Biolitita
(Boundstone)



Cristalina
(Crystalline)



en ambos casos a ser considerablemente más altas. De esta manera, el efecto de la microporosidad sobre el modelado petrofísico al tener una resistividad real disminuida en valor, y porosidades totales normalmente altas (en el orden o por encima del 10%), lógicamente conduce a un cálculo guiado hacia saturaciones de agua altas.

Para poder compensar o corregir estos resultados, es de gran valor técnico contar con registros geofísicos especiales. Entre éstos figuran la resonancia magnética nuclear e imágenes eléctricas, así como análisis de petrografía de lámina delgada, SEM y EDS.

Beneficios del estudio

Gracias a lo anterior, se tendrán elementos para:

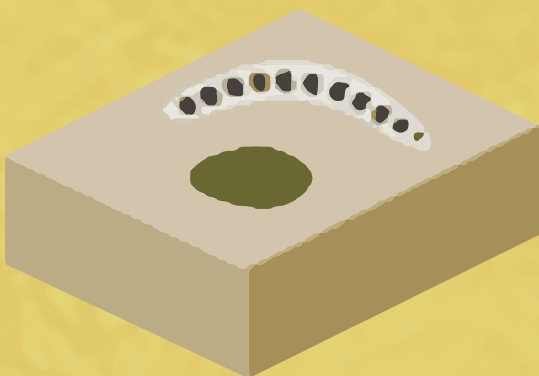
- Evaluar el porcentaje de la porosidad total que está constituido por microporosidad.
- Valorar el grado de conectividad de la microporosidad con el resto de la matriz y sistemas secundarios de porosidad.
- Analizar el porcentaje de microporosidad que pueda sumarse a la porosidad efectiva calculada.

only basic and special geophysical records, but also the support of basic and specialized rock-sample analysis (nucleus and/or channel samples). These enabled the literal "visualization" and estimation of quantification as precise as possible of the percentage of total porosity constituted by microporosity. It was also possible to observe the degree of potential connectivity with the rest of the porous system by diagenetic and/or cinematic events, either syngenetic or delayed.

The reservoirs' complexity

Part of the characteristic complexity of carbonate reservoirs lies in the rock-fluid interaction of this particular porous system that constitutes microporosity. This is because, within the rock factory that comprises this lithotype, two phases of fluids normally coexist in equilibrium: the hydrocarbons emplaced in the micropores and the water absorbed by capillarity around the grains or crystals, which may also occupy part of the micropores.

This generates the presence of a mostly irreducible volume of water within the reservoir, which therefore makes it "non-productive" under controlled management of the reservoir production. This physical



Lodolita
(Mudstone)



Caliza lodosa
(Wackstone)



Caliza granular lodosa
(Packstone)

Con esto se pueden lograr importantes beneficios, como sustentar con más precisión la toma de decisiones en la selección de plataformas en un ambiente de alta energía (rampa interna) para el Jurásico Superior Kimmeridgiano. No obstante, es importante señalar que en ocasiones se llega a desarrollar, dentro de la matriz de estas rocas, procesos de neomorfismo agradable de calcita micrítica a microesparita. A su vez, implican un proceso reversivo en términos de calidad de roca, ya que se pierde porosidad debido a que el mosaico textural se va compactando por el crecimiento inherente de los microcristales obstruyendo la porosidad original.

Conclusiones

La microporosidad en una roca carbonatada constituye un litotipo de características muy particulares en términos de ocurrencia, morfología e impacto en la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos. Es importante señalar que, para que los hidrocarburos almacenados en este tipo de porosidad tengan movilidad en el yacimiento de que se trate, deben de ser del tipo aceite ligero, superligero, gas o condensado.

Cuando la microporosidad se encuentra en un yacimiento, ésta representa una importante contribución a la producción acumulada de un pozo y/o campo. Por lo tanto, la metodología propuesta en este trabajo para su estimación volumétrica, ayudará a precisar con mayor certidumbre el cálculo del volumen original de hidrocarburos y sus reservas asociadas.

condition of the presence of a volume of water emplaced in the micropores abnormally affects resistivity readings.

Consequently, their values are reduced below both, the areas with better rock quality with the presence of mobile hydrocarbons, and the compact areas where the resistivities tend to be considerably higher in both cases. In this way, the effect of microporosity on petrophysical modeling by having a real resistivity value decreasing, and normally high total porosities (in the order or above 10%), logically leads to a calculation guided towards high water saturation.

To compensate or correct these results, it is of great technical value to have special geophysical records. These include nuclear magnetic resonance and electrical imaging, as well as thin-film petrography, SEM, and EDS analysis.

Benefits of the study

Thanks to the above, there will be elements to:

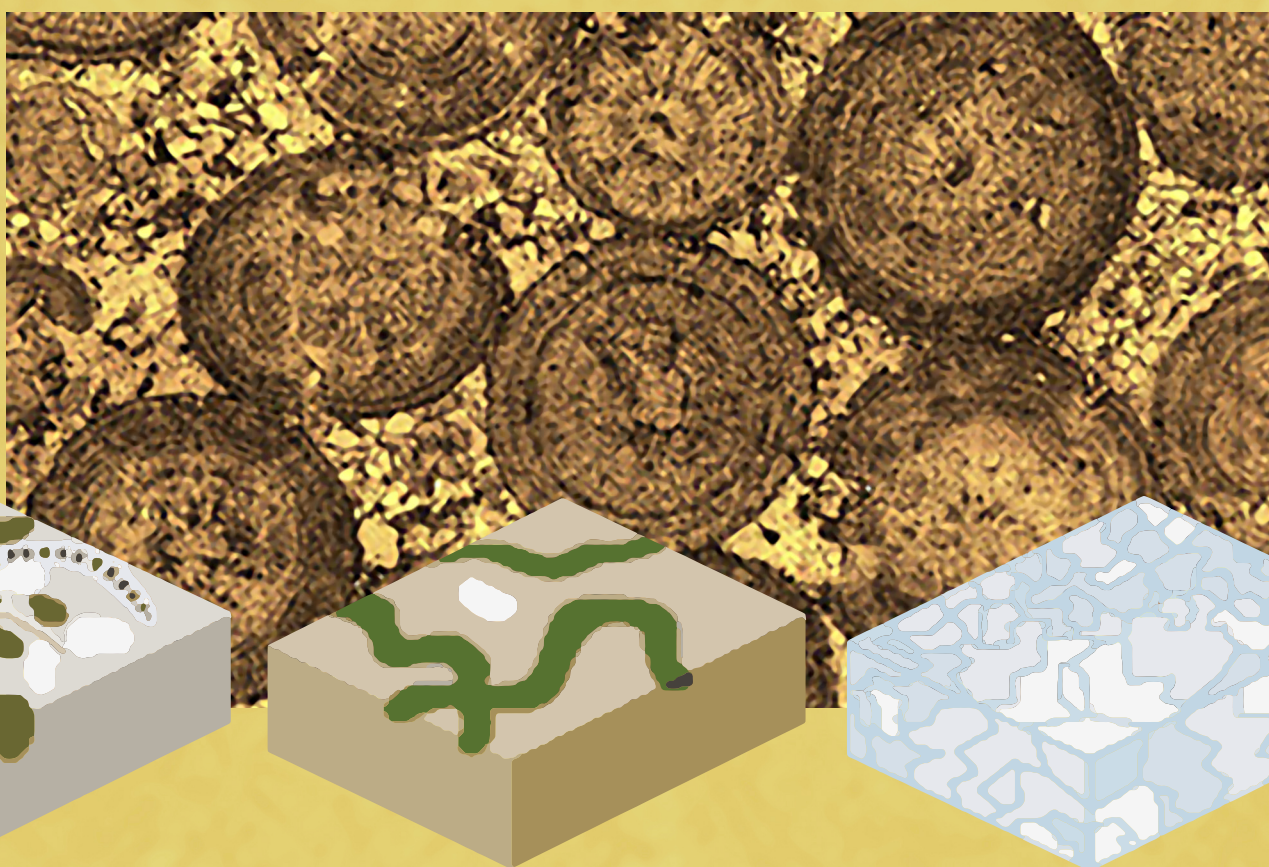
- Evaluate the percentage of total porosity constituted of microporosity.
- Assess the degree of microporosity's connectivity with the rest of the matrix and secondary porosity systems.
- Analyze the percentage of microporosity that can be added to the calculated effective porosity.

Important benefits can be achieved with this, such as supporting more accurate decision making in the selection of platforms in a high energy environment (internal ramp) for the Kimmeridgian Upper Jurassic. However, it is important to highlight that sometimes it is possible to develop, within the matrix of these rocks, processes of pleasant neomorphism from micritic calcite to microsparite. At the same time, they imply a reversal process in terms of rock quality, since porosity is lost due to the compacting of the textural mosaic by the inherent growth of the microcrystals obstructing the original porosity.

Conclusions

Microporosity in a carbonate rock constitutes a lithotype of very particular characteristics in terms of occurrence, morphology, and impact on the hydrocarbon storage capacity. It is important to mention that, to grant the mobility of hydrocarbons stored in this type of porosity in a given reservoir, they must be a type of light oil, superlight, gas, or condensate.

When microporosity is found in a reservoir, it represents an important contribution to the accumulated production of a well and/or field. Therefore, the methodology proposed in this article for its volumetric estimation will help to calculate with added certainty the original volume of hydrocarbons and their associated reserves.



Caliza granular
(Grainstone)

Biolitita
(Boundstone)

Cristalina
(Crystalline)

Inyección de agua en el campo Agua Fría del Paleocanal de Chicontepec

Water injection in the Agua Fría field of Paleocanal Chicontepec

Autores / Authors : José de Jesús Vargas Hernández, Víctor Alfonso Valdés Barajas y Oscar Osorio Peralta

El trabajo de inyección de agua permitió encontrar nuevas estrategias de recuperación. Dicho descubrimiento ayudó a recobrar, de manera técnica y económica, mejores volúmenes de aceite.

El campo Agua Fría (AGF) se localiza en la parte central del Paleocanal de Chicontepec. El cual se caracteriza porque en él se explotan yacimientos con bajo factor de recuperación asociados, principalmente, a la baja permeabilidad y complejidad geológica. En dicho campo se han realizado esfuerzos por implementar procesos de recuperación secundaria; tales como la Prueba piloto de inyección de agua (1999) y la Implementación de la inyección de agua (2008).

Sin embargo, la ejecución de las pruebas no permitió definir registros positivos para determinar resultados favorables en su implementación. Como consecuencia, la reserva 3P de Chicontepec sufrió un ajuste a la baja del 27% en el 2014. Lo anterior debido a que estaba soportada en la masificación de procesos de recuperación secundaria.

Este trabajo presenta el análisis actual de presión, producción y afinidad en el agua producida-inyectada. Dicha revisión sugiere el impacto positivo de la inyección de agua en áreas cercanas a los arreglos de inyección establecidos. Lo anterior a pesar de que tales áreas no habían sido consideradas en la evaluación de resultados de la prueba.

De igual forma, el trabajo incluye una propuesta de reacondicionamiento a los arreglos de inyección actuales aprovechando la infraestructura disponible. Esto con el objetivo de incrementar el factor en los campos de Chicontepec.

Campo de análisis

El campo AGF es productor de aceite (15-35 °API) con un área de 112 kilómetros. Inició su producción en el 1969 con el pozo Agua Fría -1. Explora areniscas del terciario pertenecientes al Paleocanal de Chicontepec con valores de 7-12% de porosidad y 0.3-2 md de permeabilidad. Por lo tanto, fue necesario realizar estimulaciones, en este caso de fracturamiento hidráulico, para incrementar la productividad.

The water injection work enabled the development of new recovery strategies. This discovery helped to recover, technically and economically, better volumes of oil.

The Agua Fría (AGF by its acronym in Spanish) field is located in the central part of the Paleocanal of Chicontepec. It is characterized by the exploitation of deposits with a low recovery factor associated mainly with low permeability and geological complexity. In this field, efforts to implement secondary recovery processes have been made, such as the Pilot Test of Water Injection (1999) and the Implementation of Water Injection (2008).

However, the execution of the tests did not permit the definition of positive records to determine favorable results in their implementation. As a result, the Chicontepec 3P reserve was downgraded by 27% in 2014. This was because it was supported in the massification of secondary recovery processes.

This paper presents the current analysis of pressure, production, and affinity in the produced-injected water. This review suggests the positive impact of water injection in areas close to the established injection arrangements. The above even though such areas had not been considered in the evaluation of test results.

The work also includes a proposal for reconditioning the current injection arrangements to take advantage of the available infrastructure. The objective is to increase the factor in the Chicontepec fields.

Field analysis

The AGF field is an oil producer (15-35 °API) with an area of 112 kilometers. It started its production in 1969 with the Agua Fría -1 well. It exploits tertiary sandstones belonging to the Paleocanal of Chicontepec with values of 7-12% porosity and 0.3-2 md of permeability. Therefore, it was necessary to carry out stimulations, in this case of hydraulic fracturing, to increase productivity.

The maximum production of the field was 9,560 barrels per day in 2004. Currently, the field has 447 drilled wells, producing 3,842 barrels per day of oil and an accumulated production of 54.24 million barrels for a recovery factor of 6.12%. This places it as the third largest accumulated production

En 2014 se documentó como no exitosa la implementación de la prueba de inyección de agua. Por tal motivo, la reserva posible documentada sufrió una reducción del 27 %, en el entonces Activo Producción Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec).

Existen áreas que no fueron consideradas en la conceptualización de la prueba y, por lo tanto, no fueron monitoreadas. Sobre tales áreas existen datos de presión y producción que reflejan el impacto positivo de la inyección. También se observaron resultados favorables en áreas desarrolladas posteriormente del inicio de la inyección en 2008.

Conclusiones

Después del estudio se concluyó que el factor de recuperación de los yacimientos que comprenden el paleocanal de Chicontepec -asociado a su volumen original documentado-, definió y estableció estrategias de recuperación adicional. Tales estrategias permitieron recuperar de manera técnica y económica mejores volúmenes de aceite.

Es importante mencionar que la prueba de inyección de agua congénita iniciada en 2008 fue documentada como no exitosa. Tal resultado se dio debido a que no se contemplaron áreas desarrolladas posteriormente a la inyección. En dichas áreas, la presión y calidad del agua producida indicaron una afinidad con el agua que actualmente se inyecta. Debido a este dictamen, el seguimiento de la prueba fue abandonado.

Se observaron producciones de agua y aceite, de la mano de mantenimiento de presión, distintas a tendencia de Chicontepec. Esto ocurrió en zonas cercanas a la inyección desarrolladas después de 2008, las cuales no habían sido consideradas en el planteamiento inicial.

Se propuso una readecuación a los arreglos de inyección establecidos en 2008. En dicha adaptación está programado dar seguimiento y monitoreo continuo a los avances de los frentes de agua. De igual forma se dará seguimiento a las presiones en los pozos inyectoros.

Debido a las características y ubicación de la planta de inyección de agua congénita, se generó una red de inyección que impactó a los campos Corralillo, Coapechaca, Agua Fría y Tajín.

Para el futuro, el plantear un reacondicionamiento y seguimiento puntual de presión, producción y una campaña de muestreo permitirá documentar la posibilidad de incrementar el factor de recuperación en los yacimientos de Chicontepec. El cual ha sido el mayor reto técnico de la industria petrolera mexicana.

Finalmente, los resultados de producción y muestreo de agua nos indicaron el impacto positivo de la inyección en el campo Coapechaca, debido a la complejidad geológica presente en Chicontepec. Hoy en día se trabaja en un modelo estático detallado que identifica el volumen de las arenas impactadas, con el fin de asignar un factor de recuperación a los resultados presentados.

in the then Tertiary Gulf Oil Production Asset (Chicontepec).

Some areas were not considered in the conceptualization of the test and, therefore, were not monitored. There are pressure and production data on these areas that reflect the positive impact of the injection. Favorable results were also observed in areas developed after the injection began in 2008.

Conclusions

The study contributed to reach the conclusion that the recovery factor of the deposits comprising the Chicontepec paleochannel -associated with its original documented volume- defined and established additional recovery strategies. Such strategies allowed the technical and economic recovery of larger oil volumes.

It is important to mention that the congenital water injection test started in 2008 was documented as unsuccessful. This result was due to the fact that areas developed after the injection were not considered. In these areas, the pressure and quality of the water produced indicated an affinity with the water currently injected. Due to this opinion, the monitoring of the test was abandoned.

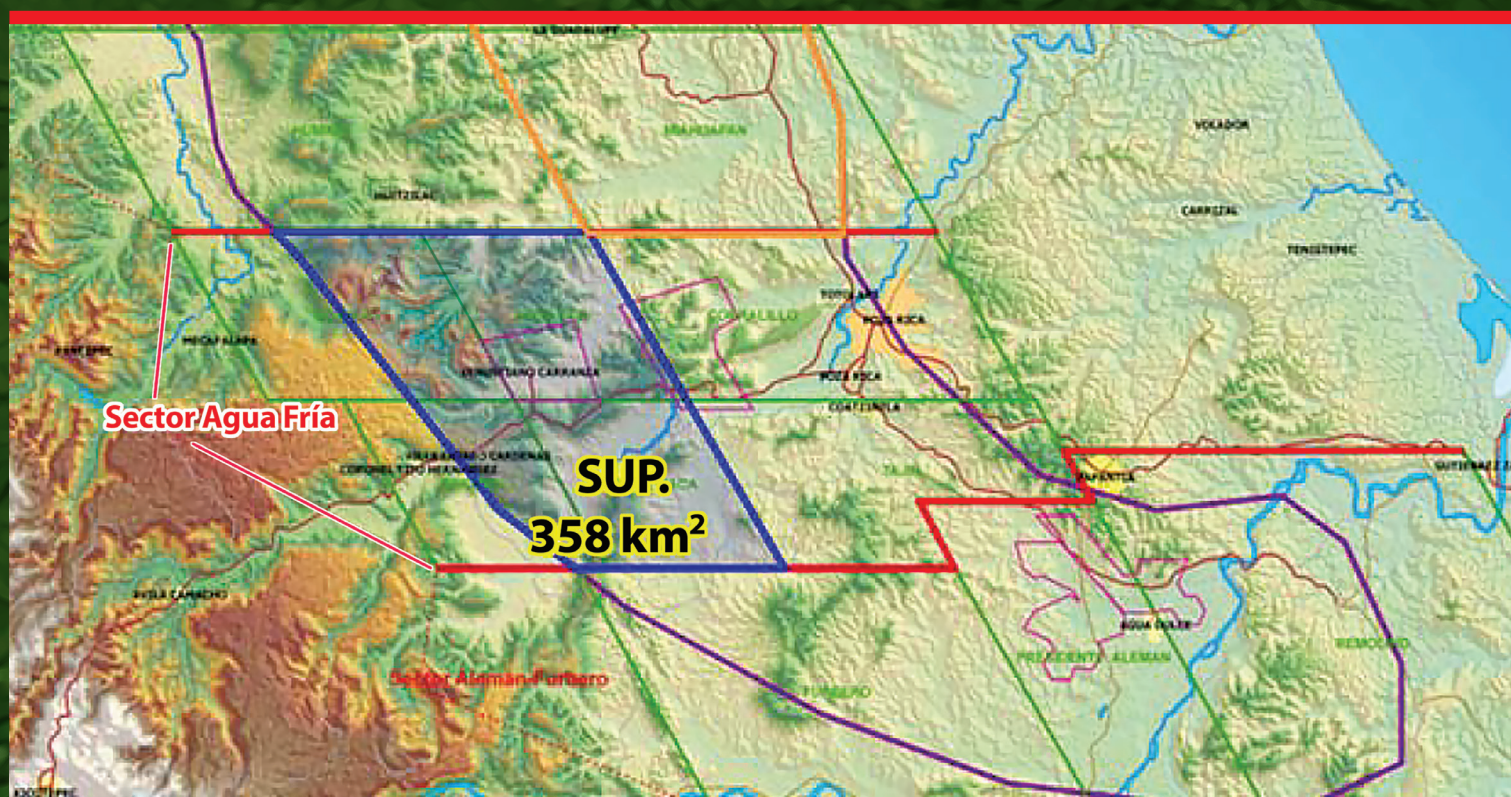
Water and oil productions were observed, in conjunction with pressure maintenance, different from the Chicontepec trend. This occurred in areas close to the injection developed after 2008, which had not been considered in the initial approach.

Readjustment to the injection arrangements established in 2008 was proposed. This adaptation foresees continuous follow-up and monitoring of the progress of the waterfronts. Likewise, the pressure levels in the injection wells will be monitored.

Due to the characteristics and location of the congenital water injection plant, an injection network that impacted the Corralillo, Coapechaca, Agua Fría, and Tajín fields was generated.

For the future, planning a reconditioning and punctual follow-up of pressure, production, and a sampling campaign will enable the increase of the recovery factor in the Chicontepec fields to be documented. This has been the greatest technical challenge for the Mexican oil industry.

Finally, the production and water sampling results indicated the positive impact of the injection in the Coapechaca field, due to the geological complexity present in Chicontepec. Currently, efforts are concentrated on creating a detailed static model that identifies the volume of the impacted sands, to assign a recovery factor for the presented results.





Congreso Mexicano del Petróleo

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



“Soberanía energética con Contenido Nacional”

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

Eventos sociales, culturales y deportivos

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

Stands, inscripciones y reservaciones
www.congresomexicanodelpetroleo.com

Diamante

Bronce

