

VOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 45
Septiembre 2020

PETROLERA



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

**Diseño de inyección de
agua en un yacimiento
naturalmente
fracturado**

*Water injection
design in a naturally
fractured reservoir*

**Control de gas
y agua en pozos
del campo Akal**

*Gas and water
control in Akal
field wells*

'Big Oils': nueva ruta hacia la neutralidad de carbono

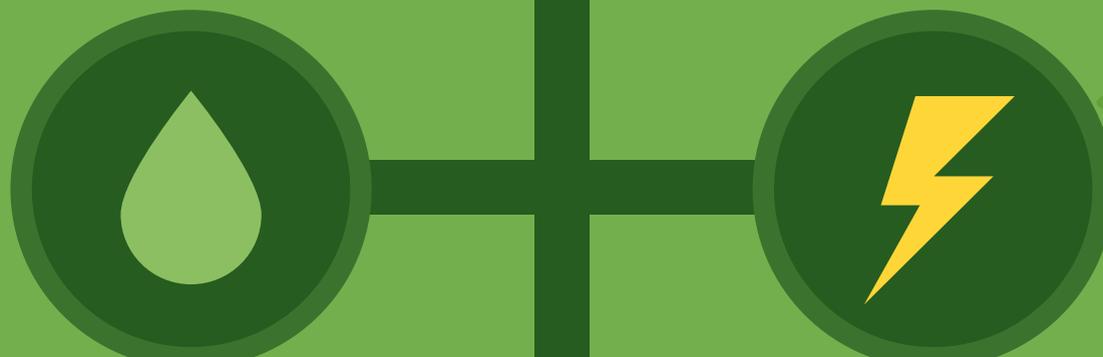
*'Big Oils': new path towards
carbon neutrality*

**Estimación de la
compresibilidad
total**

*Estimation of total
compressibility*

**Metodología
para generar
movimiento
de equipos**

*Methodology to
generate equipment
movement*







Estimados Colegiados:

Sin duda alguna, los efectos de la pandemia han subrayado las áreas de oportunidad y desafíos para nuestra industria. A raíz de los cambios en el contexto internacional, han cobrado mayor relevancia las innovaciones tecnológicas para optimizar y replantear proyectos de producción. Sin embargo, es necesario incorporarlas estratégicamente para asegurar el capital y objetivos de las empresas.

Una correcta orientación implica estudios y análisis de las metas nacionales, pero también de la tendencia internacional. En este sentido, la sostenibilidad, la eficiencia energética y la descarbonización constituyen los horizontes que marcarán el rumbo energético en los próximos años.

Además, puesto que las prioridades de los planes de inversión han cambiado, es necesario enfocarse en aquellas regiones y recursos en los que México es privilegiado. Nuestro país es rico en biodiversidad y su ubicación geográfica facilita la obtención de distintos tipos de hidrocarburos y fuentes de energía y comercio. Por otro lado, hace falta impulsar su aprovechamiento, área en la cual las capacidades y talento de los ingenieros petroleros entran en juego.

A nivel nacional, las metas de producción se han mantenido, pues otras industrias necesitan del petróleo, el cual además contribuye a la autosuficiencia energética y representa una oportunidad para el crecimiento económico y abastecimiento confiable. No obstante, en el plano internacional, se ha estimado una recuperación lenta de la demanda y se proyecta que continúen los recortes de producción petrolera.

Como consecuencia, es necesario buscar una conjunción entre la perspectiva global y nacional. De esta manera, será posible alcanzar la soberanía energética sin dejar a un lado la responsabilidad con el medio ambiente.

Dear Collegiate:

Undoubtedly, the effects of the pandemic have highlighted opportunity areas and challenges for our industry. As a result of the changes in the international context, technological innovations to optimize and redefine production projects have become increasingly relevant. However, it is necessary to incorporate them strategically to secure the companies' capital and objectives.

A proper orientation implies studies and analysis of national goals and international trends. In this sense, sustainability, energy efficiency, and decarbonization are the horizons that will set the energy course in the coming years.

Besides, since the priorities of investment plans have changed, it is necessary to focus on those regions and resources in which Mexico is privileged. Our country is rich in biodiversity, and its geographical location facilitates the obtention of different hydrocarbon types and sources of energy and trade. Nevertheless, it is necessary to promote its use, an area in which oil engineers' capacities and talent come into play.

At the national level, production goals are still in place because other industries need oil, which also contributes to energy self-sufficiency and represents an opportunity for economic growth and reliable supply. However, at the international level, a slow recovery in demand has been estimated, and projections indicate that oil production cuts will continue.

As a result, it is necessary to seek a conjunction between global and national perspectives. Thus, it will be possible to achieve energy sovereignty without leaving environmental responsibility aside.

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 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:

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

Efraín Mariano
Análisis y redacción / Editing and analysis

Miroslava Fuentes Zacarías
Corrección de estilo y redacción / Style Editing

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



Página 3

Las 'Big Oil' trazan la ruta hacia
la neutralidad de carbono

*The 'Big Oils' trace the path towards carbon
neutrality*

Página 8

Diseño de inyección de agua en
el yacimiento naturalmente fracturado

*Water injection design in the naturally fractured
reservoir*

Página 12

Estimación de la compresibilidad total en
yacimientos naturalmente fracturados

*Estimation of total compressibility in
naturally fractured deposits*

Página 16

Control de gas y agua en pozos del campo Akal
mediante optimización en línea

*Gas and water control in Akal field wells
through online optimization*

Página 20

Metodología para generar movimiento de
equipos en modo probabilista

*Methodology to generate equipment movement
in probabilistic mode*

Las 'Big Oil' trazan la ruta hacia la neutralidad de carbono

The 'Big Oils' trace the path towards carbon neutrality

Ahora que el petróleo ha perdido atractivo en el mercado internacional, las principales petroleras del mundo están acelerando sus proyectos hacia las energías renovables y la neutralidad de sus emisiones de carbono.

Now that oil has lost its appeal in the international market, the major global oil companies are accelerating their projects towards renewable energies and carbon neutrality.

Por / By
Efraín Mariano

Alrededor de 70 países se comprometieron a finales del año pasado a tener cero emisiones de gases con efecto invernadero para 2050, un objetivo fijado por científicos para contener el calentamiento de la Tierra a +1.5°C, en relación con el siglo pasado. Con la irrupción de la pandemia, el compromiso dejó de ser sólo un documento. Ahora es una estrategia integral de los gobiernos y de las principales empresas petroleras, las cuales deberán reinventarse para sobrevivir en un mundo con bajas emisiones de carbono.

At the end of last year, around 70 countries made a commitment to have zero greenhouse gas emissions by 2050, a goal that scientists set to contain global warming to +1.5°C, compared to the last century. With the outbreak of the pandemic, the commitment stopped being just a document. It is now a comprehensive strategy of governments and major oil companies, which will have to reinvent themselves to survive in a low-carbon world.

La neutralidad de carbono, o huella de carbono cero, consiste en que la cantidad de dióxido de carbono que se libera a la atmósfera sea la misma cantidad que se retira; con esto, las emisiones de CO₂ netas son iguales a cero. El término "neutralidad de carbono" es empleado en el contexto de procesos asociados con la emisión de dióxido de carbono, como transporte o producción de energía empleando combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas natural).

En este sentido, los gobiernos están invitando a las compañías, principalmente a las petroleras, a acelerar sus planes hacia la neutralidad de carbono. Las empresas europeas, incluyendo bp, Shell, Total, Eni, Repsol, ExxonMobil y Chevron, han sido las primeras en dar pasos hacia esa dirección. La caída de los precios del petróleo por el impacto de la pandemia en la movilidad mundial las ha persuadido en gran medida a agilizar sus planes hacia proyectos verdes.

La reinención de bp

Bernard Looney, presidente ejecutivo de bp, ha dicho que la petrolera de 111 años de historia se reinventará y dará un giro hacia las energías renovables. "Necesitamos una rápida transición a la neutralidad de carbono. Será sin duda un reto, pero también una oportunidad fabulosa", afirmó Looney.

Entre sus primeros proyectos se encuentra la asociación con la petrolera noruega Equinor, que busca un desarrollo conjunto de parques de energía eólica marina en las costas de Nueva York y Massachusetts. La empresa británica aportará al proyecto 1,100 millones de dólares y planea multiplicar sus inversiones en energías con poca emisión de carbono de aquí al 2030.

"Es una primera etapa en nuestra estrategia y transición para convertirnos en una verdadera empresa energética integrada", resaltó Bernard Looney. Además, recientemente agregó que ya no buscan que bp sea considerado un "grupo petrolero", sino un "grupo energético".

Shell y su apuesta integral

El plan de Shell es quizás el más ambicioso. La angloholandesa anunció la construcción de un gran parque eólico en las costas de Países Bajos. Su estrategia también apunta a vender petróleo sólo a clientes que tengan los medios para eliminar o compensar sus emisiones.

Carbon neutrality, or zero carbon footprint, means that the amount of carbon dioxide released into the atmosphere and the amount withdrawn is the same; thus, net CO₂ emissions can be zero. The term "carbon neutrality" is used in the context of processes associated with carbon dioxide emissions, such as transportation or energy production using fossil fuels (coal, oil, or natural gas).

In this sense, governments are inviting companies, mainly oil companies, to accelerate their plans towards carbon neutrality. European companies, including bp, Shell, Total, Eni, Repsol, ExxonMobil and Chevron, have been the first to take steps in this direction. The drop in oil prices due to the impact of the pandemic on global mobility has largely persuaded them to accelerate their plans for green projects.

The reinvention of bp

Bernard Looney, executive president of bp, has said that the oil company with 111 years of history will reinvent itself and turn towards renewable energies. "We need a rapid transition to carbon neutrality. It will certainly be a challenge, but also a fabulous opportunity," said Looney.

Among its first projects is a partnership with Norwegian oil company Equinor, which is seeking joint development of offshore wind farms off the coast of New York and Massachusetts. The British company will contribute \$1.1 billion to the project and plans to multiply its investments in low-carbon energy by 2030.

"This is a first step in our strategy and transition to become a truly integrated energy company," said Bernard Looney. In addition, he recently added that they are no longer looking for bp to be considered an "oil group", but an "energy group".



“No es fácil dirigir una empresa de petróleo cuando las personas dejan de necesitarlo de repente”, señaló Ben Van Beurden, CEO de Shell. Igualmente, insistió en que ya no dirige una compañía petrolera, sino que avanza hacia una empresa energética. Para lograrlo, la compañía tiene previsto destinar al menos 1,000 millones de dólares con el fin de ampliar su cartera de renovables este año y alcanzar un máximo de 3,000 millones para finales de 2021.

Total va por eólica marina

La francesa Total firmó un acuerdo con SSE Renewables para adquirir el 51% de participación en el proyecto de parque eólico marino Seagreen 1, el cual será el más grande de Escocia. El pago inicial ascendió a 70 millones de libras.

La instalación estará diseñada para cubrir las necesidades energéticas de alrededor de un millón de hogares y comenzará a producir electricidad renovable a partir de finales del 2022. “Total construye una fuerte posición en el mercado de la energía eólica marina más grande del mundo, al convertirse en un accionista mayoritario en el proyecto Seagreen 1, uno de los mayores parques eólicos marinos del Mar del Norte del Reino Unido”, valoró Patrick Pouyanné, presidente y director general de Total.

A principios de año, Total, que es propietaria de un fabricante de baterías, invirtió también en energía solar en España. Asimismo, compró la cartera de clientes de electricidad y gas natural a EDP, Shell y bp para ampliar su negocio de carga de vehículos eléctricos.

Repsol apunta hacia la neutralidad

La española Repsol se ha planteado varias metas de reducción en su indicador de intensidad de carbono sobre la base del 2016. Las disminuciones serán del 10% en 2025, del 20% en 2030 y del 40% en 2040, para avanzar hacia las cero emisiones netas de CO2 en 2050.

Shell and its integral bet

Shell's plan is perhaps the most ambitious. The Anglo-Dutch company announced the construction of a large wind farm off the coast of the Netherlands. Its strategy also aims to sell oil only to customers who have the means to eliminate or offset their emissions.

"It's not easy to run an oil company when people suddenly stop needing it," said Ben Van Beurden, Shell CEO. He also insisted that he no longer runs an oil company, but is moving toward an energy company. To achieve this, the company plans to allocate at least \$1 billion to expand its renewables portfolio this year and reach a maximum of \$3 billion by the end of 2021.

Total goes for offshore wind

The French company Total signed an agreement with SSE Renewables to acquire a 51% stake in the Seagreen 1 offshore wind farm project, which will be the largest in Scotland. The initial payment reached 70 million pounds.

The facility will be designed to meet the energy needs of around one million homes and will begin producing renewable electricity by the end of 2022. "Total is building a strong position in the world's largest offshore wind energy market by becoming a majority shareholder in the Seagreen 1 project, one of the largest offshore wind farms in the UK North Sea," said Patrick Pouyanné, Chairman and CEO of Total.

At the beginning of the year, Total, which owns a battery manufacturer, also invested in solar energy in Spain. It also bought the electricity and natural gas customer portfolio from EDP, Shell and bp to expand its electric vehicle charging business.

Repsol aims for neutrality

The Spanish company Repsol has set several reduction targets in its carbon intensity indicator based on 2016. The reductions will be 10% in 2025, 20% in 2030 and 40% in 2040,



Igualmente, estima alcanzar al menos el 70% de reducción de emisiones netas para ese año y se compromete a aplicar las mejores tecnologías para elevar esta cifra, incluyendo la captura, utilización y almacenamiento de CO₂. Por el momento, Repsol ya inició la construcción del primero de sus tres parques fotovoltaicos presupuestados con una inversión de unos 600 millones de euros.

Objetivos ambiciosos de Eni

En el caso de Eni, los objetivos se aplican a sus operaciones y ventas, incluyendo las de terceros, por lo que apunta a un alcance más amplio de sus emisiones. Los objetivos combinan reducciones de intensidad con el objetivo final de reducir sus emisiones en un 80% para 2050.

Lo anterior hace que su estrategia cero emisiones sea una de las más ambiciosas. "Considerado la posibilidad de que la pandemia tenga un impacto duradero en la economía global y el escenario energético, Eni ha revisado su visión de los fundamentos del mercado hacia proyectos verdes", informó la petrolera.

Chevron desarrollará proyectos de energía renovable

La estadounidense inició significativas inversiones en el rubro de energía eólica y solar, como parte de su estrategia de adaptación hacia un futuro más verde. En este sentido, Chevron alcanzó un acuerdo con Algonquin Power & Utilities Corp. para desarrollar conjuntamente proyectos de energía renovable, los

to move towards zero net CO₂ emissions in 2050.

It also estimates to achieve at least 70% reduction in net emissions by that year and commits to apply best technologies to raise this figure, including CO₂ capture, utilization and storage. Currently, Repsol has already started the construction of the first of its three budgeted photovoltaic parks with an investment of around 600 million euros.

Eni's ambitious objectives

In the case of Eni, the objectives apply to its operations and sales, including those of third parties, so it aims at a wider scope of its emissions. The targets combine intensity reductions with the ultimate goal of reducing its emissions by 80% for 2050.

This makes its zero emissions strategy one of the most ambitious. "Considering the possibility that the pandemic will have a lasting impact on the global economy and the energy scenario, Eni has revised its vision of the market fundamentals towards green projects," the oil company reported.

Chevron will develop renewable energy projects

The U.S. company has initiated significant investments in wind and solar energy as part of its strategy to adapt to a greener future. In this regard, Chevron reached an agreement with Algonquin Power & Utilities Corp. to jointly develop renewable



cuales proporcionarán electricidad a activos estratégicos en toda la cartera global de Chevron.

Según el acuerdo de cuatro años, la empresa planea generar más de 500 megavatios (MW) de su demanda de electricidad actual y futura de instalaciones eólicas y solares. Así, la energía limpia ayudará a alimentar sus instalaciones en Australia Occidental, Argentina, Kazajstán, Texas y Nuevo México.

"Chevron tiene la intención de liderar el futuro de la energía mediante el desarrollo de energía asequible, confiable y cada vez más limpia", destacó Allen Satterwhite, presidente de Chevron Pipeline & Power.

ExxonMobil y sus objetivos a corto plazo

Por su parte, ExxonMobil ha establecido objetivos menos ambiciosos para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a largo plazo, porque aún está trabajando en proyectos de petróleo y gas. Además, la empresa tiene objetivos enfocados en el corto plazo para reducir las emisiones fugitivas de metano.

Mientras define su estrategia hacia la neutralidad de carbono, la petrolera estadounidense está enfocada en proyectos de alta rentabilidad. "Queremos asegurarnos de que estamos bien posicionados para el inevitable repunte a medida que el crecimiento de la demanda supera a la oferta actual", señaló Darren Woods, director ejecutivo de Exxon.

La empresa, al igual que todas las Big Oil, incluyendo la saudita Aramco, firmaron la Iniciativa Climática de Petróleo y Gas (OGCI, por sus siglas en inglés), donde se comprometieron a reducir la intensidad de carbono de sus operaciones a un total de 20 a 21 kilogramos de dióxido de carbono por barril de crudo equivalente para 2025. Eso representa una reducción de hasta 13% desde los niveles de 2017.

energy projects, which will provide electricity to strategic assets across Chevron's global portfolio.

Under the four-year agreement, the company plans to generate more than 500 megawatts (MW) of its current and future electricity demand from wind and solar facilities. Thus, clean energy will feed its facilities in Western Australia, Argentina, Kazakhstan, Texas and New Mexico.

"Chevron intends to lead the energy future by developing affordable, reliable and increasingly clean energy," said Allen Satterwhite, president of Chevron Pipeline & Power.

ExxonMobil and its short-term goals

Meanwhile, ExxonMobil has set less ambitious targets for greenhouse gas emission reduction in the long term, because it is still working on oil and gas projects. In addition, the company has short-term goals for reducing fugitive methane emissions.

While defining its strategy towards carbon neutrality, the U.S. oil company is focused on highly profitable projects. "We want to ensure that we are well positioned for the inevitable rebound as demand growth exceeds current supply," said Darren Woods, Exxon's chief executive officer.

The company, like all Big Oils, including Saudi Aramco, signed the Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), where they agreed to reduce the carbon intensity of their operations to a total of 20 to 21 kilograms of carbon dioxide per barrel of oil equivalent by 2025. That represents a reduction of up to 13 percent from the levels of 2017.



Diseño de inyección de agua en el yacimiento naturalmente fracturado

Autores / *Authors*: Ricardo Toledo Piña, Gerardo Alonso García, Alma Delia Gutiérrez Sánchez, Emilio Antúnez Uribe, Alfredo León García, y Marian Lara Ordaz

La finalidad de este trabajo fue mostrar los análisis para definir la mejor alternativa de explotación al campo Ixtal en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

El campo Ixtal-JSK inició su producción en junio del 2005, con una producción máxima de 126 mil barriles diarios en marzo de 2010. Para abril del 2014, la producción era de 60 mil barriles diarios. Su presión inicial fue de 580 kg/cm², mientras que al comenzar la producción tenía una presión de 550 kg/cm².

El comportamiento dinámico indica que el yacimiento presentó bloques parcialmente comunicados: Bloque NW y Bloque SE. Además, la presión promedio en abril de 2014 para el primer bloque era de 238 kg/cm² y para el segundo bloque era de 343 kg/cm².

Actualmente, el campo Ixtal cuenta con nueve pozos activos y cinco cerrados por presentar alto flujo fraccional de agua. Para realizar el trabajo construimos un modelo de simulación del yacimiento composicional de doble porosidad, el cual permitió simular los escenarios de explotación:

- a) Agotamiento natural (con reparaciones mayores y perforación de pozos nuevos)
- b) Inyección de gas natural
- c) Inyección de agua
- d) Inyección de N₂.

Water injection design in the naturally fractured reservoir

This work aimed to show the analyses to define the best exploitation alternative to the Ixtal field in the Kimmeridgian Upper Jurassic formation (JSK, by its acronym in Spanish).

In June 2005, the Ixtal-JSK field started its production, with a maximum output of 126 thousand barrels per day in March 2010. By April 2014, production was 60 thousand barrels per day. Its initial pressure was 580 kg/cm², while at the beginning of the production, it had a pressure of 550 kg/cm².

The dynamic behavior indicates that the reservoir presented partially communicated blocks: NW and SE Blocks. Furthermore, for the first block, the average pressure in April was 238 kg/cm², and for the second, it was 343 kg/cm².

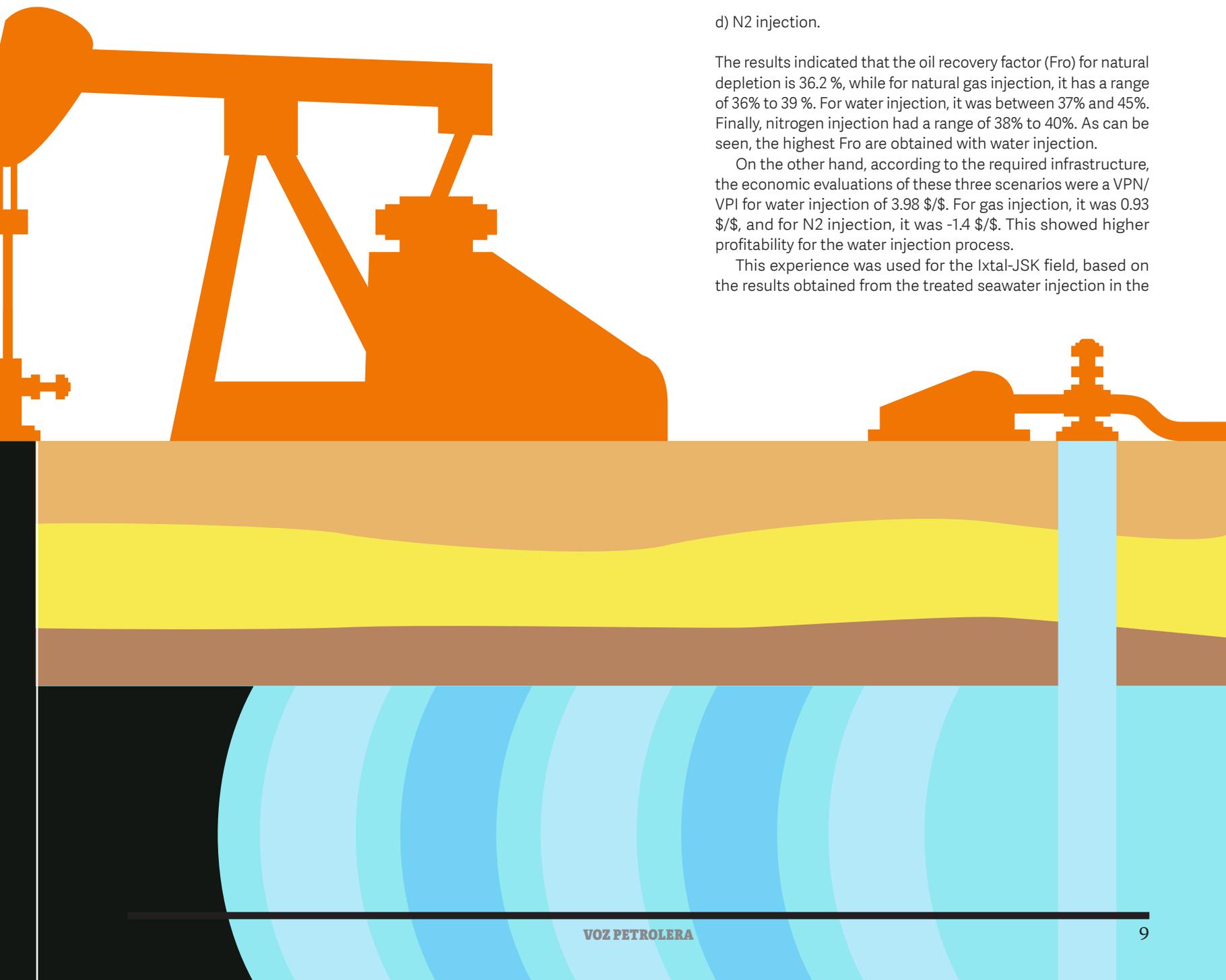
Currently, the Ixtal field has nine active wells and five closed due to high fractional water flow. We constructed a simulation model of the compositional reservoir of double porosity to carry out the work, which allowed us to simulate the exploitation scenarios:

- a) Natural depletion (with major repairs and drilling of new wells)
- b) Natural gas injection
- c) Water injection
- d) N₂ injection.

The results indicated that the oil recovery factor (Fro) for natural depletion is 36.2 %, while for natural gas injection, it has a range of 36% to 39 %. For water injection, it was between 37% and 45%. Finally, nitrogen injection had a range of 38% to 40%. As can be seen, the highest Fro are obtained with water injection.

On the other hand, according to the required infrastructure, the economic evaluations of these three scenarios were a VPN/VPI for water injection of 3.98 \$/\$. For gas injection, it was 0.93 \$/\$, and for N₂ injection, it was -1.4 \$/\$. This showed higher profitability for the water injection process.

This experience was used for the Ixtal-JSK field, based on the results obtained from the treated seawater injection in the



Los resultados indicaron que el factor de recuperación de aceite (Fro) por agotamiento natural es de 36.2 %; mientras que para la inyección de gas natural tiene un rango de entre 36% al 39 %. Para la inyección de agua resultó un rango de entre 37% al 45 %. Finalmente, la inyección de nitrógeno tuvo un rango de 38% a un 40%. Como se puede observar, los mayores Fro se obtienen con la inyección de agua.

Por otro lado, las evaluaciones económicas de estos tres escenarios, de acuerdo con la infraestructura requerida, fue de un VPN/VPI para la inyección de agua de 3.98 \$/\$, para la inyección de gas fue de 0.93 \$/\$, y para la inyección de N₂ de -1.4 \$/\$. Esto mostró una mayor rentabilidad para el proceso de inyección de agua.

Esta experiencia fue utilizada para el campo Ixtal-JSK, con base en los resultados obtenidos de la inyección de agua de mar tratada en el complejo Abkatun-Pol-Chuc YNF, donde los pozos para la inyección se ubicaron en el acuífero a una distancia aproximada de tres a siete kilómetros del límite de los tres yacimientos.

Por otra parte, de acuerdo con el estudio y el modelo de simulación, se diseñó el proceso de inyección de agua más apropiado. Éste incluyó la perforación de tres pozos inyectoros dentro de la zona del acuífero, la inyección de un volumen de 60 mbd de agua de mar tratada, y un periodo de inyección del 2017 al 2031. Con esto, el equipo esperó obtener una producción incremental de aceite atribuible a la inyección de 54.6 mmb, lo cual significa

incrementar el factor de aceite en un 5.2 %.

Asimismo, realizamos un análisis para determinar el efecto en la recuperación de aceite si la aplicación del proyecto se retrasa, inyectando los 60 mbd de agua.

Si la inyección inicia en 2018, 2019 y 2020, los Fro atribuibles disminuyen a 4.7%, 2.6% y 2.7% respectivamente, lo que indica que el proyecto debe de iniciarse lo más pronto posible.

Abkatun-Pol-Chuc YNF complex, where the injection wells were located in the aquifer at a distance of approximately three to seven kilometers from the limit of the three reservoirs.

On the other hand, according to the study and the simulation model, the most appropriate water injection process was designed, which included the drilling of three injection wells within the aquifer zone, the injection of a volume of 60 mbd of treated seawater, and an injection period from 2017 to 2031. With this, the team expected to obtain an incremental oil production attributable to the injection of 54.6 mmb, increasing the oil factor by 5.2 %.

We also conducted an analysis to determine oil recovery's effect if the project application is delayed, injecting the 60 mbd of water. If injection starts in 2018, 2019, and 2020, the attributable Fro decreases to 4.7%, 2.6%, and 2.7%, respectively, which indicates that the project should start soon.

The water injection into naturally fractured reservoirs has long been considered high risk, as there have been several failures due to the intense water movement through the fracture system. This has resulted in a very rapid water rise in producer wells and very low displacement efficiency. This occurs especially when there is a matrix with a deficient flow capacity so that it cannot sufficiently feed the fracture system. In this case, the water cannot penetrate the matrix efficiently.

This can happen for three different reasons:

- 1) The low permeability of the matrix
- 2) Oil-wettable rock
- 3) High injection costs in the injection wells and very nearby production wells.

Conclusions and Recommendations

- The water injection process resulted in an additional oil benefit of 46,000 barrels versus gas injection of 32,000 barrels and, by N₂ injection, 15,000 barrels.
- By water injection, there is a VPN/VPI profitability index of 3.98, higher than the gas injection, which results in 0.93, and N₂ injection, which is -1.4.

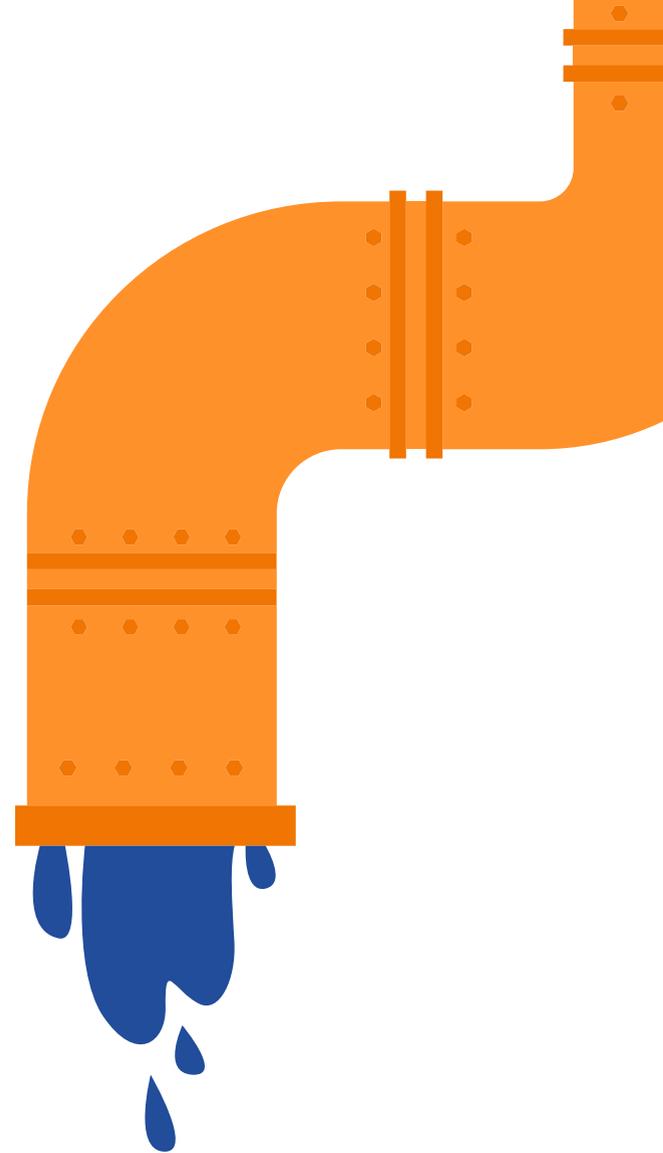
La inyección de agua en los yacimientos naturalmente fracturados se ha considerado por mucho tiempo de alto riesgo, ya que ha habido varios fracasos debido al movimiento intenso del agua por el sistema de fracturas. Esto ha ocasionado surgencia del agua muy rápida en los pozos productores, y una muy baja eficiencia de desplazamiento. Lo anterior ocurre sobre todo cuando hay una matriz con una capacidad de flujo muy baja, de tal manera que no puede alimentar el sistema de fracturas de una manera adecuada. En este caso, el agua tampoco puede penetrar de una manera eficiente en la matriz.

Lo anterior puede suceder por tres diferentes razones:

- 1) Baja permeabilidad de la matriz
- 2) Roca mojada por aceite
- 3) Altos gastos de inyección en los pozos inyectoros y pozos productores muy cercanos.

Conclusiones y Recomendaciones

- El proceso de agua de inyección resultó con mayor beneficio de aceite adicional de 46 mil barriles contra la inyección de gas que es de 32 mil barriles y por inyección de N₂ de 15 mil barriles.
- Mediante la inyección de agua hay un índice de rentabilidad VPN/VPI de 3.98, mayor que el de la inyección de gas, que resulta en 0.93, y la inyección de N₂, que es de -1.4.
- Se obtiene un mayor índice de rentabilidad VPN/VPI mediante la inyección de agua que por la inyección de gas de 3.98, que es de 0.93, y la inyección de N₂ con -1.4.
- La inyección de agua es la mejor opción para implantar una recuperación secundaria a través de tres procesos de inyectoros y 60 mil barriles diarios. En consecuencia, habrá un factor de recuperación de aceite de 41.4%, el cual es mayor que el esperado por agotamiento natural de 36.2%, es decir, se obtiene un factor de recuperación de aceite de recuperación de 5.2%.
- Se recomienda realizar una prueba piloto antes de la aplicación del proceso de inyección, debido a la incertidumbre geopolítica que existe en la propuesta para la inyección de agua.
- Es importante señalar que se debe considerar el inicio de un proceso de inyección de agua a la brevedad posible, debido a que ésta pierde oportunidad, ya que para el caso de inyección de 60 mil barriles diarios, con inicio en 2017, se tiene un factor de recuperación de aceite atribuible de 5.2%. Si el proceso se retrasa hasta el 2019, el proceso de recuperación del aceite atribuible es de hasta un 2.6%.
- Se recomienda que se integre un grupo multidisciplinario para continuar rediseñando el mejor proceso de recuperación secundaria o mejorada al campo Ixtal, ya que estos procesos son dinámicos y van cambiando con el comportamiento del yacimiento; así como por las tomas de decisiones en las intervenciones de los pozos y modificaciones de las instalaciones.



- Water injection is the best option to implement a secondary recovery through three injector processes and 60 thousand barrels per day. Consequently, there will be an oil recovery factor of 41.4%, which is higher than the expected from natural depletion of 36.2%. Therefore, an oil recovery factor of 5.2% is obtained.
- A pilot test is recommended before applying the injection process, due to the geopolitical uncertainty in the proposal for water injection.
- It is essential to point out that the start of a water injection process should be considered as soon as possible, because it loses the opportunity, since for the case of 60 thousand barrels per day injection, beginning in 2017, there is an attributable oil recovery factor of 5.2%. If the process is delayed until 2019, the attributable oil recovery process is up to 2.6%.
- It is recommended to integrate a multidisciplinary group to continue redesigning the best secondary recovery or improved process to the Ixtal field. These processes are dynamic and change with the reservoir's behavior and decision-making in the well interventions and facilities modifications.



Estimación de la compresibilidad total en yacimientos naturalmente fracturados

En un yacimiento petrolero, la dilatación gravitacional inducida causa una compactación o expansión diferencial de sus espacios porosos. La anterior reacción puede ocasionar un incremento o decremento de su presión.

El efecto gravitatorio del Sol, de la Luna y de los planetas del sistema solar afecta a la Tierra, no solo en las partes oceánicas, sino también en las continentales, lo cual provoca las llamadas "mareas terrestres". Este efecto genera una deformación elástica del planeta Tierra.

La correlación entre estos dos efectos (dilatación gravitacional y variación de la presión), permite determinar el producto porosidad-compresibilidad de un yacimiento. En la ingeniería petrolera, la necesidad de obtener valores confiables para esos parámetros se debe a su uso extensivo en las ecuaciones de flujo y de balance de materia. Como consecuencia, es de vital importancia contar con una herramienta adicional que proporcione de una manera más precisa estos valores.

Por las razones anteriores, este trabajo tuvo como principal objetivo desarrollar un programa computacional para el procesamiento de datos de campos medidos durante una prueba de presión, afectados por el potencial gravitacional. Lo anterior, con la finalidad de determinar la compresibilidad total de la formación en yacimientos naturalmente fracturados.

Introducción

Los yacimientos petroleros son sistemas muy complejos y requieren una gran cantidad de datos para llevar a cabo una determinación física y una evaluación económica de un campo de hidrocarburos, que sean válidas y precisas. Por ello, la obtención de datos confiables es uno de los mayores retos de la ingeniería de yacimientos.

Autores / Authors:
Delia Jeanette Campos López,
Fernando Ascencio Cendejas y Jesús Rivera Rodríguez



Estimation of total compressibility in naturally fractured deposits

In an oil field, the induced gravitational expansion causes differential compaction or expansion of its pore spaces. The above reaction may cause an increase or decrease in its pressure.

The gravitational effect of the Sun, the Moon, and the solar system's planets affects the Earth in the oceanic and continental parts, which causes the so-called "terrestrial tides." This effect generates an elastic deformation of the planet Earth.

The correlation between these two effects (gravitational expansion and pressure variation) makes it possible to determine the porosity-compressibility product of a deposit. In petroleum engineering, the need to obtain reliable values for these parameters comes from their extensive use in the flow and material balance equations. As a consequence, it is vital to have an additional tool that provides these values more precisely.

For the reasons mentioned above, this work's main objective was to develop a computer program to process data from fields measured during pressure tests, affected by the gravitational potential. The above, to determine the formation's total compressibility in naturally fractured deposits.

Introduction

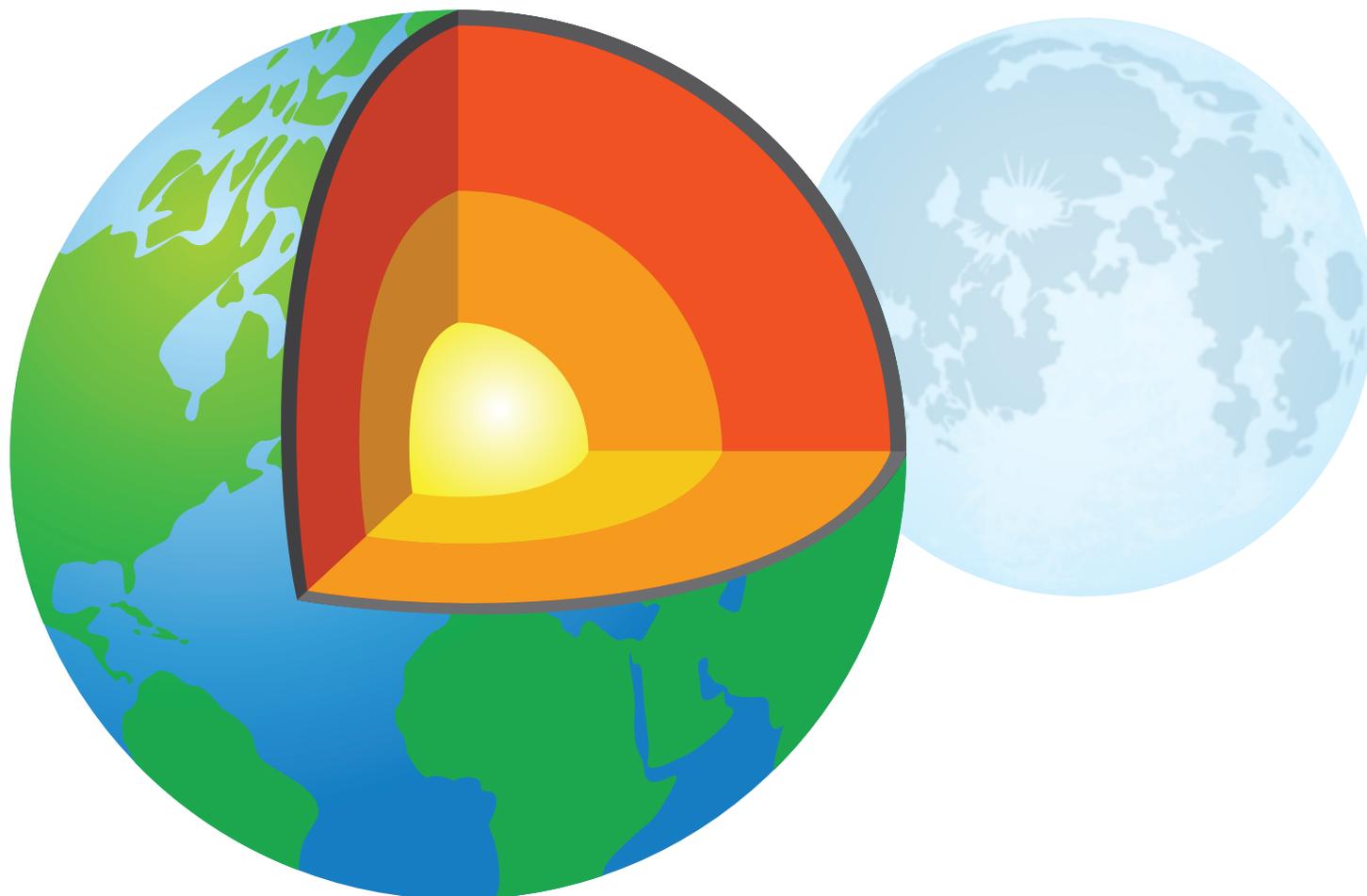
Oil fields are complex systems and require a large amount of data to carry out a valid and accurate physical determination and economic evaluation of a hydrocarbon field. Therefore, obtaining reliable data is one of the biggest challenges in reservoir engineering.

It is necessary to obtain reliable data since it will be used to calculate the values of different parameters, such as balance equations. Thanks to this information, it will be possible to obtain data such as a reservoir's dimension and potential production. Therefore, erroneous values for the calculation of these variables can lead to a misinterpretation of the result.

The deposit's porosity and compressibility are among the two values hardest to obtain. When analyzing data resulting from well pressure tests, it is common to observe unwanted disturbances. Noise is among these disturbances that affect data interpretation, especially in the final periods.

These small disturbances have a defined periodic behavior. This shows that the observed perturbations in the reservoir pressure coincide with the periodic variation in the Earth's gravitational attraction to the Moon and the Sun.





La necesidad de obtener datos confiables se debe a que se utilizarán para calcular valores de diferentes parámetros. Por ejemplo, en las ecuaciones de balance de materia. Gracias a esta información será posible obtener datos como la dimensión y la posible producción de un yacimiento, por lo que valores erróneos para el cálculo de estas variables pueden conducir a una mala interpretación del resultado.

Dos de los valores más difíciles de obtener son la porosidad y la compresibilidad del yacimiento. Al llevar a cabo el análisis de los datos resultantes de las pruebas de presión en los pozos, a menudo se observan perturbaciones inesperadas. El ruido se encuentra entre estas perturbaciones, las cuales afectan la interpretación de los datos, sobre todo en los periodos de tiempo finales.

Estas perturbaciones pequeñas tienen un comportamiento periódico definido. Lo cual permite demostrar que las perturbaciones observadas en la presión del yacimiento coinciden con la variación periódica en la atracción gravitacional de la Tierra por la Luna y el Sol.

La correlación entre estos dos efectos permite determinar el producto de la porosidad-compresibilidad de un yacimiento, como ha sido demostrado por diversos autores en la literatura. Entre ellos se encuentran Arditty y Ramey (1978), Deskin et al. (1991), Chang y Firoozabadi (2000), entre otros.

Trabajos previos

Los fenómenos naturales aportan información para comprender mejor la Tierra. Siempre y cuando, se tenga el interés de explorar esta información. Desde hace mucho tiempo, en la disciplina de la Hidrología, las fluctuaciones en el nivel del agua debidas a la carga atmosférica, las mareas terrestres y los eventos sísmicos en muchos pozos, han sido motivo de estudio. Esto debido a que los pozos de agua sirven como indicadores sensibles de la tensión de la corteza terrestre.

Las primeras observaciones de los cambios en un volumen poroso inducidos por las mareas terrestres se llevaron a cabo analizando las variaciones de altura del fluido en pozos de agua.

Desarrollo del modelo computacional

El modelo a desarrollar está basado en el cálculo del potencial gravitacional tanto para el Sol como para la Luna. La suma de estos potenciales se comparará con las fluctuaciones de presión registradas en un pozo de observación de un yacimiento naturalmente fracturado. Finalmente, se calculará la compresibilidad total de la formación.

The correlation between these two effects allows determining the product of a deposit's porosity-compressibility, as several authors have demonstrated. Among them are Arditty and Ramey (1978), Deskin et al. (1991), Chang and Firoozabadi (2000), among others.

Previous works

Natural phenomena provide information to better understand the Earth as long as there is interest in exploring this information. For a long time, in the discipline of Hydrology, fluctuations in water level due to atmospheric load, land tides, and seismic events in many wells have been studied. The reason for that is that water wells serve as sensitive indicators of the Earth's crust's tension.

The first observations of tide-induced pore volume changes were made by analyzing fluid height variations in water wells.

Developing the software

The model is based on the calculation of the gravitational potential for both the Sun and the Moon. The sum of these potentials will be compared with the pressure fluctuations recorded in a naturally fractured reservoir observation well. Finally, the total compressibility of the formation will be calculated.

In this way, it is possible to observe three fundamental stages that will make up the computational model:

- *Analysis of pressure data
- *Gravitational potential calculation
- *Estimation of the formation's total compressibility

Conclusions

The pressure data analysis carried out in this work showed that it is possible to estimate the formation's compressibility if the background pressure measurements have enough quality. For the wells analyzed, data quality was good enough, and the sinusoidal variations were visible. Similarly, data noise was always perceptible and easy to remove.

De esta manera, es posible observar tres etapas fundamentales que conformarán el modelo computacional:

*Análisis de datos de presión

*Cálculo del potencial gravitacional

*Estimación de la compresibilidad total de la formación

Conclusiones

El análisis de los datos de presión realizado en este trabajo, demostró que es posible hacer buenas estimaciones de la compresibilidad de la formación si las mediciones de la presión de fondo son de suficiente calidad. En el caso de los pozos analizados, la calidad de los datos fue lo suficientemente buena como para que las variaciones sinusoidales fueran claramente visibles. De la misma forma, el ruido de los datos fue siempre perceptible y fácil de remover.

Estas características, sumadas a la posición geográfica de los campos, jugaron un papel importante para lograr una apropiada comparación entre las variaciones sinusoidales de la presión y el potencial gravitacional.

En el estudio fue clara la presencia de un retardo de fase en los datos de presión con respecto a los del potencial, el cual tuvo un efecto secundario en la estimación de la compresibilidad de la formación. Lo anterior hace que la respuesta de presión sea no sólo una función de los valores del potencial actual, sino también de aquellos inmediatamente precedentes.

Por tal motivo, las relaciones entre los picos grandes y los pequeños adyacentes entre la presión y el potencial no se corresponden. Esto, en lugar de ser un obstáculo para el cálculo de compresibilidad, es una prometedora vía para la estimación de parámetros de flujo, tales como la movilidad media del fluido en el yacimiento.

Por lo dicho anteriormente, lejos de llegar a conclusiones definitivas, el trabajo realizado plantea y deja abiertas posibilidades, trabajo por investigar, realizar y mejorar. El propósito es que, en un futuro, la herramienta computacional elaborada pueda ofrecer una herramienta adicional para realizar una caracterización de yacimientos más completa.

These characteristics, coupled with the field's geographical position, played an essential role in achieving an appropriate comparison between the sinusoidal variations in pressure and gravitational potential.

Throughout the study, there was a clear presence of a phase delay in the pressure data in relation to the potential data, which had a secondary effect in estimating the formation's compressibility. This makes the pressure response a function of the current potential values and those that immediately precede them.

For this reason, the connections between the large and small adjacent peaks between pressure and potential do not correspond. This, rather than being an obstacle to compressibility calculations, is a promising avenue for estimating flow parameters, such as the average mobility of the fluid in the reservoir.

Therefore, far from reaching definitive conclusions, the work raises and leaves open possibilities, research to be done, performed, and improved. The purpose is that, in the future, the elaborated computational tool can offer an additional tool to perform a complete reservoir characterization



◆ Aumento del factor de recuperación del aceite en el campo / Increase of the oil recovery factor in the field



Control de gas y agua en pozos del campo Akal mediante optimización en línea

Gas and water control in Akal field wells through online optimization

Autor- / Author:
Octavio Benigno Ramírez

Akal es un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, localizado en la sonda de Campeche. Tiene más de 30 años de explotación y actualmente se encuentra en etapa de declinación.

Akal is a naturally fractured carbonate reservoir, located in the Campeche probe. It has been exploited for more than 30 years and is currently in decline.

El trabajo involucró la inyección de altos volúmenes de gas amargo-nitrógeno para mantener la presión del yacimiento. La declinación de la presión ocasionó fenómenos de conificación de agua y canalización de gas en la zona de aceite, lo que afectó la productividad del pozo e incrementó el aporte de agua y gas.

Con respecto al agua, en las plataformas satélite y en los centros de proceso marinos del Activo de Producción Cantarell (APC) se realizó la separación de agua mediante productos químicos en separadores trifásicos y plantas de deshidratación. A pesar de esto, no se contó con la infraestructura suficiente para separar toda el líquido presente en la mezcla, por lo que se continuó enviando crudo con alto porcentaje de agua.

En el APC hay aproximadamente 195 pozos operando en los diferentes campos, excepto en aquéllos con bombeo electrocentrífugo (EK-Balam-Takín). De este universo, el 50% cuenta con inyección de Bombeo Neumático (BN), el 36% son pozos con alta RGA y el 47% del total producen alto porcentaje de agua.

Producción de gas

En cuando al gas, se producen alrededor de 2000 mmpcd en el Activo de Producción Cantarell. Del total, 60% se reinyecta al yacimiento debido al alto contenido de nitrógeno, el 35% es

The work involved the injection of significant volumes of sour-nitrogen gas to maintain the reservoir pressure. The pressure decline caused water swaging and gas canalization phenomena in the oil zone, which affected the well productivity and increased the water and gas supply.

Regarding water, in the satellite platforms, and in Cantarell Production Asset (APC, by its acronym in Spanish) marine process centers, water separation was performed using chemical products in three-phase separators and dehydration plants. However, there was not enough infrastructure to separate all the liquid in the mixture, so crude oil with a high-water percentage continued being sent.

There are approximately 195 wells in the APC operating in the different fields, except those with electro-centrifugal pumping (EK-Balam-Takín). 50% of this universe has gas lift (BN, by its acronym in Spanish) injection, 36% are wells with high RGA, and 47% produce a high-water percentage.

Gas production

As for gas, about 2000 MMcfd is produced in the Cantarell Production Asset. Of the total, 60% is reinjected into the reservoir because of high nitrogen content, 35% is sent to Ciudad Pemex, and a minimal volume is burned. Simultaneously, day after day, strategies are implemented to increase the rate of gas exploitation.





enviado a Ciudad Pemex y se quema un volumen mínimo; mientras que día tras día se realizan estrategias para incrementar el índice de aprovechamiento de gas.

Sin embargo, un alto volumen de dicho hidrocarburo producido en los pozos causa deficiencia en la separación gas-aceite, altas velocidades en gasoductos, represionamiento en los cabezales y disminución de la presión del yacimiento. Como resultado, se acelera la conificación de agua.

Por lo anterior, es necesario realizar el control de la producción de gas y agua desde el punto de extracción. En este sentido, es posible reducir su porcentaje con mínimas pérdidas de aceite mediante optimizaciones de pozos desde las plataformas satélite.

La optimización de pozos a través de la reducción de la apertura del estrangulador y variación de gas de bombeo neumático, así como el cierre del pozo por un periodo prolongado, facilita operar y extender la vida productiva de los mismos. Igualmente, permite cumplir con los parámetros de calidad del crudo para los contratos de compraventa y con las regulaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) respecto al aprovechamiento de gas.

Desarrollo del Tema

El trabajo describió las metodologías operativas para optimizar los pozos del campo Akal con problemas de alto porcentaje de gas y agua en plataformas marinas del Activo de Producción Cantarell. Lo anterior, con ayuda de un medidor multifásico en línea.

Se utilizaron principalmente tres métodos. El primero consistió en la reducción de la apertura del estrangulador; el segundo fue la optimización de gas de bombeo neumático y, finalmente, el cierre del pozo por un periodo prolongado (producción cíclica).

Principios teóricos

El flujo de hidrocarburos a través de la tubería de producción se realiza bajo diferentes mecanismos de levantamiento.

Flujo natural - Es el flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie, mediante el cual la presión disminuye conforme la mezcla asciende en la tubería de producción. Posteriormente, el gas disuelto es liberado y la densidad del gas libre es más ligera que la del aceite y agua. Por lo tanto, la densidad de la columna es menor. Este fenómeno se presenta en la etapa temprana de explotación del yacimiento, cuando la presión de fondo es capaz de levantar los fluidos hasta la superficie.

However, a high volume of such hydrocarbon produced in the wells causes deficiencies in gas-oil separation, high velocities in pipelines, repression in the headers, and reduced reservoir pressure. As a result, water swaging is accelerated.

Therefore, it is necessary to control gas and water production from the extraction point. In this sense, it is possible to reduce their percentage with minimum oil losses through well optimizations from the satellite platforms.

Optimizing wells by reducing throttle opening and gas lift variation and closing the well for a prolonged period facilitates operation and extends its productive life. Likewise, it allows us to comply with the crude quality parameters for the sale and purchase contracts, and with the National Commission of Hydrocarbons (CNH, by its acronym in Spanish) regulations regarding the gas exploitation.

Development

The work described the operational methodologies to optimize the Akal field wells with a high percentage of gas and water problems on Cantarell Production Asset offshore platforms. The activities were done with a multiphase online measurement system.

Three main methods were used. The first consisted of reducing the throttle opening; the second was the gas lift optimization and, finally, the well's closure for a prolonged period (cyclic production).

Theoretical Principles

The flow of hydrocarbons through the production pipe is done under different lifting mechanisms.

Natural flow - It is the flow from the well bottom to the surface, by which the pressure decreases as the mixture rises in the production pipe. Subsequently, the dissolved gas is released, and the free gas density is lighter than that of oil and water.

Therefore, the density of the column is lower. This event occurs in the early stage of reservoir exploitation when the bottom pressure can lift the fluids to the surface.

High RGA flow (gas from the cap) - This flow occurs when the gas from the cap starts invading the wellhead, which can be originated naturally and/or by injecting gas from the surface to maintain the reservoir pressure.

Flujo por alta RGA (Gas del casquete) - Este flujo se produce al iniciar la invasión del gas del casquete en la boca del pozo, que puede ser originado de manera natural y/o mediante la inyección de gases desde la superficie para mantenimiento de la presión del yacimiento.

Gas de BN - El gas de BN hace la función del gas de formación, que con un cierto volumen inyectado reduce la densidad de la mezcla producida. En el Activo de Producción Cantarell se usa el gas residual compuesto de metano y gas nitrógeno para el levantamiento artificial de producción.

Las caídas de presión que se presentan desde el fondo del pozo hasta la superficie influyen en su comportamiento. Asimismo, la producción depende principalmente del índice de productividad y de la contrapresión en la cabeza del pozo. Mediante un análisis nodal es posible cuantificar previamente las pérdidas de producción al variar las condiciones de operación del pozo.

Actividades para la optimización de pozos

El procedimiento utilizado para la optimización de pozos, así como la evaluación de la producción de aceite, agua y gas, consiste en las siguientes actividades:

1. Identificar el pozo a optimizar. De preferencia, realizar análisis nodal bajo diferentes gastos de inyección y presión en la cabeza del pozo.
2. Programar la optimización del pozo.
3. Es recomendable no realizar movimientos operativos durante la actividad para evaluar la pérdida y/o beneficio de la producción.
4. Alinear el pozo al MFM y aforar por dos horas antes de realizar movimiento.
5. Realizar la modificación del estrangulador y/o inyección de gas de bombeo neumático continuo.
6. Estabilizar el pozo al menos media hora antes de iniciar la medición por dos horas.
7. En caso de no haber pérdida significativa de aceite, continuar con los ajustes hasta lograr el objetivo deseado.
8. Evaluar resultados y generar el informe.

Conclusiones

- Con la optimización de pozos se redujo la producción de gas y agua con mínima pérdida de aceite. En los pozos con RGA > 500 m³/m³ se recomienda retirar gas de BN, ya que no hay afectación en la producción. Es recomendable abrir pozos cíclicos a una presión de estrangulación menor a 1½ pulgadas.
- El método de estrangulamiento de pozos es más efectivo para el control de gas y agua. El método de reducción de gas de BN para control de agua es poco efectivo.
- Para pozos con alto corte de agua > 70%, se recomienda el cierre del pozo por un periodo prolongado. Para pozos con irrupción de gas del casquete (incremento gradual de la RGA), se recomienda retirar BN y estrangular para evitar el incremento del agua

BN Gas - The BN gas functions as the formation gas, which with a specific volume injected, reduce the mixture's density. In the Cantarell Production Asset, the residual gas composed by methane and nitrogen gas is used for the artificial production lift.

The pressure losses that occur from the bottom of the well to the surface influence its behavior. Also, production depends mainly on the productivity rate and the backpressure at the wellhead. Through nodal analysis, it is possible to quantify the production losses as the well-operating conditions vary previously.

Activities for well optimization

The procedure used for well optimization, together with the evaluation of oil, water, and gas production, consists of the following activities:

1. Identify the well to be optimized. Preferably, perform nodal analysis under different injection costs and wellhead pressure.
2. Program the well optimization.
3. It is advisable not to make operational movements during the activity to evaluate the production loss and/or profit.
4. Align the well to the MFM and gauge for two hours before making movement.
5. Perform throttle modification and/or continuous gas lift injection.
6. Stabilize the well at least half an hour before starting the measurement for two hours.
7. If there is no significant oil loss, continue with the adjustments until the desired objective is achieved.
8. Evaluate results and generate the report.

Conclusions

- With the well optimization, gas and water production was reduced with minimum oil loss. In wells with RGA > 500 m³/m³, it is ideal for removing gas from BN, since there is no effect on production. It is recommended to open cyclic wells at a throttling pressure lower than 1½.
- The throttling well method is more effective for gas and water control. The BN gas reduction method for water control is less effective.
- For wells with high water cut > 70%, it is recommended to close the well for a prolonged period. For wells with gas breakout from the cap (a gradual increase of the RGA), it is advisable to remove BN and throttle to avoid water increase.



Metodología para generar movimiento de equipos en modo probabilista

El movimiento de equipos forma parte esencial de la estrategia de crecimiento de la industria. Además, es considerado un elemento fundamental en la planeación de la actividad física y resultados volumétricos esperados; y por ende, en la obtención de los recursos económicos asociados.

Autor / Author: Atilano Felipe Centeno

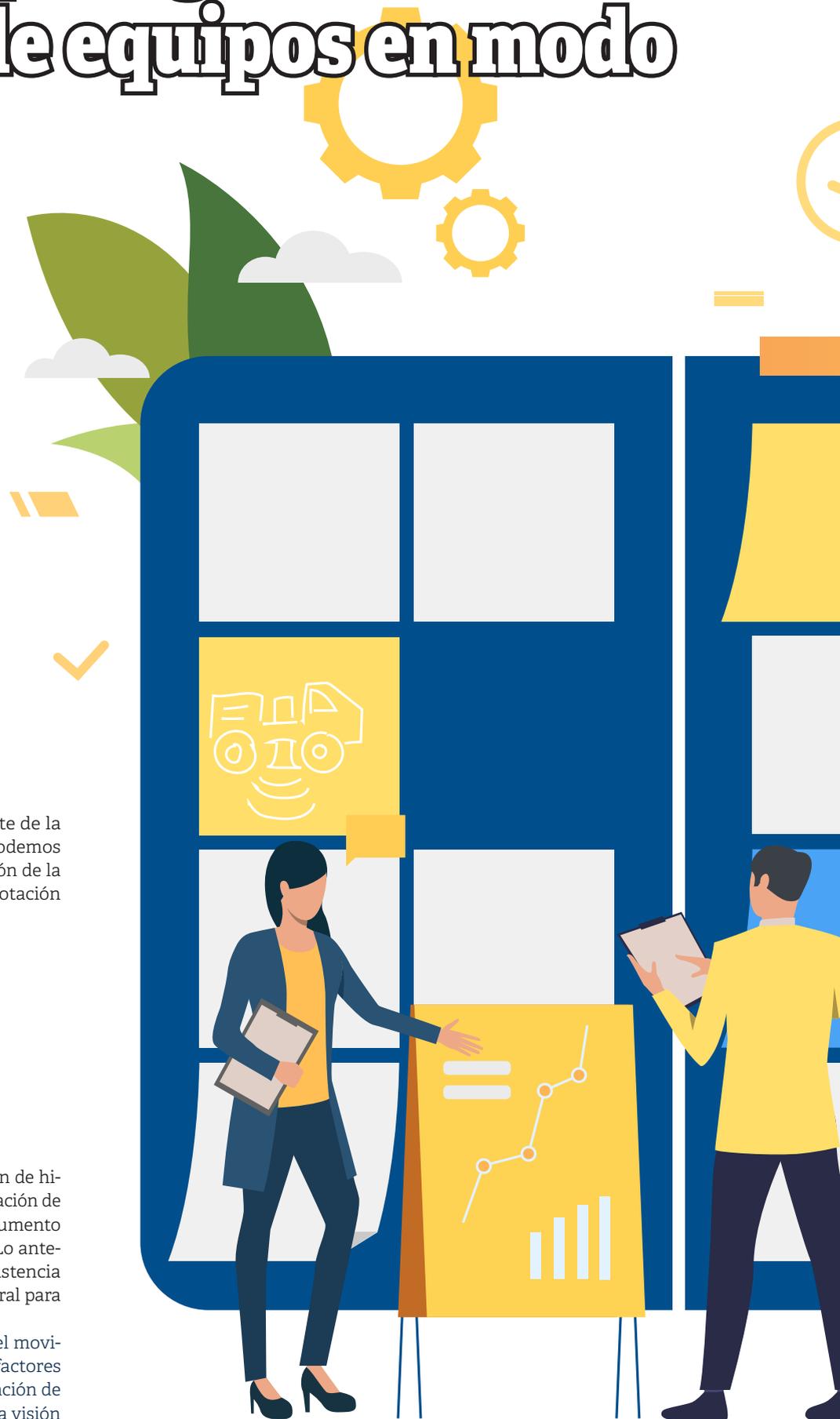
El movimiento de equipos es una actividad recurrente de la estrategia de crecimiento de Pemex. Aquí es donde podemos identificar los dos componentes principales de la misión de la Empresa Productiva del Estado: la exploración y explotación de petróleo y gas natural.

Implícitamente, el movimiento de equipos compromete:

- Terminación de pozos exploratorios
- Incorporación de reservas
- Terminación de pozos de desarrollo
- Terminación de reparaciones de pozos
- Producción asociada a las intervenciones
- Compromisos de exportaciones
- Ingresos asociados a la producción

La intervención de pozos y el mantenimiento de la producción de hidrocarburos representan una fuente regeneradora en la exploración de nuevos yacimientos. En los últimos años se ha apreciado un aumento importante en la inversión para la actividad de perforación. Lo anterior, confirma que se trata de la única forma de validar la existencia de hidrocarburos en el subsuelo y el único medio subestructural para explotar yacimientos.

Uno de los objetivos del presente trabajo fue determinar el movimiento de equipos de forma probabilista, considerando los factores internos y externos que interactúan en la planeación y realización de compromisos oficiales. Estos cálculos permitieron generar una visión de alcance con alta factibilidad de cumplimiento.



Methodology to generate equipment movement in probabilistic mode

Moving equipment is an essential part of the industry's growth strategy. Besides, it is seen as a fundamental element to plan the physical activity, estimate volumetric results, and obtain the associated economic resources.

Equipment movement is a recurrent activity in Pemex's growth strategy. This is where we can identify the two main components of the State's Productive Company's mission: the exploration and exploitation of oil and natural gas.

Implicitly, equipment movement involves:

- Completion of exploratory wells
- Incorporation of reservations
- Development well completion
- Completion of well repairs
- Production associated with interventions
- Export commitments
- Income associated with production

Well intervention and hydrocarbon production maintenance represent a regenerative source in new field exploration. In the last few years, there has been a significant investment increase in drilling activity. The above confirms that this is the only way to validate hydrocarbon presence in the subsoil and the only substructural means to exploit deposits.

One of this work's objectives was to determine equipment movement in a probabilistic manner, considering the internal and external factors that interact in the planning and execution of official commitments. These calculations helped to generate a scope vision with high compliance feasibility.



Establecer metas retadoras relacionadas con la reducción de tiempos de ejecución dificulta alcanzar exitosamente los resultados, aún apoyándose en las nuevas metodologías y tecnologías disponibles. Lo anterior obedece a que todas las acciones requieren madurar, transitando por una curva de aprendizaje que conlleva incertidumbre.

Las variables a considerar son:

- Tipo de intervención (perforaciones, terminaciones, reparaciones mayores, reparaciones menores, mantenimiento a equipos de perforación)
- Tiempo por intervención (asociados a la ejecución del mismo)
- Tiempos de transporte de equipo (tiempo de traslado de una localización a otra)
- Tiempos de espera (durante traslado, afectaciones sociales, por localizaciones no disponibles, entre otros)
- Inicio de nuevas contrataciones (programadas a realizarse en el futuro)
- Edad geológica de la formación (Terciaria, Mesozoica)
- Ubicación de la intervención (terrestre, lacustre, marina)
- Costos por intervención acorde a la compañía (matriz de asignación que al cambiar de equipo modifica los elementos de costos)

Las variables están asociadas con registros documentados previamente; si queremos conocer cuál es el comportamiento de alguna de ellas, el mejor auditor es lo ocurrido en el pasado próximo. Conocer las variables que intervienen en la generación y programación de las actividades inherentes al movimiento de equipo permite evaluar el riesgo y estimar el cumplimiento que nos permita contar con elementos de éxito.

Los resultados se obtienen al aplicar el método de simulación Montecarlo, el cual toma en cuenta los elementos críticos con diferentes incertidumbres y los recursos presupuestales. Considerando el esfuerzo de todos los participantes se puede obtener una banda de probabilidad de éxito, cuya confianza se encuentra registrada en la revisión estadística de lo acontecido.

De esta manera, es posible llevar a buen término el cumplimiento de los programas operativos en el corto plazo, tener una visión a mediano y largo plazo. Adicionalmente, ayuda a atender la estrategia institucional y los lineamientos de órganos reguladores del Gobierno Federal.

Desarrollo del tema

El riesgo y la incertidumbre impiden la precisión en los resultados finales de un evento planeado. Por ello, es necesario integrarlos en el análisis a través de una metodología sistemática capaz de reproducir eventos pasados.

Lo primero que tenemos en la planeación es la jerarquía de los pozos que intervienen, así como los equipos disponibles en un movimiento de equipos. Conocemos el orden en que se deben intervenir. La Figura 1 representa las diferentes acciones que se deben seguir en la secuencia de un equipo con pozos asignados. Además, indica la ruta a seguir en el transcurso del análisis y las posibles variaciones en tiempos, tal y como se presenta en la realidad.

Se aplicó simulación Montecarlo para obtener los valores probabilísticos de cada una de las variables. Además, se utilizó la distribución triangular de probabilidad, con los valores mínimos, máximos y más frecuentes.

Calibración de distribuciones triangulares

Para el caso de las perforaciones y terminaciones de pozos de desarrollo, así como las reparaciones mayores y menores, la calibración de distribuciones triangulares se realiza tomando como fuente la información histórica. Lo anterior, en función de datos por campos almacenados en una aplicación diseñada para tal objetivo. Por otro lado, los tiempos de mantenimiento y los de contratación de equipos también requieren sus propias distribuciones.

La actualización de la distribución debe revisarse de manera periódica, teniendo cuidado de conservar la distribución correcta. Esto obedece a la nueva información que se adiciona como resultado de nuevos pozos y nuevas tecnologías o campos descubiertos que no

Establishing challenging goals related to reducing execution times hinders achieving the desired results, even when relying on new methodologies and technologies. This is because all actions require maturity, traveling through a learning curve that involves uncertainty.

The variables that should be considered are:

- Type of intervention (drilling, completion, significant repairs, minor repairs, maintenance of drilling equipment)
- Time per intervention (associated with the execution of the same)
- Equipment transport times (time spent moving from one location to another)
- Waiting time (during transfer, social affectations, due to unavailable areas, among others)
- Start of new hiring (scheduled to take place in the future)
- Formation's geological age (Tertiary, Mesozoic)
- Location of the intervention (land, lake, marine)
- Costs per intervention according to the company (allocation matrix that when changing equipment modifies the cost elements)

The variables are associated with previously documented records; if we want to know the behavior of any of them, the best auditor is what happened in the near past. Understanding the variables that intervene in the generation and programming of the activities inherent to equipment movement allows us to evaluate the risk and estimate the compliance to have success items.

The results are obtained when applying the Monte Carlo simulation method, which considers the critical elements with different uncertainties and budgetary resources. Considering every participant's effort, it is possible to obtain a success probability band, whose confidence is registered in the statistical revision of what happened.

In this way, it is possible to fulfill the operational programs in the short term, having a medium- and long-term vision. Additionally, it helps to meet the institutional strategy and the Federal Government's regulatory bodies' guidelines.

Developing the topic

Risk and uncertainty hinder the accuracy of the final results of a planned event. Therefore, it is necessary to integrate them into the analysis through a systematic methodology capable of reproducing past events.

The first thing we have in planning is the hierarchy of the wells involved and the equipment available in an equipment movement. We know the order in which they must intervene. Figure 1 represents the different actions that should be taken in the sequence of equipment with assigned wells. It also indicates the route to follow in the course of analysis and possible variations in time, as presented in reality.

Monte Carlo simulation was applied to obtain the probabilistic values of each variable. The triangular probability distribution was also used, with the minimum, maximum, and most frequent values.

Calibration of triangular distributions

In the case of drilling and completion of development wells and major and minor repairs, the triangular distribution calibration is performed using historical information as a source. The above, based on field data stored in an application designed for that purpose. On the other hand, maintenance times and equipment hire also require their distributions.

Distribution updates should be reviewed regularly, seeking to maintain the correct distribution. It is crucial

se encuentren registrados en sus distribuciones. Los valores históricos almacenados se revisan mediante una aplicación que permite seleccionar la intervención, el campo y la edad geológica, así como los tiempos de operación.

Conclusiones

Es posible contar con una herramienta que permita generar programas de movimiento de equipos que:

- Satisfagan los requerimientos de una alta factibilidad de cumplimiento.
- Contengan la administración del riesgo.
- Sean flexibles para efectuar modificaciones basados en los techos presupuestales con factibilidad de ejecución.
- Permitan tomar decisiones de mediano y largo plazo en la actividad física.
- Refuercen la certeza en la incorporación de reservas.
- Contribuyan a la toma de decisiones basada en bandas de factibilidad y no en valores puntuales.

to keep in mind that new information is added due to new wells and new technologies or discovered fields that are not registered in their distributions. The stored historical values are reviewed through an application that permits selecting the intervention, the field, and the geological age and operating time.

Conclusions

It is possible to have a tool to generate equipment movement programs that:

- Satisfy the requirements of high compliance feasibility.
- Include risk management.
- Are flexible to make modifications based on budget ceilings with execution feasibility.
- Enable medium- and long-term decisions in physical activity.
- Reinforce the certainty in reserve incorporation.
- Contribute to decision making based on feasibility bands and not on specific values.

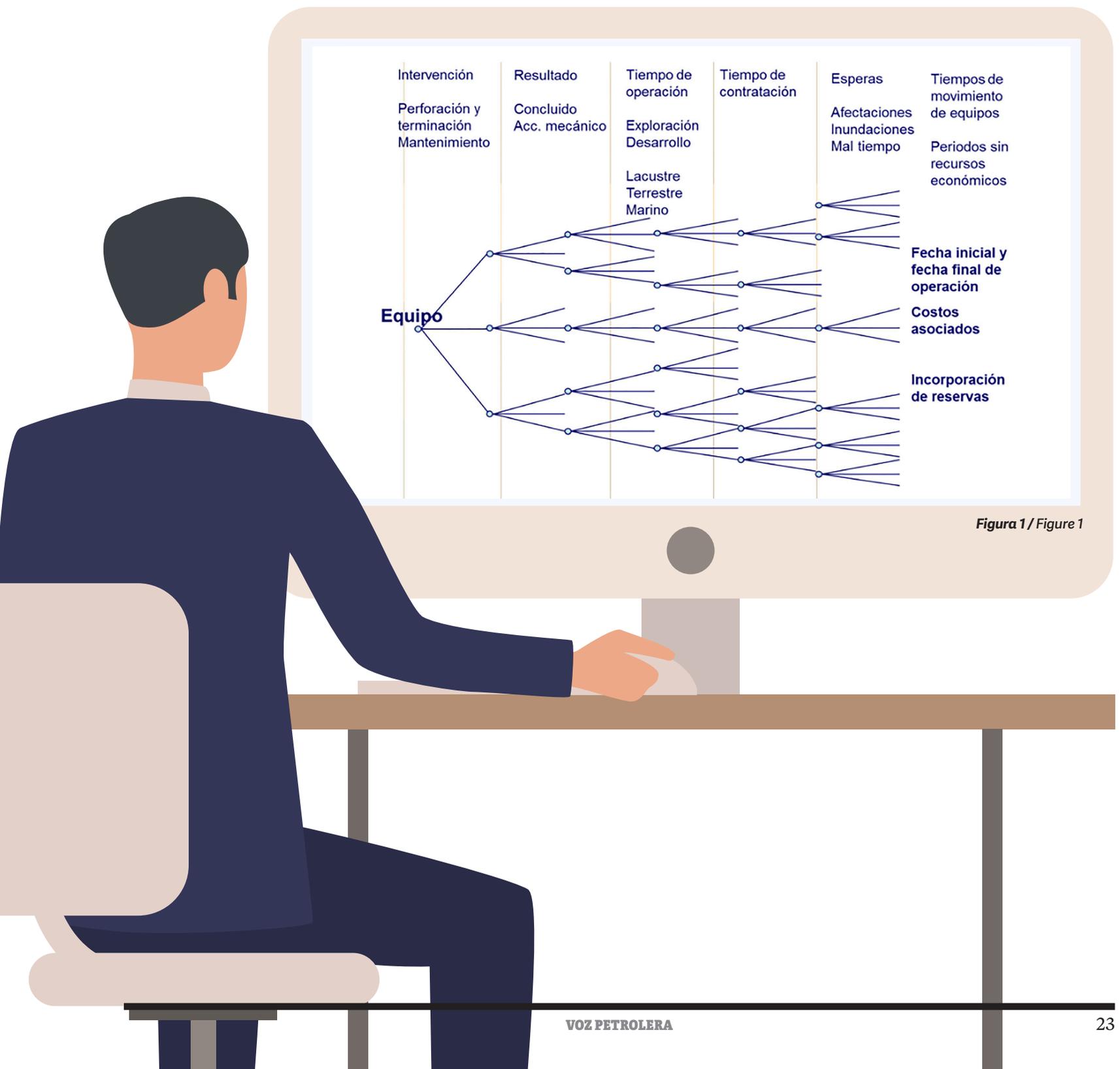


Figura 1 / Figure 1