

VOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 33
Septiembre 2019

PETROLERA



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

Pemex, prioritario en el Presupuesto de Egresos de la Federación para 2020

*Pemex, a priority in the
Federation's Expenditure
Budget for 2020*

Barrenas de
diamante reducen
en 57% los tiempos
de perforación

*Diamond drill bits reduce
drilling times by 57%*

Consumo de gas de
bombeo neumático:
impacto económico
del proceso de
optimización

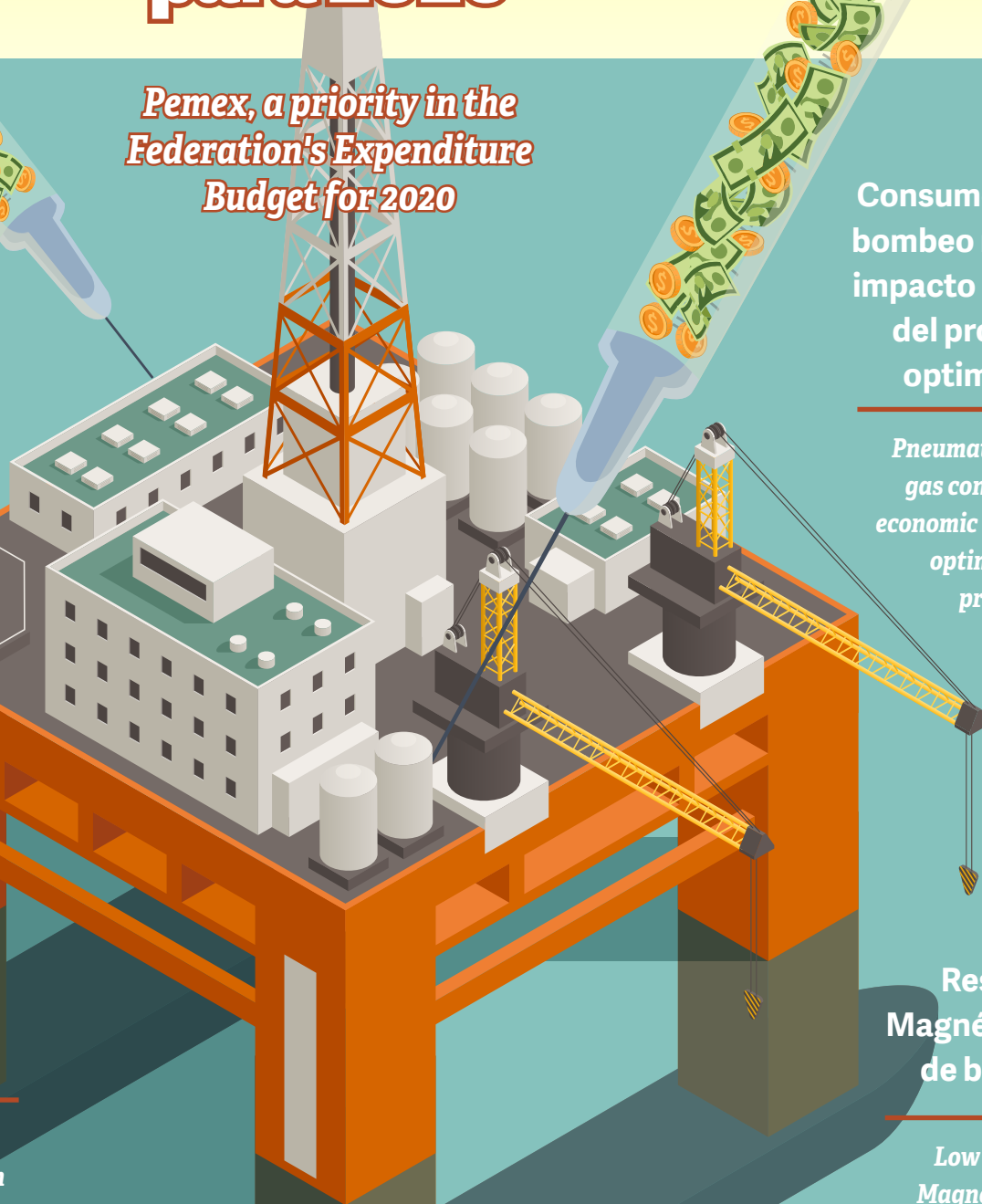
*Pneumatic pumping
gas consumption:
economic impact of the
optimization
process*

Mejora de la imagen
sísmica: transformada
ondicular y uso de
splines cúbicos

*Improvement of the seismic
image: ondicular transformation
and use of cubic splines.*

Resonancia
Magnética Nuclear
de bajo campo

*Low field Nuclear
Magnetic Resonance*



Estimados Colegiados:
Tal como lo había decretado el presidente de la República, Andrés Manuel López Obrador, el sector energético en general, y Petróleos Mexicanos (Pemex) en particular, serán prioritarios este año. Esto con el objetivo de que tanto el sector como la Empresa Productiva del Estado se fortalezcan y puedan cumplir con la misión que tendrán en la segunda mitad del actual sexenio: financiar el desarrollo nacional.

Esta prioridad presupuestal para la industria energética mexicana gira en torno a dos ejes: la construcción de la refinería de Dos Bocas, en Tabasco, y el aumento de la producción de Pemex, tan pronto como el año siguiente. Las cifras no dejan en duda lo que busca el gobierno mexicano, mismo que ha hablado con hechos y ha asignado los recursos necesarios en la búsqueda del objetivo planteado desde los primeros minutos de la administración ejecutiva.

Es así como, para el año 2020, la Secretaría de Energía dispondrá de un presupuesto 78% superior al que tuvo para este 2019. Los recursos presupuestados serán de 48 mil millones de pesos en números cerrados, frente a los 27 mil millones del año en curso; por supuesto, incluyendo el capital para el inicio de la construcción de la refinería de Dos Bocas.

Por su parte, Pemex recibirá un apoyo no visto en años. Por un lado, tendrá una capitalización directa por 40 mil millones de pesos en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), lo que representa una inyección de recursos relevante. Además, el gobierno federal empezará a tratar fiscalmente a Pemex de manera diferente, como se trata a las compañías del mismo sector en los diferentes países a los que pertenecen.

De esta manera, Petróleos Mexicanos dejará de pagar impuestos al gobierno, para destinar dichos recursos a proyectos de exploración, con el objetivo de que la producción de la compañía pase de 1.7 millones de barriles diarios de petróleo a 1.915 millones al cierre del año, lo que representaría un incremento de 12.75%.

Pemex redujo, con apoyo del gobierno federal, 5 mil millones de dólares de deuda, por medio de un mecanismo de recompra que fue mucho más exitoso de lo que se esperaba y marcó el regreso de nuestra empresa petrolera a los mercados globales de capital.

Estimados colegiados, los invito nuevamente a hacer nuestra parte, tenemos el apoyo necesario para impulsar al sector energético y a todas las empresas que lo conforman. Sigamos adelante.



Dear Collegiate:
As decreed by the President of Mexico, Andrés Manuel López Obrador, the energy sector in general, and Petróleos Mexicanos (Pemex) in particular, will be priorities this year. This with the objective that both the sector and the State Productive Company are strengthened and can fulfill the mission for the second half of the current six years: to finance national development.

This budget priority for the Mexican energy industry revolves around two axes: the construction of the Dos Bocas refinery, in Tabasco, and the increase in production of Pemex, as soon as the following year. The figures show what the Mexican government seeks, and who has spoken with facts and has assigned the necessary resources in the search of the objective raised

from the start of the current executive administration.

Thus, for the year 2020, the Secretariat of Energy will have a budget 78% higher than it had for 2019. The foreseen resources will be 48 billion pesos in closed numbers, compared to 27 billion this year, including capital for the start of construction of the Dos Bocas refinery.

For its part, Pemex will receive support not seen in years. On the one hand, it will have a direct capitalization of 40 billion pesos in the Expenditure Budget of the Federation, which represents an injection of crucial resources. Also, the federal government will begin to treat Pemex differently fiscally speaking, just as companies in the same sector are treated in the different countries to which they belong.

In this way, Petróleos Mexicanos will stop paying taxes to the government, to destine these resources to exploration projects, with the objective of boosting the company's production from 1.7 million barrels of oil per day to 1.915 million at the end of the year, which would represent an increase of 12.75%.

Pemex reduced, with the support of the federal government, 5 billion dollars of debt, through a repurchase mechanism that was much more successful than expected and marked the return of the oil company to global capital markets.

Dear Collegiate, I invite you once again to do our part, we have the necessary support to drive the energy sector and all its companies forward. Let us keep working for it.

M.C. Luis Ferrán Arroyo

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.
2018-2020

President of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C.
2018-2020



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

Consejo Directivo Nacional / National Board
2018-2020

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

Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar
Vicepresidente / Vice-president

Ing. Francisco Javier Flamenjo López
Ter. Secretario Propietario / 1st Owner Secretary

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

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

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

M.I. Saúl Bautista Fragosó
Tesorero / Treasurer

Ing. Roberto Banda Morato
Subtesorero / Treasurer Assistant

Comisiones / Commissions

M.A. José Carlos Pacheco Ledesma
Eventos / Events

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

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

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

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

M.I. Francisco Castellanos Páez
Editorial

Ing. Rafael Rodríguez Amador
Integración de Miembros / Membership

M.I. Jorge Alberto Osorno Manzo
Proyectos / Projects

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

Realización:

Energy & Commerce

Rubí Alvarado
Directora General / General Manager

Aldo Santillán
Director Editorial y Operaciones / Editorial and Operations Manager

Alejandra Priego
Asistente Dirección General

Ignacio Ortiz
Director de Arte / Art Director

Elena Fernández
Coordinador Editorial / Editorial Coordinator

Gonzalo Rivas
Diseñador Senior / Senior Designer

Ángel Sánchez Pichardo
Desarrollador Web / Web master

Antonio Sandoval
Análisis y redacción / Editing and analysis

Efraín Mariano
Análisis y redacción / Editing and analysis

Manelck Saldivar
Corrección de estilo y redacción / Style Editing

Martha Ochoa
Traducción / Translation



Página 3

Pemex, prioritario en el presupuesto 2020.
Pemex, a priority in the 2020 budget

Página 6

Introducción de nueva tecnología de barrenas de diamante reduce en 57% los tiempos de perforación.
Introduction of new diamond drill bit technology reduces drilling times by 57%.

Página 10

Impacto económico del proceso de optimización en el consumo de gas de bombeo neumático. Caso de estudio: Plataforma Maloob-B.
The economic impact of the optimization process on the consumption of pneumatic pumping gas. Case Study: Maloob-B Platform.

Página 14

Aplicación de la resonancia magnética nuclear de bajo campo para estudiar la interacción entre el petróleo pesado colombiano y el solvente líquido.
Application of low field nuclear magnetic resonance to study the interaction between Colombian heavy oil and liquid solvent.

Página 18

Aplicación de la transformada ondicular y uso de splines cúbicos para la mejora de la imagen sísmica.
Application of the wavelet transformation and use of cubic splines for the improvement of the seismic image.

• La Empresa Productiva del Estado recibirá un fuerte y decidido apoyo fiscal
/ The State's Productive Company will receive strong and decisive financial support

Pemex, prioritario en el presupuesto 2020

Pemex, a priority in the 2020 budget

El sector energético de nuestro país se mantiene como la gran apuesta de la administración del presidente Andrés Manuel López Obrador para recuperar el dinamismo económico.

En particular, Petróleos Mexicanos (Pemex) tendrá, el año siguiente, un apoyo no visto en muchos años, con importantes recursos que guiarán a la empresa en su tarea de recuperar la producción de petróleo, para lograr el objetivo de alcanzar la autosuficiencia y soberanía energéticas.

Las cifras planteadas en el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para el año 2020, prevé un aumento importante al sector energético. Así, el año siguiente, la Secretaría de Energía será una de las más beneficiadas con un incremento del 78% en los recursos que ejercerá. Este año, dicha secretaría tuvo recursos por 27 mil 229 millones de pesos, mientras que para el año siguiente el proyecto presupuestal prevé otorgarle un total de 48 mil 507 millones de pesos, cifra que incluye la construcción de la refinería de Dos Bocas en Tabasco.

Los recursos para Pemex

Por su parte, el gobierno federal es coherente con su política anunciada meses atrás, en el sentido de que apoyaría a la Empresa Productiva del Estado para su recuperación productiva en 2020; este soporte se traduce en mayor presupuesto.

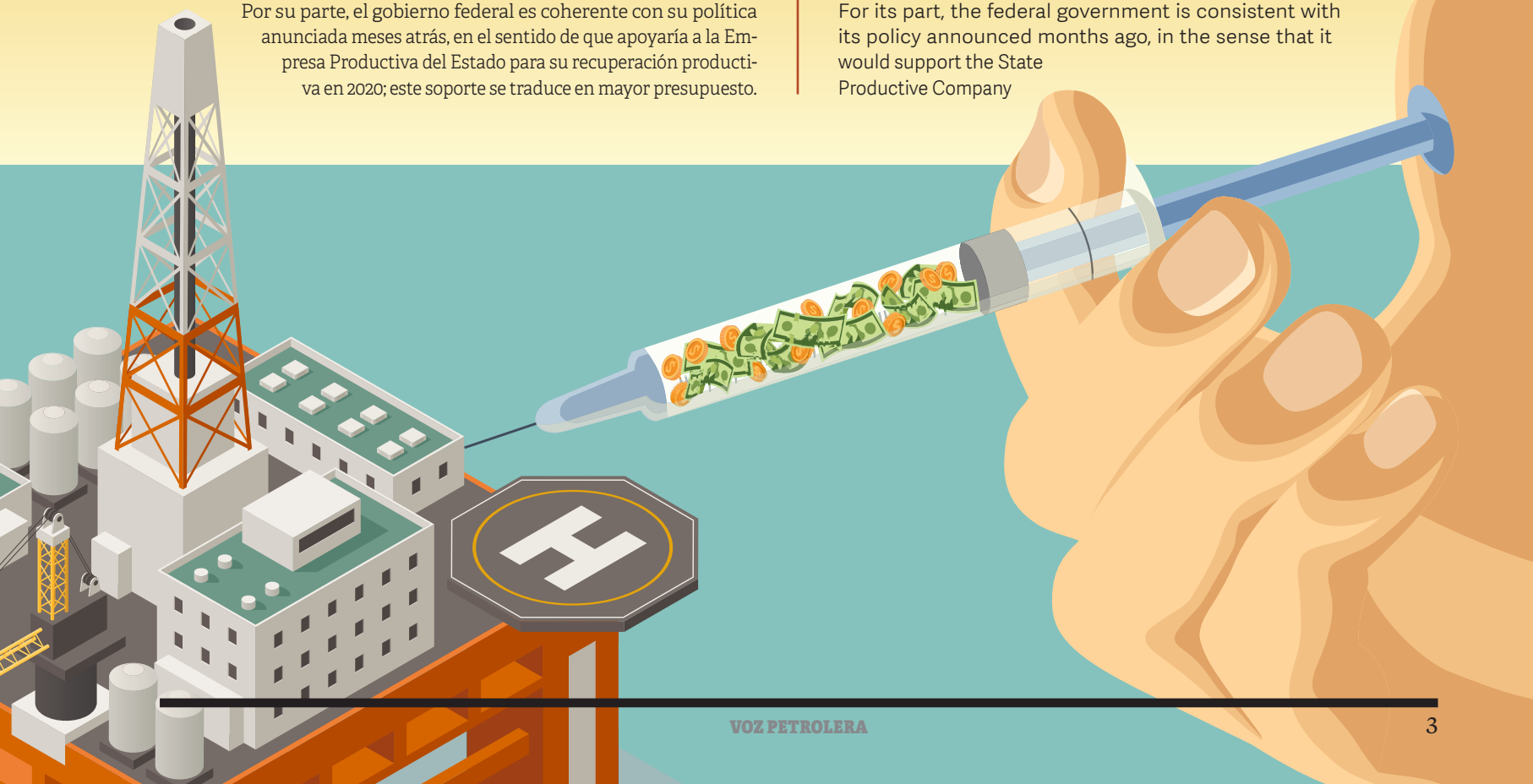
The energy sector of our country remains as the great bet of the administration of President Andrés Manuel López Obrador to recover economic dynamism.

The following year, Petróleos Mexicanos (Pemex) will have a support not seen in many years, with important resources that will guide the company in its task of recovering oil production, to achieve the objective of achieving self-sufficiency and energy sovereignty.

The figures set out in the Federation's Expenditure Budget Project (FEB) for 2020, foresees a significant increase in the energy sector. Thus, the following year, the Secretariat of Energy will be one of the most benefited with a 78% increase in the resources it will exercise. This year, the Secretariat had resources of 27.229 billion pesos, while for the following year the budget project provides for a total of 48.507 billion pesos, a figure that includes the construction of the Dos Bocas refinery in Tabasco.

Resources for Pemex

For its part, the federal government is consistent with its policy announced months ago, in the sense that it would support the State Productive Company



El año siguiente, Pemex tendrá un incremento de 11.3% con respecto a lo ejercido en este 2019. Asimismo, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) obtendrá, en 2020, recursos adicionales a los ejercidos este año, por un aproximado de 4.4%. Es importante resaltar que el Gobierno federal prometió no subir el precio de los combustibles y la energía eléctrica para el año siguiente.

También resulta relevante la forma en la que Pemex obtendrá el apoyo estimado. Fue el titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Arturo Herrera, quien lo explicó al entregar el paquete presupuestal en el Congreso, para el año próximo. Pemex recibirá un total de 86 mil millones de pesos, que se integran de la siguiente manera: 46 mil millones mediante una capitalización en el PEF, más una disminución de la carga tributaria por un equivalente de 40 mil millones de pesos, lo que se acerca más al tratamiento tributario estándar para una empresa petrolera en cualquier parte del mundo.

El líder de las finanzas públicas mexicanas señaló que no se ajustó ni recortó el presupuesto en otras dependencias federales, para destinarlo a dicha empresa. Es decir, tampoco se sacrificaron otros rubros en el apoyo a Pemex, sino que este será producto de una mejor orientación del gasto público y, como ya lo señalamos, un tratamiento tributario diferente al que se le aplicó por décadas a Pemex.

El PEF prevé un precio conservador de 49 dólares por barril de petróleo el año próximo (la mezcla mexicana cotizaba en 57 dólares al momento de ser entregado el presupuesto al Congreso; posteriormente, se elevó a 63 dólares tras los ataques de drones, supuestamente provenientes de Irán, a plataformas de producción de la compañía saudita Aramco, en Arabia).

Esperan que en 2020 Pemex aumente producción

De acuerdo con las proyecciones contempladas en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), para 2020 Pemex debería aumentar su producción. Las estimaciones oficiales señalan una plataforma de producción de 1.951 millones de barriles de petróleo diarios, que se compara con los 1.707 millones que se presupuestaron para 2019. No obstante, las cifras reales señalan otro panorama en este año. La producción petrolera de Pemex se ha mantenido a la baja, apenas en junio y julio pasados se estabilizó en 1.671 millones de barriles diarios.

A reserva de que suceda algo diferente en los tres últimos meses de 2019, la producción estimada para este año quedará por debajo de las proyecciones que se hicieron en un inicio. Aun así, la apuesta se enfoca en un aumento de la producción de Pemex y las empresas privadas que ya están operando desde hace algunos meses en el país.

Si se consideran los niveles actuales de producción frente a las proyecciones para 2020, se observa que deberá registrarse un incremento de 16.75%. En este contexto, la plataforma de exportación de crudo en 2020 se estima en 1.134 millones de barriles diarios, por parte de las autoridades.

El gasto programable de Pemex será de 523.4 mil millones de pesos en el 2020, lo que significa un aumento de 8.7% frente a lo que se presupuestó para este año. De ese monto, 323.9 mil millones de pesos

for its productive recovery in 2020; this support translates into the increased budget.

The following year, Pemex will have a boost of 11.3% concerning the year 2019. Likewise, the Federal Electricity Commission will obtain, in 2020, additional resources to those exercised this year, for an approximate of 4.4%. It is important to note that the federal government promised not to raise the price of fuels and electricity for the following year.

Also relevant is how Pemex will obtain the estimated support. It was the head of the Secretariat of Finance and Public Credit, Arturo Herrera, who explained when delivering the budget package in Congress for next year. Pemex will receive a total of 86 billion pesos, which are integrated as follows: 46 billion through a capitalization in the PEF, plus a reduction of the tax burden by the equivalent of 40 billion pesos, which is closer to the standard tax treatment for an oil company anywhere in the world.

The leader of Mexican public finances said that the budget for 2020 was not adjusted or cut in other federal agencies, in order to allocate it to that company. In other words, no other items were sacrificed in the support to Pemex, but this will be the product of a better orientation of public spending and, as already noted, a different tax treatment to that which was applied for decades to Pemex.

The FEB foresees a conservative price of 49 dollars per barrel of oil next year (the Mexican mixture was quoted at 57 dollars at the time of delivery of the budget to Congress, subsequently rose to 63 dollars after the drone attacks, allegedly from Iran, to production platforms of the Saudi company Aramco, in Arabia).

They hope that Pemex will increase production in 2020

According to the projections contemplated in the Federation Expenditure Budget (FEB), by 2020 Pemex should increase its production. Official estimates indicate a production platform of 1.951 million barrels of oil per day, compared to 1.707 million budgeted for 2019. However, real figures point to another scenario this year. Pemex's oil production has remained low, stabilized at 1.671 million barrels per day in June and July.

Subject to something different happening in the last three months of 2019, the estimated production for this year will be below the projections that were made at the outset. Even so, the bet is focused on an increase in the production of Pemex and private companies that are already operating in the country.

If current production levels are considered against projections for 2020, there should be an increase of 16.75%. In this context, the export platform for crude oil in 2020 is estimated at 1.134 million barrels per day by the authorities.

Pemex's programmable expenditure will be 523.4 billion pesos in 2020, which means an increase of 8.7% compared to what was budgeted for this year. Of that amount, 323.9 billion pesos will be for activities related to oil extraction. In other words, Pemex's programmable expenditure for the following year is expected to allocate almost 62% to extraction activities. The support that is intended to give Pemex to meet its production objectives is nothing more than the great bet of the federal government for the following year, and those that follow.



serán para actividades relacionadas con la extracción de petróleo. Es decir, del gasto programable de Pemex para el año siguiente, se prevé destinar casi 62% a actividades de extracción. El apoyo que se pretende dar a Pemex para que cumpla con sus objetivos productivos se trata, ni más ni menos, de la gran apuesta del gobierno federal para el año siguiente, y los que siguen.

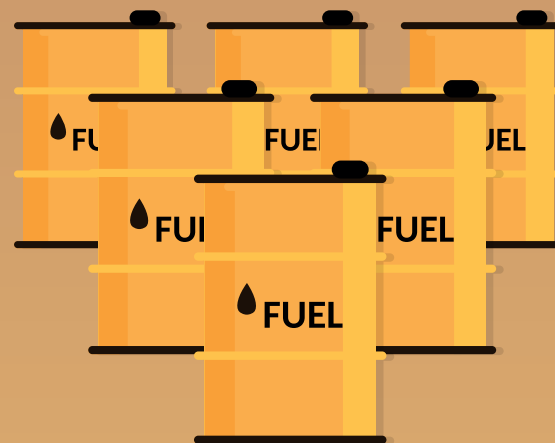
La cotización de 49 dólares por barril utilizada para el presupuesto de 2020 es inferior a la de 55 dólares que se fijó en los Pre-criterios Generales de Política Económica, publicados en abril de este año. De acuerdo con el gobierno federal, el recorte de la expectativa se explica por una menor demanda de petróleo, derivada del incremento en las tensiones comerciales globales, la desaceleración de la actividad industrial a nivel mundial y la entrada en vigor, el año siguiente, de la regulación de la Organización Marítima Internacional sobre el contenido máximo de azufre en el combustible.

En el paquete económico 2020, se plantea un tipo de cambio de 20.00 pesos por dólar, con un escenario de crecimiento económico de entre 1.5% y 2.5% anual y una tasa de inflación, también anual, del 3%.

Apoyo fiscal a Pemex, compromiso presidencial cumplido

Al inicio de su administración, el presidente Andrés Manuel López Obrador señaló que su gobierno haría lo necesario para rescatar a Pemex. Apenas en marzo pasado, en el aniversario de la expropiación petrolera, el ejecutivo reivindicó el compromiso y ya se observan los primeros resultados del mismo.

El apoyo a Pemex forma parte de este acuerdo, mismo que se mantendrá en la primera mitad del sexenio; incluso los recursos públicos se han comprometido para el rescate de la petrolera mexicana. Posteriormente, Pemex podrá, y deberá, impulsar el desarrollo económico del país en la segunda mitad de la administración vigente.



The contribution of 49 dollars per barrel used for the 2020 budget is lower than the 55 dollars set in the General Pre-criteria of Economic Policy, published in April of this year. According to the federal government, the lower expectation is explained by a lower demand for oil, derived from the increase in global trade tensions, the deceleration of global industrial activity and the implementation of the regulation of the International Maritime Organization on the maximum sulfur content in fuel oil.

In the 2020 economic package, an exchange rate of 20.00 pesos per dollar is proposed, with an economic growth scenario of between 1.5% and 2.5% annually and an inflation rate of 3%.

Financial support to Pemex, presidential commitment fulfilled

At the beginning of his administration, President Andrés Manuel López Obrador stated that his government would do what was necessary to rescue Pemex. Just last March, on the anniversary of the oil expropriation, the executive reinstated the commitment and the first results are already showing.

The support to Pemex is part of this agreement, which will be maintained in the first half of the six-year government; even public resources have been committed for the rescue of the Mexican oil company. Subsequently, Pemex can, and should, boost the country's economic development in the second half of the current administration.



◆ Es importante analizar el ambiente de perforación para determinar cuáles serán los retos
/ It is important to analyze the drilling environment to determine the coming challenges

Introducción de nueva tecnología de barrenas de diamante reduce en 57% los tiempos de perforación

*Introduction of new
diamond drill bit
technology reduces
drilling times by 57%.*

Autores / Authors:
Alejandra Hernández (Petróleos Mexicanos)
Sheila Lagunes, Roberto Sahagun, Trinidad Palma
(Baker Hughes, a GE Company)

El desarrollo tecnológico en la rama de perforación ha permitido optimizar los procesos operativos con los que se establecen parámetros referenciales cada vez más retadores de superar.

The technological development in the perforation branch has allowed optimizing the operative processes with which reference parameters, each time more challenging to overcome, are established.

La implementación del proceso de mejora continua ha permitido la constante generación de lecciones aprendidas, impulsando el diseño y aplicación de nuevas tecnologías, orientadas a mercados cada vez más competitivos y aplicaciones más demandantes.

El objetivo primordial es lograr una mejora permanente en rendimiento. Esto se logra con el exhaustivo análisis del ambiente de perforación, que permite implementar las mejoras necesarias de las características de la barrena para optimizar su desempeño durante la perforación. En este caso particular, los resultados fueron obtenidos por barrenas tricónicas y PDC en el campo de estudio.

Proceso para la aplicación y selección de barrenas

Analizar el ambiente de perforación es importante para identificar cuáles serán los retos durante la perforación, con el objetivo de mitigarlos. Esto se logra con la evaluación de los eventos ocurridos en los pozos considerados correlativos, por lo que su correcta elección impacta directamente el éxito o fracaso del análisis.

En la **figura 1** se resume el proceso utilizado para la el análisis y selección de barrenas para la sección de 8 ½", desde la recopilación de información hasta el término de la perforación, para, posteriormente, documentar las lecciones aprendidas.

Análisis de la aplicación

El pozo de interés pertenece al bloque "C" de un campo en desarrollo dividido en 3 bloques: "A", "B" y "C"; localizado en las costas del estado de Tabasco con dirección NE, a pocos kilómetros del Litoral, Tabasco. Para el análisis del campo se consideraron los bloques "C" y "B", debido a su similitud en el periodo Mesozoico. En el bloque "C", sólo se tiene un correlativo perforado en el 2007 (pozo direccional tipo "S"); el correlativo del bloque "B", perforado en 2015, se consideró porque en ambos bloques se realiza una trayectoria tipo "J", manteniendo una tangente de 25° - 27°, para asentar liner de 7".

Se perforaron desde el Paleoceno Inferior hasta el Jurásico Superior, con una compresibilidad de roca no confinada (UCS) de 5 - 20 Ksi y un espesor promedio de ±620m para la sección. Asimismo, se tienen antecedentes de gasificaciones, pérdidas de circulación e influjos al entrar en Cretácico. Esta información se obtuvo de los reportes de los pozos correlativos, por lo que se considera el uso de cabeza rotatoria durante la perforación.

Respecto a la litología, se estima la presencia de Mudstone, con intercalaciones de Lutitas, trazas de Bentonita y Wackestone, así como esporádicos nódulos de Pedernal. Este complejo ambiente de perforación tiende a generar falta de avance durante la perforación, requiriendo el uso promedio de entre 4 a 5 corridas con diferentes tipos de barrenas y estructuras de corte; entre ellas, las barrenas de conos giratorios con insertos de carburo de tungsteno, barrenas de diamante policristalino (PDC) y barrenas que combinan dos estructuras de corte.

En la **figura 2**, se expone el rendimiento en el campo; se usó como base fundamental para el estudio de perforabilidad. La figura detalla los tipos de barrenas utilizados, razón de salida (CP - Corte de núcleo, PR - Tasa de penetración, HR - Horas de rotación, BHA - Cambio de sarta de perforación, TD - Profundidad total). También el número de corridas, tasa de penetración (ROP) y profundidad de entrada y salida, así como el desempeño promedio en la sección de 609m, perforados a 2.4m/h.

Desarrollo de la solución

Una vez identificados los riegos, complejidades y las áreas de mejora, se diseñó una barrena que contara con las características necesarias para lograr los objetivos establecidos, con base en los hallazgos encontrados durante el análisis de la aplicación. A fin de proporcionar una solución, es preciso migrar a nuevas tecnologías en los cortadores, perfil de la barrena y especificaciones en el diseño que ayuden a mejorar la transferencia de energía para maximizar la tasa de penetración, además de ser durable.

Implementación de la Solución

Tomando como referencia el desempeño de los pozos de

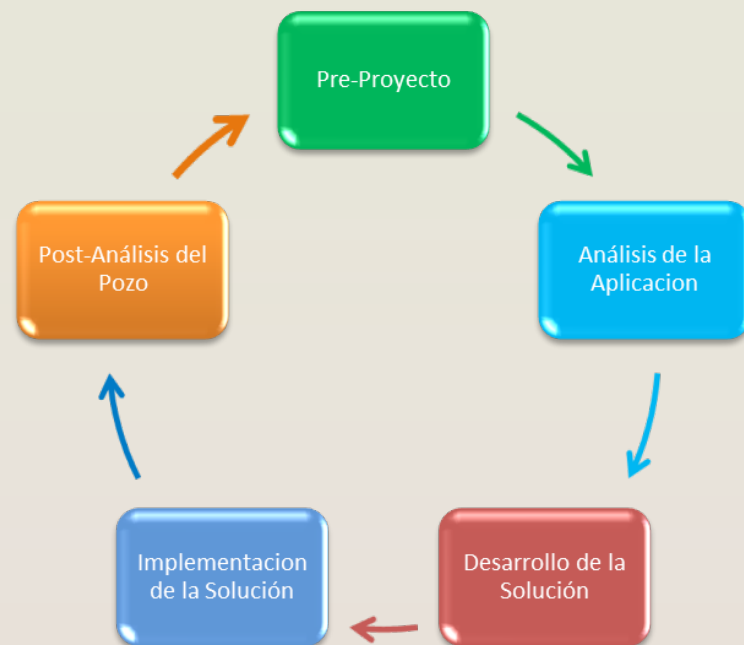


Figura 1. Metodología para el análisis y selección de barrenas

Figure 1. Methodology for the analysis and selection of drill bits

The implementation of the continuous improvement process has allowed the constant generation of lessons to learn, promoting the design and application of new technologies, oriented to increasingly competitive markets and more demanding applications.

The main objective is to achieve constant performance improvement. This is achieved with the exhaustive analysis of the drilling environment, which allows implementing the necessary upgrades in the characteristics of the drill bit to optimize its drilling performance. In this particular case, the results were obtained by triconic bits and PDC in the field of study.

Process for the application and selection of drill bits

Analyzing the drilling environment is important to identify what the challenges will be during drilling, to mitigate them. This is achieved with the evaluation of the events that occurred in the wells considered correlative, so their correct choice impacts directly on the success or failure of the analysis.

Figure 1 summarizes the process used for the analysis and selection of drill bits for the 8 ½" section, from the collection of information to the end of the drilling, to subsequently document the lessons learned.

Application analysis

The well of interest belongs to block "C" of a developing field divided into 3 blocks: "A", "B" and "C"; located on the coasts of the state of Tabasco with NE direction, a few kilometers from Litoral, Tabasco. For the field analysis, blocks "C" and "B" were considered, due to their similarity in the Mesozoic period. In block "C", there is only one correlative drilled in 2007 (directional well type "S"); the correlative of block "B", drilled in 2015, was taken into account because in both blocks a type "J" trajectory is executed, maintaining a tangent of 25° - 27°, to settle liner of 7".

They were drilled from the Lower Paleocene to the Upper Jurassic, with non-confined rock compressibility of 5 - 20 Ksi and an average thickness of ±620m for the section. There is also a history of gasifications, circulation losses and influences when entering Cretaceous.

This information was obtained from the reports of the correlative wells, so the use of rotary head during drilling is considered.

Regarding lithology, the presence of Mudstone is estimated, with intercalations of shales, traces of Bentonite and Wackestone, as well as sporadic nodules of Pedernal. This complex drilling

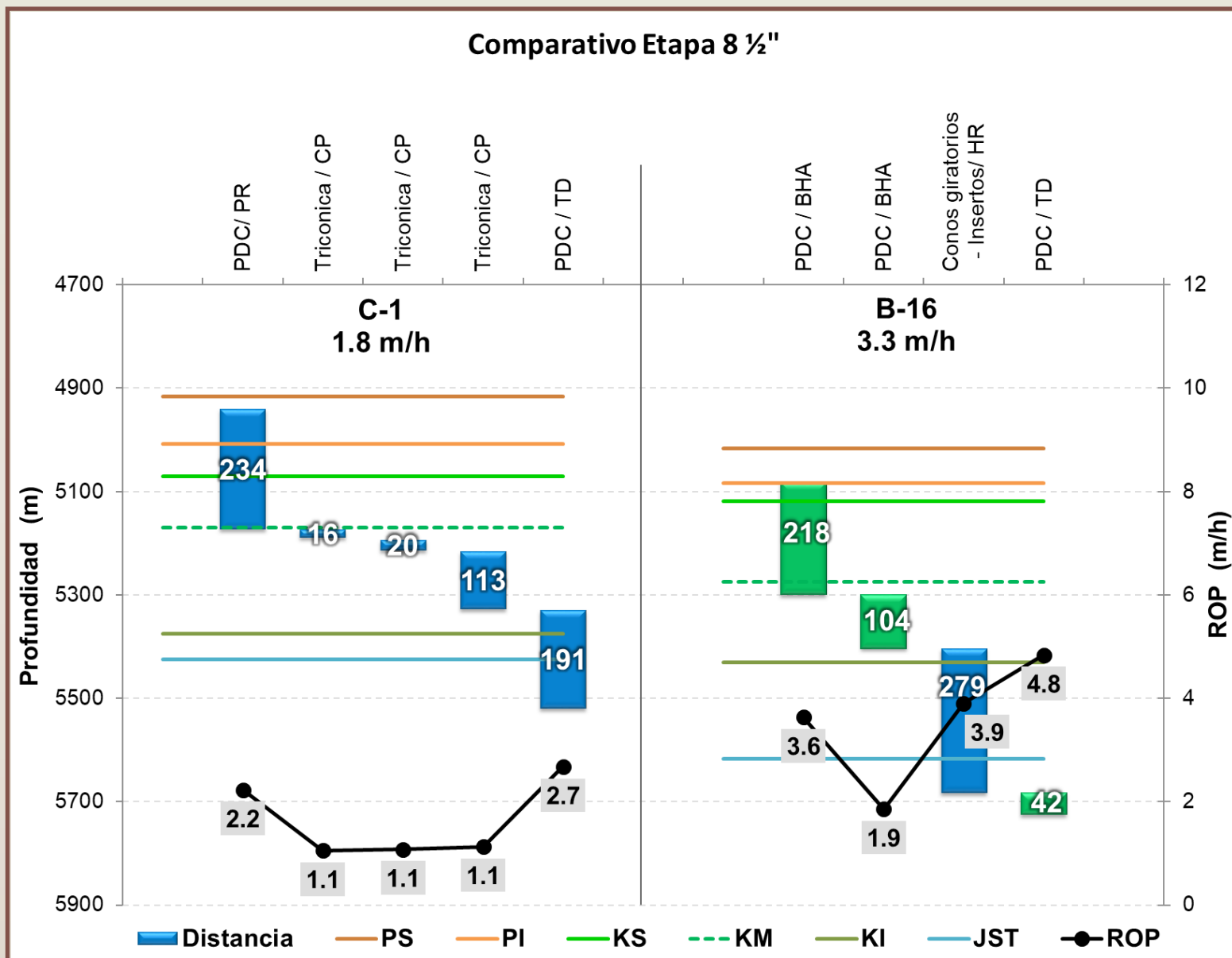


Figura 2. Gráfico comparativo - Pozos de correlación campo "C" (2007) y "B" (2015). (PS – Paleoceno Superior, PI – Paleoceno Inferior, KS – Cretácico Superior, KM – Cretácico Medio, KI – Cretácico Inferior, JST – Jurásico Superior Tithoniano)

Figure 2. Comparative graph - Correlation wells field "C" (2007) and "B" (2015) (UP - Upper Paleocene, LP - Lower Paleocene, UC - Upper Cretaceous, MC - Middle Cretaceous, LC - Lower Cretaceous, TUJ - Tithonian Upper Jurassic)

Figure 3. Real-time parameters and drilling dynamics

correlación, se propuso perforar la sección con una distancia de $\pm 620\text{m}$ en tres corridas, con un ROP de 3.5m/h desde la cima del Paleoceno Inferior; a través del Cretácico Superior, Medio e Inferior, asentando la tubería de revestimiento corta (Liner) de 7" en la cima del Jurásico Superior.

Aunado al nuevo diseño, se considera de importancia el seguimiento operativo en conjunto, para identificar los cambios litológicos y prevenir desgastes prematuros por condiciones operativas durante la perforación y, así, poder realizar la optimización de parámetros con base en los cambios que se presenten, con el objetivo de superar lo realizado en los pozos de correlación.

Post- Análisis de la aplicación

Durante la perforación de la etapa, se observa una constante tasa de penetración que muestra una estable respuesta en el torque en superficie, así como también una presencia mínima de vibraciones laterales y axiales y moderadas vibraciones torsionales, prologando, con eso, la vida útil de la barrena y las herramientas de medición en fondo.

environment tends to generate lack of progress during drilling, requiring the average use of 4 to 5 runs with different types of drill bits and cutting structures; among them, spinning cone bits with tungsten carbide inserts, polycrystalline diamond bits (PDC) and ones that combine two cutting structures.

In **Figure 2**, field performance is presented; it was used as the fundamental basis for the drillability study. The figure details the types of drill bits used, output ratio (CP - Core Cut, PR - Penetration Rate, RH - Rotation Hours, BHA - Drill String Change, TD - Total Depth). Also the number of runs, penetration rate (ROP) and inlet and outlet depth, as well as the average performance in the 609m section, drilled at 2.4m/h .

Solution Development

Once the risks, complexities, and areas for improvement had been identified, a drill bit was designed with the necessary characteristics to achieve the established objectives, based on the findings reached during the application analysis. To provide a solution, it is necessary to migrate to new technologies in cutters, drill bit profile and design specifications that help improve energy transfer to maximize penetration rate, in addition to being durable.

Solution Implementation

Taking as a reference the performance of the correlation wells, drilling the section with a distance of $\pm 620\text{m}$ in three runs, with a ROP of 3.5m/h from the top of the Lower Paleocene was proposed; through the Upper, Middle and Lower Cretaceous, seating the 7" Liner at the top of the Upper Jurassic.

Conclusiones

- Con base en el presente estudio, se determinó el problema de la baja tasa de penetración derivado, a desgaste prematuro, de los cortadores, realizando varios viajes a superficie por cambio de barrena.
- Se logró el diseño de una barrena de última tecnología, capaz de reducir viajes por cambio de barrena, ocasionados por el desgaste prematuro de los cortadores.
- Se disminuyeron, de manera sustancial, las vibraciones y se observó una distribución de la energía, superando las expectativas en ROP por un 57% en tiempo efectivo de perforación en general, equivalente a 6 días, entregando la sección anticipadamente para la producción.
- Como parte de la mejora continua, se seguirá estudiando este diseño de barrena para incorporar mejoras que ayuden a la reducción de desgaste de cortadores, minimizando las vibraciones y optimizando la energía en fondo; resultando en ahorros sustanciales para la operadora o contratista.

In addition to the new design, joint operational monitoring is considered important to identify lithological changes and prevent premature wastage due to operating conditions during drilling, and thus be able to optimize parameters based on the changes that occur, to surpass what has been done in the correlation wells.

Post-Application Analysis

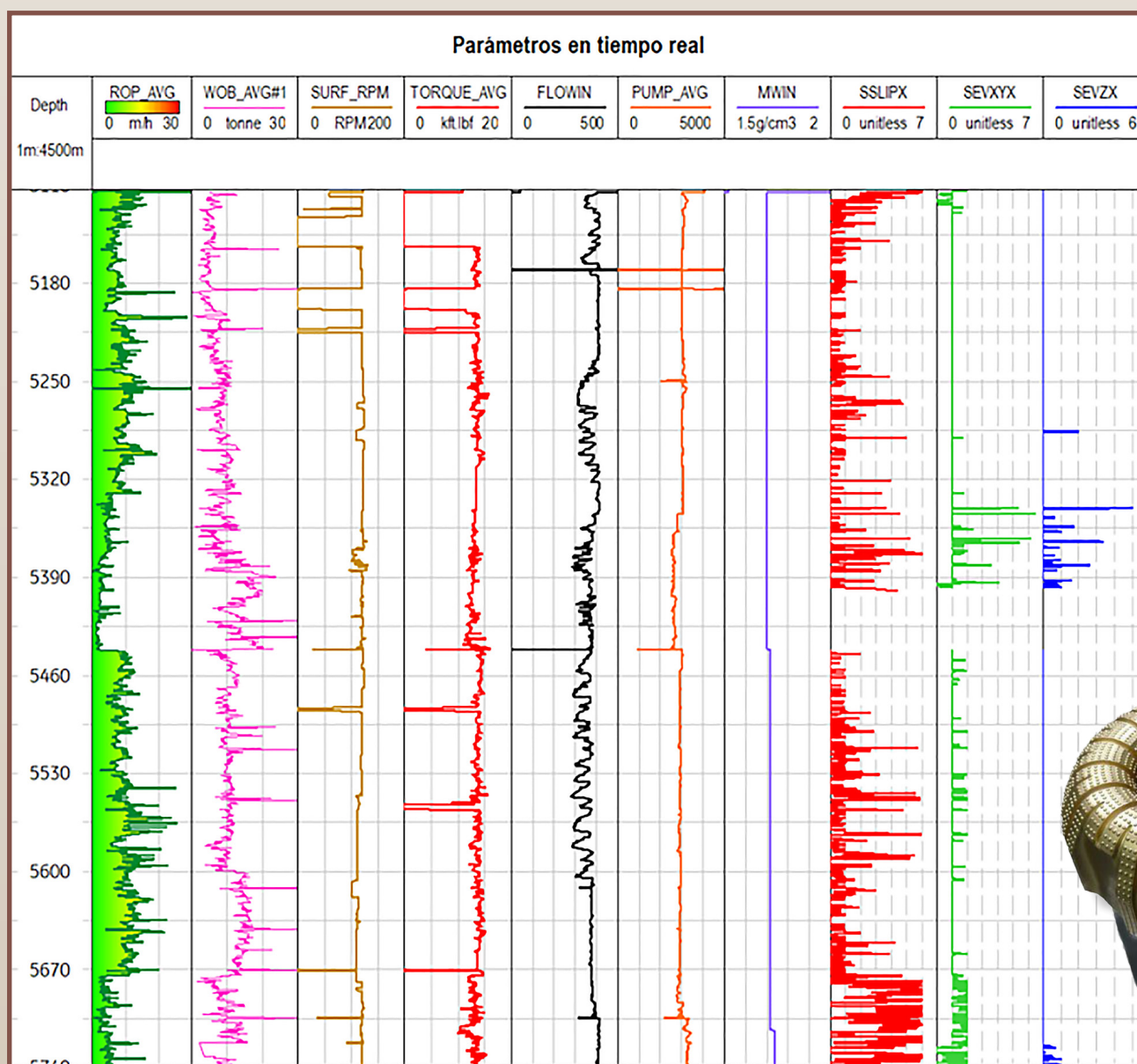
During the drilling of the stage, a constant penetration rate is seen, which shows a stable torque response on the surface, as well as a minimal presence of lateral and axial vibrations and moderate torsional vibrations, thus prolonging the service life of the drill bit and the measurement tools at the bottom.

Conclusions

- Based on the present study, the problem of low penetration rate, derived from premature wastage of the cutters, was determined, making several trips to the surface by changing the drill bit.
- The design of a state-of-the-art drill bit was achieved, able to reduce trips by a change of bit, caused by premature cutter wastage.
- Vibrations were substantially reduced and an energy distribution was observed, exceeding expectations in ROP by 57% in effective drilling-time in general, equivalent to 6 days, delivering the section in advance for production.
- As part of the continuous improvement, this drill bit design will continue to be studied to incorporate upgrades that help reduce cutter wastage, minimize vibrations and optimize energy in the background; resulting in substantial savings for the operator or contractor.

Figura 3. Parámetros en tiempo real y dinámica de perforación.

Figure 3. Real-time parameters and drilling dynamics.



• Optimización del gas de bombeo neumático (BN) continuo
/ Optimization of continuous gas artificial lift

Impacto económico del proceso de optimización en el consumo de gas de bombeo neumático. **Caso de estudio: Plataforma Maloob-B**

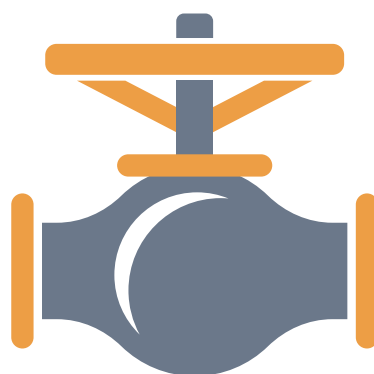
Autores / Authors: David Salvador Avalos Gómez (Pemex)
Melanie Angelica Sotelo Calderon (Pemex)

El efecto de declinación de los campos genera la necesidad de emplear sistemas artificiales de producción para lograr explotar, de forma eficiente, aquellos en franca declinación. La aplicación de estos sistemas está soportada por una evaluación económica que permite maximizar la rentabilidad de todo proyecto de producción, con la correcta selección del sistema artificial, en función de la energía requerida para producir un volumen determinado de hidrocarburos.

En un principio en el yacimiento A, los pozos poseían energía suficiente para hacer llegar los fluidos desde el yacimiento hasta superficie; sin embargo, al explotar los yacimientos, se pierde energía y se genera una disminución de la producción o una completa pérdida del flujo. Este trabajo se basa en el bombeo neumático (BN) continuo, en el cual se inyecta gas de manera continua a una determinada presión en la columna de aceite para aligerarla, reduciendo su densidad y haciendo que fluya a superficie.

Debido al depresionamiento del yacimiento A, en el AIPBAS01-02 se tienen implementados dos tipos de sistema artificial de producción: el bombeo neumático continuo (BNC) y el bombeo electro-centrífugo (BEC). Su selección se basó en un análisis técnico-económico, en donde estos dos sistemas cumplieron con los criterios de implementación en cuanto a manejo de producción y profundidad de los pozos. Actualmente, en el AIPBAS01-02 se tiene la estrategia de reducir el consumo de gas para la inyección de bombeo neumático, debido a que se tiene una capacidad limitada para su manejo en superficie.

El objetivo es mostrar el impacto económico que representa la optimización del gas de bombeo neumático continuo; con lo que se logra disminuir el volumen de inyección de gas para BN consumido e incrementar la capacidad productora del pozo. Lo anterior se traduce en optimizar el índice de aprovechamiento del gas y, con ello, definir el punto óptimo de producción, equilibrando el volumen de gas inyectado vs el volumen de aceite producido.



The economic impact of the optimization

*process on the consumption of gas artificial lift. **Case Study: Maloob-B Platform***

The effect of declining fields generates the need to use artificial production systems to efficiently exploit those in clear decline. The application of these systems is supported by an economic evaluation that allows maximizing the profitability of any production project, with the correct selection of the artificial lift, depending on the energy required to produce a given volume of hydrocarbons.

Uno de los puntos importantes al operar un pozo con bombeo neumático es obtener el gasto de inyección de gas óptimo, ya que al sobre-inyectar el gas de BN, no se tendrá un beneficio en producción, incluso se podría presentar una pérdida de producción y un incremento en los costos de operación.

Este trabajo se enfoca en el caso de estudio de la plataforma B, que cuenta con 18 pozos perforados; 16 se encuentran operando con sistema artificial de BNC y dos están cerrados debido a las limitaciones por el manejo del gas general que se envía hacia el Floating Production Storage and Offloading (FPSO).

A lo largo del tiempo de producción de los pozos de la plataforma, se ha tenido la necesidad de incrementar su volumen de gas de BN, hasta llegar a un promedio actual de 96 MMpcd, para mantener en el tiempo la plataforma de producción. Este incremento en el consumo de gas es resultado de la declinación de presión en el campo y su efecto asociado en los pozos, que, a su vez, genera un impacto en las instalaciones superficiales.

Premisas

- Los modelos multifásicos de los pozos se encuentran ajustados a tomas de información y aforos.
- Al realizar una optimización de gas de BN, se busca reducir el volumen de inyección con impacto marginal en la producción.
- Variables consideradas para la optimización: presión en cabeza y el gasto de inyección.
- Los movimientos propuestos deben de realizarse de forma gradual, de forma que se observe la estabilización del pozo en la nueva condición.
- Los pozos identificados con daño en la formación no fueron considerados.

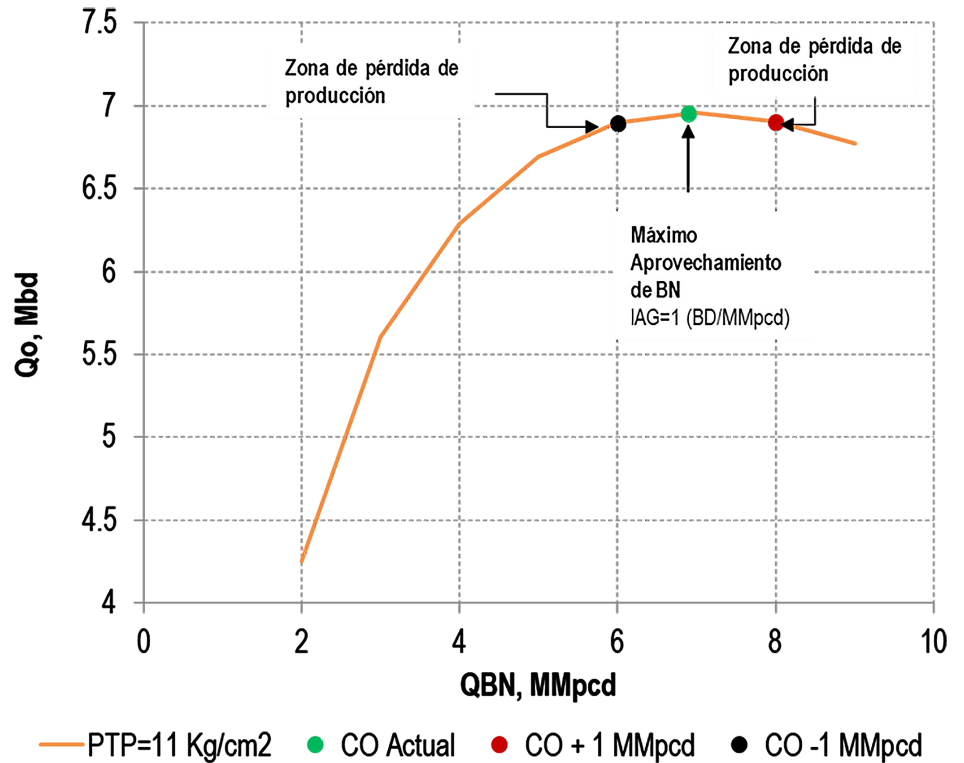


Figura 1. Curva de rendimiento de gas de BN.

Figure 1. Efficiency curve of PP gas.

Initially in reservoir A, the wells had enough energy to get the fluids from the reservoir to the surface; however, when the reservoirs are exploited, energy is lost and a decrease in production or a complete loss of flow is generated. The following work is based on continuous gas artificial lift, in which gas is injected continuously at a certain pressure in the oil column to lighten it, reducing its density and making it flow to the surface.

Due to the depression of the A reservoir, two types of artificial production lifts are implemented in the AIPBAS01-02: continuous gas artificial lift and electro-centrifugal pumping (ECP). Their selection was based on a technical-economic analysis, where these two systems met the implementation criteria in terms of production management and well depth. Currently, the AIPBAS01-02 has the strategy of reducing the consumption of gas for the injection of gas artificial lift, because of its limited handling capacity on the surface.

The objective is to show the economic impact represented by the optimization of the continuous gas artificial lift; thus reducing the volume of gas injection for consumed PP and increasing the production capacity of the well. The above translates into optimizing the rate of use of the gas and thereby defining the optimal point of production, balancing the volume of gas injected vs. the volume of oil produced.

One of the important points when operating a well with gas artificial lift is to obtain the optimal gas injection expense since, by over-injecting the BN gas, there will not be a benefit in production, and there could even be a loss of production and an increase in operating costs.

This work focuses on the case study of platform B, which has 18 drilled wells; 16 are operating with an artificial lift of continuous gas artificial lift and two are closed due to limitations in the handling of general gas sent to the Floating Production Storage and Offloading (FPSO).

Throughout the production time of the platform's wells, it has been necessary to increase the volume of PP gas, until reaching a current average of 96 MMcf, to maintain the production platform over time. This increase in gas consumption is the result of the declining pressure in the field and its associated effect on the wells, which, in turn, makes an impact on the surface facilities.

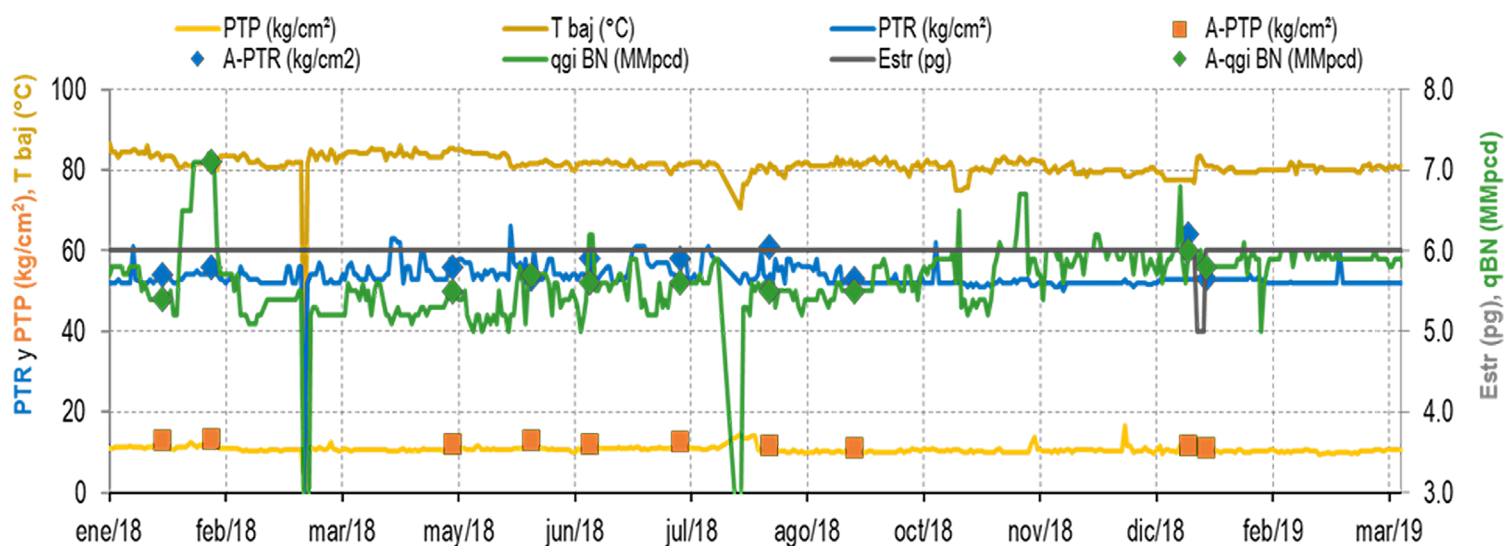


Figura 2. Monitoreo de condiciones operativas. *Figure 2. Monitoring of operating conditions*

Metodología

La metodología de optimización de gas de BN considera el análisis en gabinete y en campo, así como su aplicación y evaluación de resultados.

1. Monitoreo diario de condiciones operativas (presión en cabeza de pozo, presión en TR, gasto de inyección de gas, temperatura de la bajante del pozo, diámetro del estrangulador), así como del comportamiento de la producción de los pozos mediante los aforos realizados. Dicha información se obtiene de las bases de datos institucionales.
2. Análisis de las gráficas de seguimiento para identificar el comportamiento de los pozos y definir los pozos candidatos a optimizar gas de BN.
3. Validación y ajuste del modelo multifásico del pozo a una prueba de presión – Producción (PLT, Sensor de fondo) o aforo.
4. Realización de la corrida de los modelos para generar el caso base y verificar que se reproduzcan las condiciones operativas reportadas (PTP, PTR, Qgi, Temperatura de bajante), así como la producción reportada.
5. Creación de la propuesta con las curvas de rendimiento para cada movimiento.
6. Generación de la evaluación económica de la optimización propuesta.
7. Entrega de la propuesta a la coordinación de operación de pozos, misma que es revisada de manera conjunta, previa a ser aplicada en campo.
8. Ejecución de la propuesta aprobada en el campo, manteniendo comunicación entre ambas áreas (productividad de pozos y operación de pozos).
9. Análisis de los resultados en conjunto para verificar las condiciones esperadas.
10. Retroalimentación de los modelos de pozo con la información obtenida

Ejemplo de aplicación

Se muestra el proceso de optimización en el pozo M-1, el cual se realizó en fechas recientes.

1. De las bases de datos institucionales, se obtiene la información para generar el histórico de condiciones operativas, así como de sus aforos y muestreos de calidad (**Figura 2**).
2. Se identificó un incremento en el gasto de inyección de gas de BN de +0.8 MMpcd, sin observar un beneficio en producción, manteniendo su temperatura en bajante.
3. Se ajustó el modelo de pozo al último aforo validado.
4. Se realizó la corrida base de las condiciones de operación del pozo, con lo cual se verificó que el modelo reprodujera las condiciones reportadas (**Figura 3**).

Premises

- The multiphase models of the wells are adjusted to retrieve information and gauges.
- When performing a PP gas optimization, the aim is to reduce the injection volume with marginal impact on production.
- Variables considered for optimization: head pressure and injection cost.
- The proposed movements must be carried out gradually, to observe the stabilization of the well in the new condition.
- Wells identified with formation damage were not taken into account.

Methodology

PP's gas optimization methodology considers in-cabinet and field analysis, as well as its application and evaluation of results.

1. Daily monitoring of operating conditions (wellhead pressure, RT pressure, gas injection expense, well downstream temperature, choke diameter), as well as the production performance of the wells through the calculated gauges. This information is obtained from institutional databases.
2. Analysis of the monitoring graphs to identify the performance of the wells and define those that are candidates to optimize PP gas.
3. Validation and adjustment of the multiphase model of the well to a pressure test - Production (PLT, bottom sensor) or gauging.
4. Running the models to generate the base case and verify that the reported operating conditions are reproduced (PTP, PTR, Qgi, Downstream Temperature), as well as the reported production.
5. Creation of the proposal with the performance curves for each movement.
6. Generation of the economic evaluation of the proposed optimization.
7. Delivery of the proposal to the well operation coordination, which is reviewed jointly before being applied in the field.
8. Execution of the approved proposal in the field, maintaining communication between both areas (well productivity and well operation).
9. Joint analysis of the results to verify the expected conditions.
10. Feedback from well models with the information obtained.

Application example

It shows the optimization process in well M-1, which was performed recently.

1. Information is obtained from the institutional databases, to generate the history of operating conditions, as well as their gauges and quality samples (**Figure 2**).
2. An increase in PP gas injection expense of +0.8 MMpcd was noticed, without observing a benefit in production, keeping its temperature down.
3. The well model was adjusted to the last validated capacity.

- Se generó la propuesta de optimización de gas de BN, con sus respectivas curvas de rendimiento de gas de BN; se plantea reducir 0.8 MMpcd de gas de BN, con un impacto marginal en producción.
- Se realizaron los perfiles tipo con los gastos de para la evaluación económica de la optimización propuesta, donde se considera la optimización del pozo $Q_o=7,489$ y $Q_o=7,556$. Para el cálculo del costo de producción, se tomó como base que 1MMpcd de gas residual para BN tiene un costo de 4,593 dólares y se realizó el cálculo con la producción de los dos escenarios. Los costos de producción son los siguientes: 3.12 USD/b (para el escenario de 7,489bd) y 3.58 USD/b (para el escenario de 7,556bd).

Las **premisas** del campo A se tomaron de las utilizadas para la evaluación del POT I.

- Precio promedio de venta de aceite: \$ 43.28 USD/b
- Precio promedio de venta de gas: \$ 3.74 USD/Mpc
- Paridad: 19.1 pesos/USD
- Límite de deducibilidad: 12.5 %
- Derecho de utilidad compartida: 65.0 %
- Tasa de descuento: 7.5 % anual

- La propuesta generada fue entregada a la coordinación de operación de pozos y fue revisada de manera conjunta previa a ser aplicada en campo.
- Una vez revisada y aceptada, se ejecutó en campo, manteniendo comunicación entre ambas áreas (productividad de pozos y operación de pozos).
- Los resultados se analizaron en conjunto para verificar las condiciones esperadas. Se observa un mantenimiento de temperatura de bajante, lo que verifica que no hubo pérdida de producción al realizar el movimiento de optimización.
- Se retroalimentó el modelo de pozo con la información obtenida de la ejecución del movimiento. Se encuentra en espera de realizar aforo para continuar con el monitoreo del comportamiento del pozo.

Conclusiones

Como estrategia de desarrollo para optimizar producción, y considerando que más del 70% de los pozos que administra el activo operan con BNC, es de gran valor el análisis, ejecución y reevaluación de la definición de volumen óptimo para la inyección de gas de BNC. Es crucial que se defina desde el punto de vista técnico y económico, ya que sirve como punto de partida para operar los pozos que administra el activo y para que se generalice como práctica en la operación de pozos.

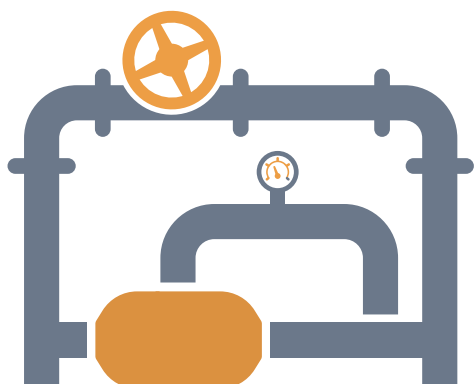


Tabla 1. Resultados de la evaluación económica **Table 1.** Results of the Economic Evaluation

Métricas Metrics		Escenario sin optimizar Non-optimized scenario	Optimizado Optimized scenario
Gasto inicial de aceite Initial oil rate	Bd	7,556	7,489
VPN @ 10% anual NPV @ 10% annual	\$ mm pesos	710.79	727.46
VPN @ 10% anual NPV @ 10% annual	\$ mm USD	37.21	38.09
Tiempo de evaluación Evaluation time	Meses Months	12	12
NP	Mmb	2.49	2.48

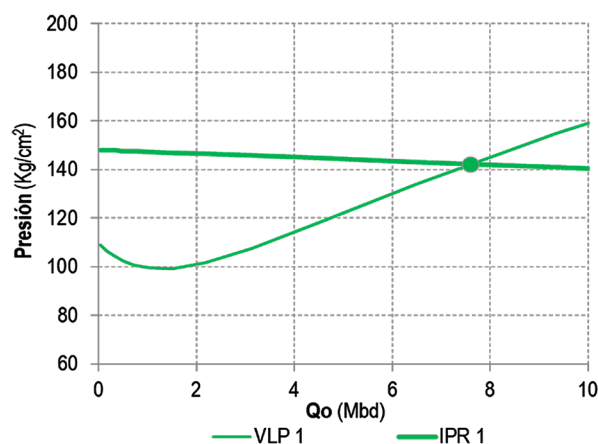


Figura 3. Análisis nodal del pozo

Figure 3. Well's nodal analysis

4. The base run of the well's operating conditions was carried out, which verified that the model reproduced the reported conditions (Figure 3).

5. The PP gas optimization proposal was generated, with their respective PP gas yield curves; it is proposed to reduce 0.8 MMcf of BN gas, with a marginal impact on production.

6. The type profiles were made with the expenses for the economic evaluation of the proposed optimization, where the optimization of the well $Q_o=7,489$ and $Q_o=7,556$ is considered. For the calculation of the production cost, it was taken as a base that 1Mcf of residual gas for PP has a cost of 4,593 dollars, and the calculation was made with the production of the two scenarios. The production costs are as follows: 3.12 USD/b (for the 7489bd scenario) and 3.58 USD/b (for the 7556bd scenario)..

The premises of field A were taken from those used for the evaluation of ETP I.

- Average selling price of oil: 43.28 USD/b
- Average selling price of gas: 3.74 USD/Mpc
- Parity: 19.1 pesos/USD
- Deductibility limit: 12.5%.
- Shared utility right: 65.0 %
- Discount rate: 7.5 % annually

7. The resulting proposal was submitted to the well's operation coordination and was reviewed jointly before being applied in the field.

8. Once reviewed and accepted, it was executed in the field, maintaining communication between both areas (well productivity and well operation).

9. The results were analyzed together to verify the expected conditions. Downstream temperature maintenance is observed, which verifies that there was no production loss when performing the optimization movement.

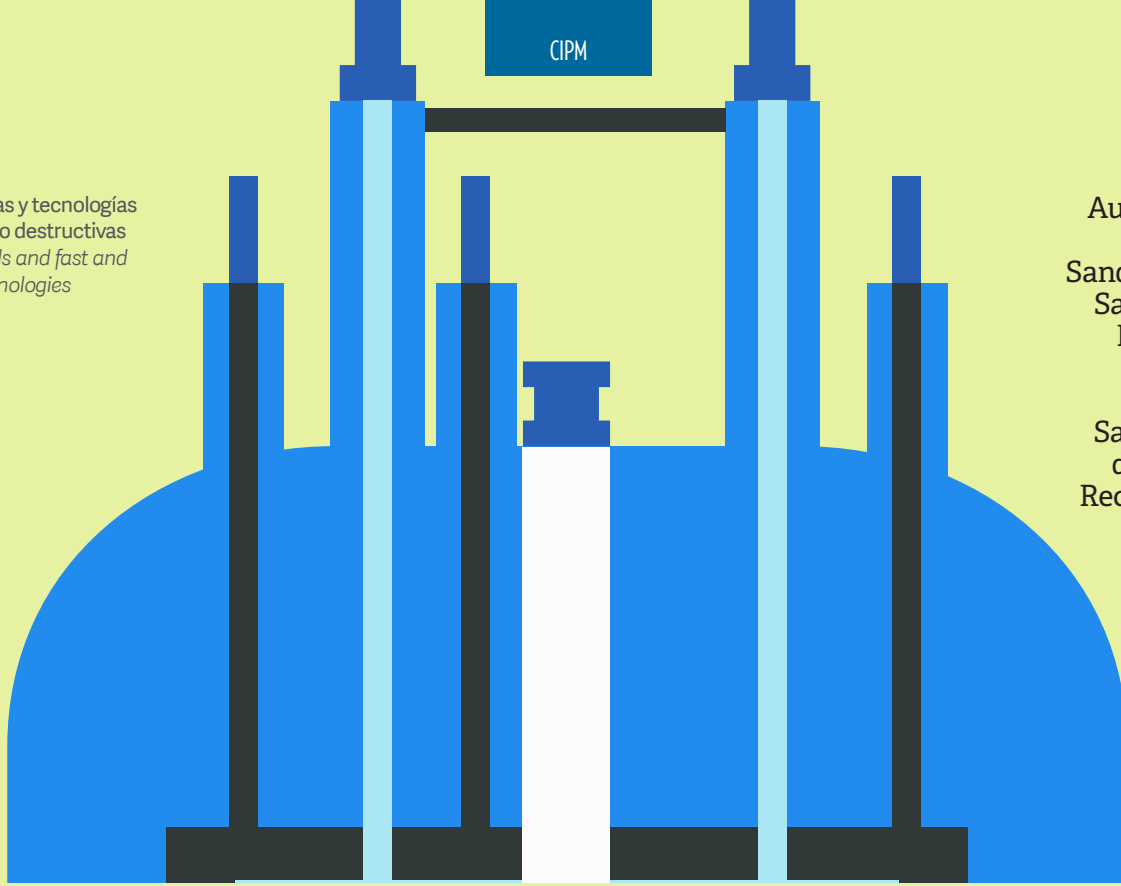
10. The well model was fed back with the information obtained from the execution of the movement. It is currently waiting for the gauge, to continue monitoring the well's performance.

Conclusions

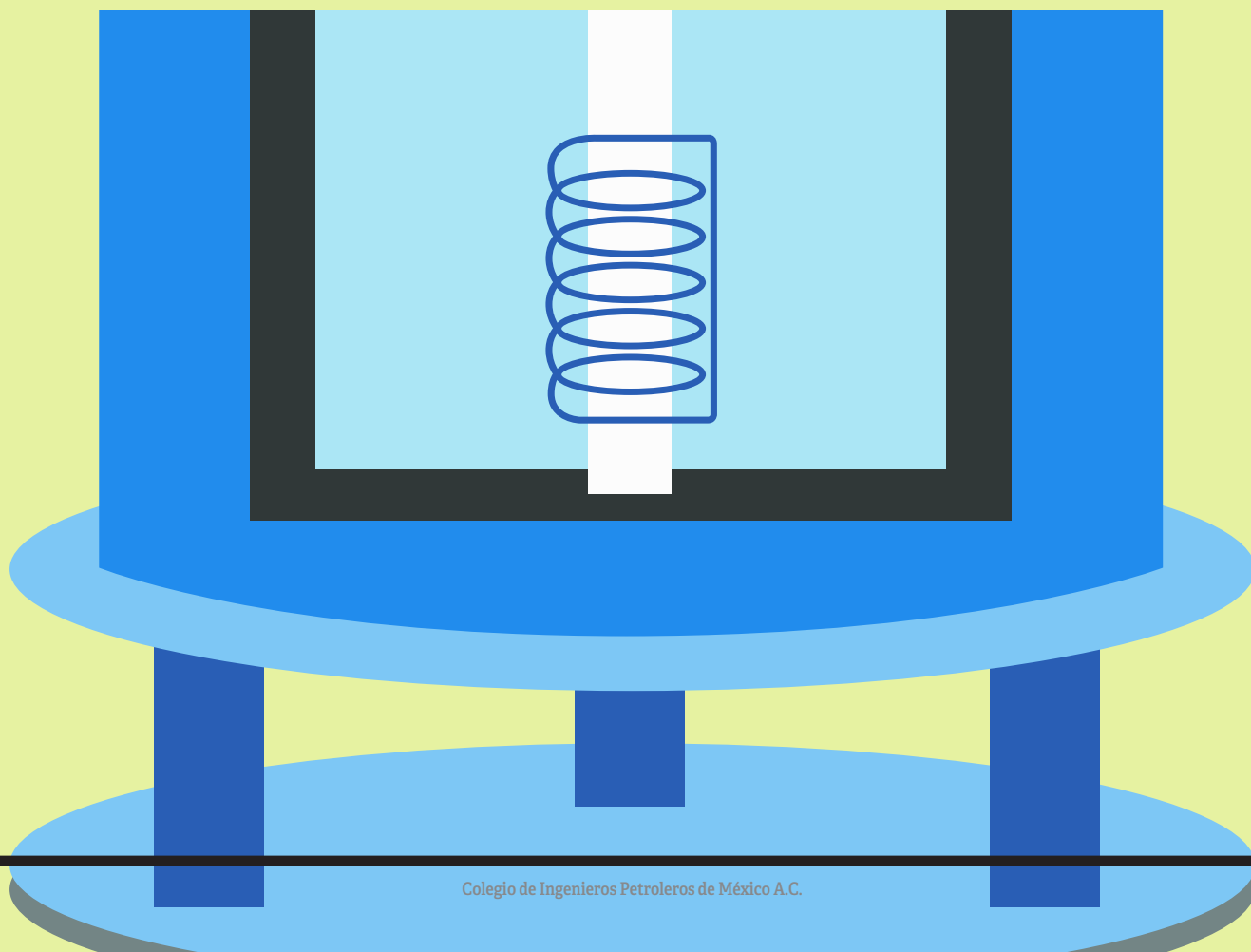
As a development strategy to optimize production, and considering that more than 70% of the wells managed by the asset operate with continuous gas artificial lift, the analysis, execution, and re-evaluation of the definition of optimal volume for continuous artificial lift gas injection is of great value. It is crucial to define it from the technical and economic point of view since it serves as a starting point to operate the wells managed by the asset, and to generalize it as a practice in the operation of wells.

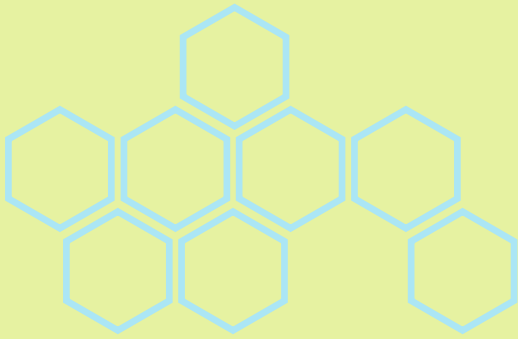
◆ Nuevas herramientas y tecnologías analíticas rápidas y no destructivas
/ New analytical tools and fast and non-destructive technologies

Autores / Authors:
María Isabel Sandoval Martínez-Samuel Fernando Muñoz Navarro (Universidad Industrial de Santander-Grupo de investigación Recobro Mejorado)



Aplicación de la resonancia magnética nuclear de bajo campo para estudiar la interacción entre el petróleo pesado colombiano y el solvente líquido





La Inyección de Disolvente Cíclico (CSI, por sus siglas en inglés) es un método no térmico que ha demostrado el potencial de la recuperación mejorada de aceite pesado. En un proceso CSI es muy importante evaluar el efecto del disolvente sobre las propiedades del aceite y su composición, con el fin de estimar la eficacia del método y evitar problemas en el medio poroso.

Este tipo de estudios experimentales muestran algunos problemas, porque cuando la viscosidad es demasiado alta, las mediciones convencionales se vuelven menos precisas y más difíciles de obtener, lo que aumenta la necesidad de nuevas herramientas y tecnologías analíticas rápidas y no destructivas.

La Resonancia Magnética Nuclear de Bajo Campo (RMN-CB) ha sido una alternativa atractiva a las mediciones convencionales, ya que proporciona datos rápidos, imparciales y no destructivos para aceites de alta viscosidad.

Con el fin de mejorar la recuperación de petróleo pesado, se han utilizado procesos a vapor en algunos campos colombianos (Maya, Mercado, Castro, Trujillo, Soto y Pérez, 2010). Sin embargo, varios problemas técnicos están asociados con este tipo de métodos de base térmica; tales como: consumo elevado de energía y agua, el costoso tratamiento de agua, grandes pérdidas de calor y considerables emisiones de gases de efecto invernadero (Zhongwei, Fanhua y Xialong, 2016).

Alternativamente, métodos basados en disolventes son utilizados en muchos yacimientos de petróleo pesado en los que el vapor no es adecuado, debido a limitaciones económicas y problemas medioambientales (Lin, Zeng, Ma, Gu, 2014), (Brayan, níquel de, 2016).

Principios de RMN de campo bajo

Como es bien sabido, cuando una muestra —que consiste en núcleos sensibles a las RMN (^1H , ^3He , ^{129}Xe ; ^{23}Na)— se somete a un campo magnético estático uniforme B_0 , una magnetización (M) macroscópica neta de la muestra aparece en la misma dirección.

Esta magnetización es proporcional, en términos generales, a este campo polarizador B_0 , a la densidad de núcleos dentro de la muestra y a la relación giro-magnética característica (γ) del núcleo que se está estudiando. En un experimento típico de pulso singular, la muestra se somete a un pulso corto (llamado pulso de excitación) de un campo magnético de radiofrecuencia (RF) B_1 , aplicado perpendicularmente a B_0 y en la frecuencia característica Larmor (f). Esta frecuencia depende del núcleo y del campo magnético estático según la **Ecuación 1**.

Application of low field nuclear magnetic resonance to study the interaction between Colombian heavy oil and liquid solvent

The cyclic solvent injection (CSI) is a non-thermal method that has demonstrated the potential in enhancing heavy oil recovery. In a CSI process is very important to evaluate in the lab, the effect of solvent about oil properties and composition to estimate the effectiveness of the method and to avoid problems in the porous medium.

This kind of experimental studies show some problems because when the viscosity is too high, conventional measurements become less accurate and more difficult to obtain, raising the need for new rapid and non-destructive analytical tools and technologies.

Low Field Nuclear Magnetic Resonance (LF-NMR) has been an attractive alternative to conventional measurements because it provides fast, unbiased and non-destructive data for high viscosity oils.

In order to enhance heavy oil recovery, steam-based processes have been used in some Colombian fields (Maya, Mercado, Castro, Trujillo, Soto and Perez, 2010), however, several technical issues are associated with this type of thermal-based methods, such as large energy and water consumption, expensive water treatment, extensive heat losses and considerable greenhouse gas emissions (Zhongwei, Fanhua, and Xialong, 2016).

Alternatively, solvent-based methods are considered in many heavy oil reservoirs where steam are not suitable due to economic constraints and environmental concerns (Lin, Zeng, Ma, Gu, 2014), (Brayan, Nickel From, 2016).

Principles of low field NMR

As it is well known, when a sample —consisting of NMR-sensitive nuclei (^1H , ^3He , ^{129}Xe ; ^{23}Na)— is subjected to a uniform static magnetic field B_0 , a net macroscopic magnetization (M) of the sample appears in the same direction of B_0 .

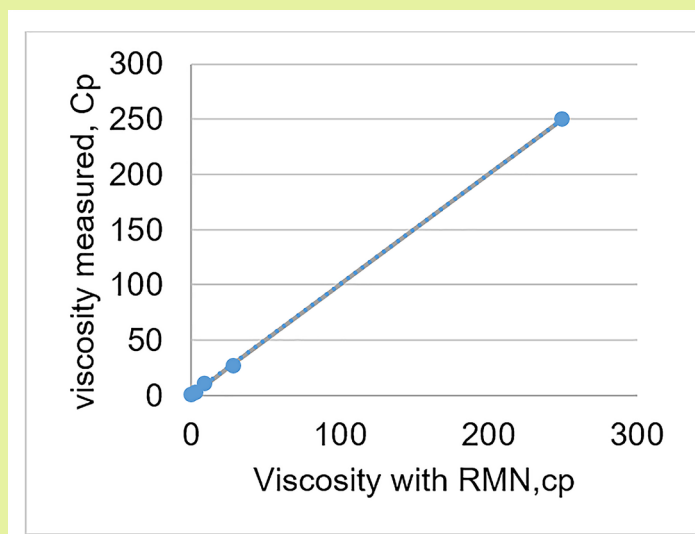


Figura 1. Comparación entre la viscosidad calculada y la viscosidad obtenida con RMN.

Figure 1. Comparison between viscosity measured and viscosity obtained with NMR.

El efecto del pulso de excitación es que la magnetización (M) es “inclinada” o girada desde su dirección inicial (o desde su estado de equilibrio térmico) por un ángulo α , al que se le denomina “ángulo de volteo”. Es proporcional al campo B_1 y a su duración (τ), según la **Ecuación 2**.

Cuando se suspende el pulso, la energía absorbida por protones se libera al medio hasta alcanzar el equilibrio, proceso conocido como relajación; esto tanto en el plano transversal como longitudinal. Durante este proceso, la señal RMN — llamada también Decaimiento por Inducción Libre (DIL)— se recibe en la misma frecuencia. Esta señal, que es proporcional a la magnetización (M) (entonces a B_0) y a γ , se procesa para ser utilizada para obtener una “huella dactilar” del entorno del núcleo que se está estudiando.

El tiempo de relajación transversal (T_2) se define como el tiempo que tarda el componente transversal del vector de magnetización en decaer al 37% de su valor inicial (Bloch, 1946). Este tiempo está directamente relacionado con la viscosidad de los fluidos y el espacio de confinamiento; es decir, cuando un fluido tiene alta viscosidad, sus moléculas están muy cerca unas de otras, por lo que liberan más rápido la energía absorbida y su vector de magnetización tomará menos tiempo para alinearse de nuevo con el campo magnético externo.

Determinación de propiedades con RMN

Difusión molecular

La difusión molecular es el flujo aleatorio de componentes por a la diferencia de concentración entre dos fluidos (Salama y Kantzas, 2005). Este proceso hace que la interfaz entre los dos fluidos, inicialmente nítida, se convierta en un gradiente de zona mixta difusa, de un fluido puro al otro. La difusión molecular está descrita por la Ley Fick, como se muestra en la Ecuación 3, que permite analizar el cambio de concentración con respecto a la distancia y el tiempo, con una constante de proporcionalidad; se le conoce como coeficiente de difusión molecular.

Procedimiento para determinar el coeficiente de difusión

Como se explicó anteriormente, basándonos en las características de la RMN de campo bajo, es posible determinar la fracción de líquidos presentes en una mezcla; estos tienen diferencias significativas en sus tiempos de relajación. Por esta razón, es posible identificar la nafta, el aceite pesado y la mezcla de ambos y determinar la cantidad de solvente que se ha difundido en el aceite pesado en un determinado periodo de tiempo.

Para lograr el objetivo principal de este trabajo, se empleó nafta y un petróleo pesado colombiano (**Tabla 1**). Cada fluido puro se insertó en el equipo de RMN de campo bajo en tubos de 5 cm de diámetro, a una temperatura de 30 °C, con los parámetros de RMN que se muestran en la **Tabla 2**. Según la naturaleza de cada fluido, las señales fueron fácilmente discriminadas. Los espectros resultantes muestran que la señal de nafta se encontraba en tiempos de relajación superiores a 1000 ms, y el aceite pesado en tiempos inferiores a 100 ms.

Tabla 1. Propiedades de los fluidos.
Tabla 1. Fluid Properties.

Fluido Merchan	Viscosidad 25°C (Cp) Viscosity 25°C (Cp)	Densidad (g/cm3) Density(g/cm3)
Nafta Naphtha	0.10	0.123
Aceite Pesado Heavy Oil	36,119.40	0.321

- $f = B_0\gamma$
- $\alpha = \gamma \tau B_1$
- $\frac{\partial c}{\partial t} = D_0 \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}$
- $T_2 \propto \frac{\mu}{T}$

This magnetization is proportional, roughly speaking, to this polarizing field B_0 , to the density of nuclei within the sample and to the characteristic gyro-magnetic ratio (γ) of the nucleus being studied. In a typical one-pulse experiment, the sample is subjected to a short pulse (called excitation pulse) of a radiofrequency (RF) magnetic field B_1 , applied perpendicularly to B_0 and at the characteristic Larmor frequency (f). This frequency depends on the nucleus and of the static magnetic field according to **Equation 1**.

The effect of the excitation pulse is that the magnetization (M) is “tipped” or rotated from its initial direction (or from its thermal equilibrium state) by an angle α , which is called “flip angle”. It is proportional to field B_1 and to its duration (τ), according to the **Equation 2**.

When the pulse is suspended, the absorbed energy by protons is released to the medium until equilibrium is reached, a process known as relaxation; this in both transversal and longitudinal planes. During this process, the NMR signal —also called the Free Induction Decay (FID)— is received at the same frequency. This signal, which is proportional to the magnetization M (then to B_0) and to γ , is processed to be used for obtaining a “fingerprint” of the environment of the nucleus being studied.

Transverse relaxation time (T_2) is defined as the time taken by the transversal component of the magnetization vector to decay at 37% of its initial value (Bloch, 1946). This time is directly related to the viscosity of the fluids and the confining space (i.e. when one fluid have high viscosity, its molecules are very close to each other, therefore they release the absorbed energy faster and their magnetization vector will take less time to align again with the external magnetic field).

Determination of properties with NMR

Molecular Diffusion

The molecular diffusion is the random flow of components due to the concentration difference between two fluids (Salama and Kantzas, 2005). This process causes the initially sharp interface among the two fluids to become a diffused mixed zone gradient from one pure fluid to the other. The molecular diffusion is described by the Fick Law, as shown in Equation 3, that allows analyzing the concentration change regarding the distance and time with a proportionality constant; it is known as molecular diffusion coefficient.

Procedure to determine the diffusion coefficient

As explained above, based on the characteristics of low-field NMR, it is possible to determine the fraction of liquids present in a mixture,

Tabla 2. Parámetros de RMN para el experimento de difusión.

Tabla 2. NMR parameters for diffusion experiment.

Parámetro RMN NMR parameter	Valor Value
Tiempo de ecos (ms) <i>Echoes time (ms)</i>	0.01
Número de ecos <i>Number of echoes</i>	8000
Demoras en el re-ciclado <i>Recycle delay(s)</i>	18
Número de escaneos <i>Numbers of scans</i>	32

Después de que se estimaron las propiedades de RMN de cada fluido puro, se prepararon mezclas con diferente cantidad de nafta y se llevaron al equipo de RMN para analizar el efecto de la concentración de nafta en propiedades de la señal de mezcla. Fue posible concluir que la señal de la mezcla se desplaza hacia un tiempo de relajación más largo, mediante el aumento de la concentración de nafta.

Determinación de la viscosidad por modelo de RMN

Se demostró que la RMN predijo con éxito la viscosidad de los aceites convencionales y pesados. La teoría de RMN convencional proporciona una relación inversa entre el tiempo de relajación a granel (T_2), la viscosidad (μ) y la temperatura (T) como se muestra en Ecuación 4 (Coates, Xiao, Prammer, 1999). La viscosidad obtenida con el modelo Bryan (2002) tuvo un buen ajuste respecto a la estimada en el laboratorio con un porcentaje de error inferior al 3% (Figura 1).

Conclusiones

La RMN se muestra como una herramienta útil para estudiar la interacción con aceite pesado en solventes, porque es una técnica muy rápida, no intrusiva y que permitió obtener el valor de diferentes propiedades con la misma muestra y al mismo tiempo.

Los productos de la RMN presentaron que la nafta es una opción interesante para ser utilizada como disolvente en un proceso de recuperación de aceite pesado mejorado, ya que esto permitió grandes reducciones de viscosidad.

Los resultados muestran que la cantidad de nafta no afecta el comportamiento del coeficiente de difusión molecular; sin embargo, esta variable influye en el tiempo necesario para asegurar que toda la nafta se disuelva en el aceite.

which have significant differences in their relaxation times. For this reason, it is possible to identify the naphtha, heavy oil and the mixture of both and to determine the amount of solvent that has diffused into the heavy oil in a certain time.

To achieve the main objective of this investigation, naphtha and a Colombian heavy oil were employed (Table 1). Each pure fluid was inserted into the low field NMR equipment in 5 cm diameter tubes, at a temperature of 30 °C, with the NMR parameters shown in Table 2. According to the nature of every fluid, the signals were easily discriminated. The resulting spectra show that the naphtha signal was located in relaxation times greater than 1000 ms, and heavy oil in times less than 100 ms.

After NMR properties of each pure fluid were estimated, mixtures with different quantities of naphtha were prepared and were taken to the NMR equipment to analyze the effect of naphtha concentration on properties of the mixture signal. It was possible to conclude that the mixture signal shifts towards longer relaxation time by increasing the naphtha concentration.

Viscosity determination by the NMR model

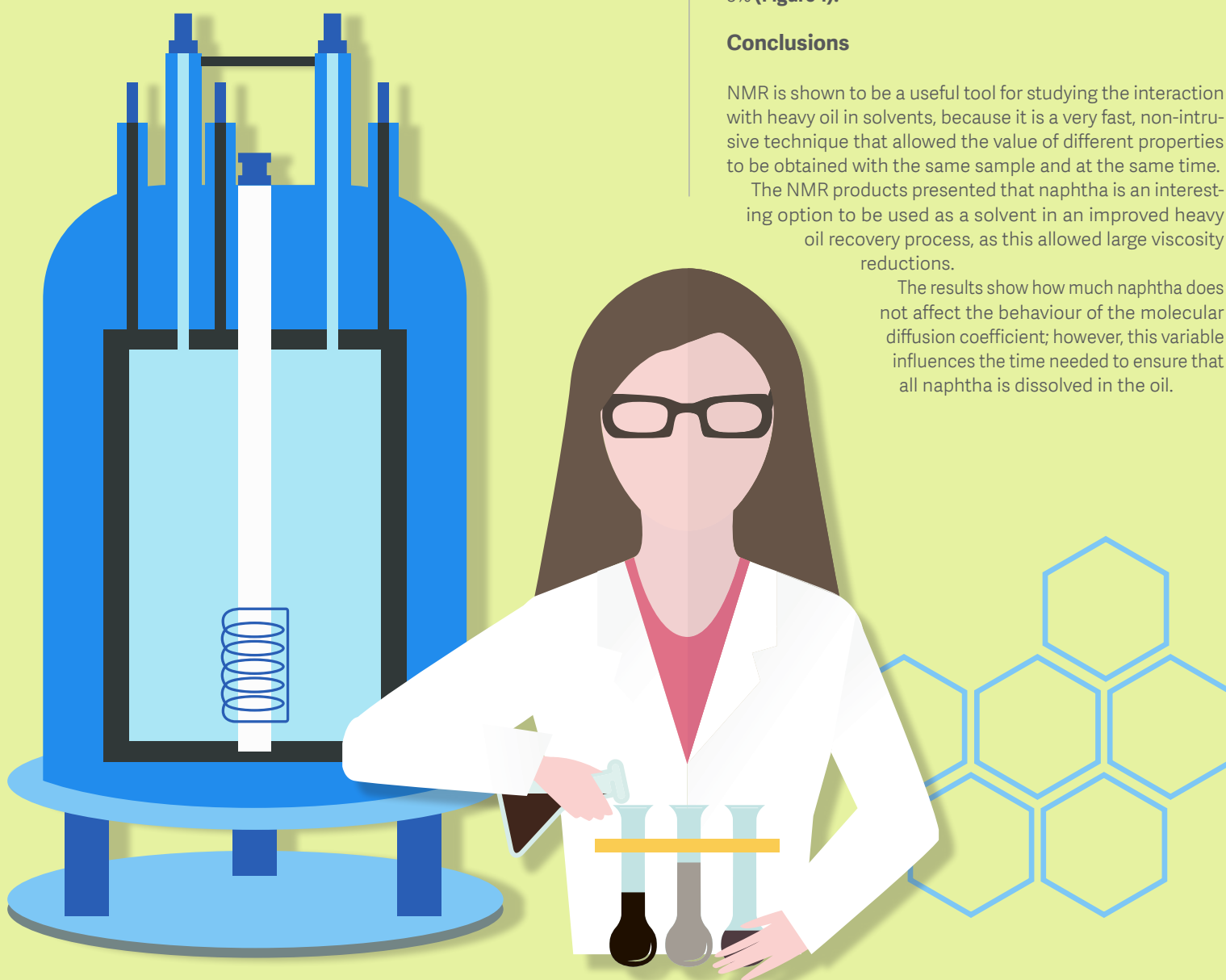
NMR was shown to successfully predict the viscosity of conventional and heavy oils. Conventional NMR theory gives an inverse relation between bulk relaxation time (T_2), viscosity (μ), and temperature (T) as is shown in Equation 4 (Coates, Xiao, Prammer, 1999). The viscosity obtained with the Bryan model (2002) had a good adjustment regarding the one estimated in the laboratory with an error percentage lower than 3% (Figure 1).

Conclusions

NMR is shown to be a useful tool for studying the interaction with heavy oil in solvents, because it is a very fast, non-intrusive technique that allowed the value of different properties to be obtained with the same sample and at the same time.

The NMR products presented that naphtha is an interesting option to be used as a solvent in an improved heavy oil recovery process, as this allowed large viscosity reductions.

The results show how much naphtha does not affect the behaviour of the molecular diffusion coefficient; however, this variable influences the time needed to ensure that all naphtha is dissolved in the oil.



La mejora de los datos sísmicos es una tarea que poco a poco toma relevancia
 / The improvement of the seismic data is a task that is taking more and more relevance

Aplicación de la transformada ondicular y uso de splines cúbicos para la mejora de la imagen sísmica

Application of the wavelet transformation and use of cubic splines for the improvement of the seismic image



Autores / Authors:

Héctor Ángeles Hernández (UNAM-FI)
 Erik Molino Minero-re (UNAM-IIMAS)
 Juan Marcos Brandi Purata (UNAM-IIMAS)

La “transformada ondicular” (WT, por sus siglas en inglés) es una herramienta que ha sido introducida en el procesamiento de datos sísmicos desde principios de los años 90. Su implementación práctica abarca desde la remoción y la atenuación de ruido, hasta la compresión de datos. La implementación de splines en el área de la sismología no es una práctica común; sin embargo, resulta de gran ayuda para mejorar la coherencia de la señal y continuidad de los reflectores.

La mejora de los datos sísmicos post-migración, ya sea en el dominio gather o apilado, resulta ser una tarea que poco a poco comienza a cobrar relevancia, ya que el reproceso de una secuencia básica de datos sísmicos resulta, algunas veces, inviable, debido a los altos costos en recursos económicos y tiempo de cómputo. Por esta razón, se considera adecuar una metodología que aproveche estos datos sísmicos Post-Migración.

Teóricamente, es posible mejorar la señal con el uso de la transformada ondicular discreta (DWT, por sus siglas en inglés) atenuando el

The “wavelet transformed” (WT) is a tool that has been introduced into seismic data processing since the early 90s. Its practical implementation ranges from noise removal and attenuation, to data compression. The implementation of splines in the area of seismology is not a common practice; however, it is of great help to improve signal coherence and reflector continuity.

The improvement of post-migration seismic data, either in the gather or stacked domain, turns out to be a task that has gained relevance, since the reprocessing of a basic sequence of seismic data turns out to be sometimes unfeasible, due to the high costs in economic resources and computation time. For this reason, an adaptation of the methodology that takes advantage of these Post-Migration seismic data is considered.

Theoretically, it is possible to improve the signal with the use of the discrete wavelet transformed (DWT) attenuating the noise, both

ruido, tanto coherente como aleatorio. Este análisis ha sido llevado a cabo anteriormente, dando resultados positivos. Sin embargo, la implementación en este trabajo de la supresión de sub-bandas relacionadas con ruido, tras la descomposición a través DWT y aplicación de splines que, se asume, trabajarán enfatizando los reflectores, tiene como objetivo hipotético aumentar la coherencia de la señal, resaltando algunos eventos o reflectores. Con la implementación de estas metodologías, se espera obtener resultados positivos que mejoren la imagen sísmica.

Teorías

Transformada Wavelet (Ondicular)

Para aplicar la transformada wavelet a una serie de datos numéricos, se hace necesario implementar una transformada discreta. La idea fue desarrollada por Mallat en 1989, quien diseñó un algoritmo basado en filtros que permite obtener una transformada wavelet en forma instantánea, a partir de los datos de interés. Según lo escrito por Molino et al. (2018), la transformada wavelet discreta (DWT), discretiza los pasos de dilatación y desplazamiento con las señales $s(t)$ aún consideradas como continuas.

La DWT se puede definir mediante la **Ecuación 1**, donde j y $k \in \mathbb{Z}$ son la dilatación discreta y el desplazamiento, respectivamente. Esto permite una frecuencia de muestreo diádica que genera los coeficientes wavelet $D_S(j,K)$ (**Ecuación 2**). Por otra parte, existe el proceso inverso, que se denomina como transformada wavelet inversa, y se define con la **Ecuación 3**.

coherent and random. This analysis has been carried out before, giving positive results. However, the implementation in this work of the suppression of sub-bands related to noise, after the decomposition through DWT and application of splines that, it is assumed, will work emphasizing the reflectors, has as a hypothetical objective to increase the coherence of the signal, highlighting some events or reflectors. With the implementation of these methodologies, we expect to obtain positive results that improve the seismic image.

Theories

Transformed Wavelet

To apply the wavelet transformed to a series of numerical data, it is necessary to implement a discrete transform. The idea was developed by Mallat in 1989, who designed an algorithm based on filters that allow to obtain a transformed wavelet instantly, from the data of interest. According to Molino et al. (2018), the discrete wavelet transformed (DWT) discretizes the expansion and displacement steps with the $s(t)$ signals still considered as continuous.

DWT can be defined by **Equation 1**, where j and $k \in \mathbb{Z}$ are discrete dilatation and displacement, respectively. This allows for a dyadic sampling frequency that generates the wavelet coefficients $D_S(j,K)$ (**Equation 2**). On the other hand, there is the inverse process, which is called inverse wavelet transformed and is defined with **Equation 3**.

For computational purposes, the DWT breaks down the signal into sub-bands using filters with different bandwidths (**Figure 1**). One of these filters is known as the scale function $\varphi(t)$, similar to a low-pass filter, and the other is the function of the discrete mother wavelet, $\Psi(t)$, similar to a high-pass filter. Both functions come from the same mother wavelet and are orthogonal, that is, they are complementary in the frequency domain.

Para propósitos computacionales, la DWT descompone la señal en sub-bandas mediante filtros con diferentes anchos de banda (**Figura 1**). Uno de estos filtros se conoce como la función de escala $\varphi(t)$, similar a un filtro de pasa bajas, y el otro es la función de la wavelet madre discreta, $\Psi(t)$, similar a un filtro pasa altas. Ambas funciones derivan de la misma wavelet madre y son ortogonales, esto es, son complementarias en el dominio de la frecuencia.

Splines

Los polinomios cúbicos ofrecen una buena relación entre flexibilidad y velocidad de cálculo, comparados con polinomios de orden superior. Los splines cúbicos requieren de menos cálculos y memoria, a la vez que son más estables, es decir, no generan artefactos como el fenómeno de Rouge. Un spline cúbico es una función formada por polinomios cúbicos, los cuales se unen con la mayor suavidad posible.

Splines

Cubic polynomials offer a good relationship between flexibility and calculation speed compared to higher-order polynomials. Cubic splines require fewer calculations and memory while being more stable, i.e. they do not generate artifacts such as the Rouge phenomenon. A cubic spline is a function formed by cubic polynomials, which join together as smoothly as possible.

State of the art

Transformed Wavelet

The selection of a mother wavelet is an important task. For that reason, in this investigation, several investigations that include the selection of a mother wavelet have been taken into consideration, since its correct selection impacts directly in different analyses. For this reason, it is

Estado del arte

Transformada Wavelet

La selección de una wavelet madre es un aspecto importante. Por ello, en esta investigación se han tomado en consideración varios trabajos que incluyen la selección de una wavelet madre, ya que su correcta selección impacta directamente en diferentes análisis. Por esta razón, es necesario hacer algunas pruebas de compatibilidad; es decir, buscar una wavelet que haga semejanza con la señal que se desea analizar para obtener resultados óptimos.

Spline cúbico

El uso de splines es común en áreas de procesamiento de imágenes no sísmicas. Algunas veces, su uso viene integrado en algunos programas comerciales típicos de diseño con imágenes de mapas de píxeles como Photoshop y Corel Drawn. En el área de la sismología no son muy comunes. Según se cita en algunos trabajos, su uso se restringe en el modelado de extrapolación de frentes de onda, atenuación de ruido y reconstrucción de horizontes en modelos de inversión.

Metodología

La metodología consta de 5 fases (Figura 2).

FASE 1. Selección de Wavelet

Entre los criterios de selección adecuados de una wavelet se puede tomar en consideración la similitud entre la señal y la wavelet madre. Así como la compatibilidad y la adaptación a las frecuencias de interés.

FASE 2. Descomponer en sub-bandas

Esta fase consiste en descomponer en sub-bandas el dato sísmico de entrada, utilizando la DWT.

FASE 3. Supresión de suba-bandas ruidosas

Supresión de bandas de frecuencias relacionadas con ruido que no aportan señal constructiva.

FASE 4. Ganancia selectiva en función a la frecuencia

Consiste en ubicar las sub-bandas que contribuyan efectivamente en la mejora de la señal. Esto puede estar en función al objetivo geológico o geofísico que se requiera.

FASE 5. Spline

Al aplicar el spline a las trazas se genera una mayor continuidad de los reflectores

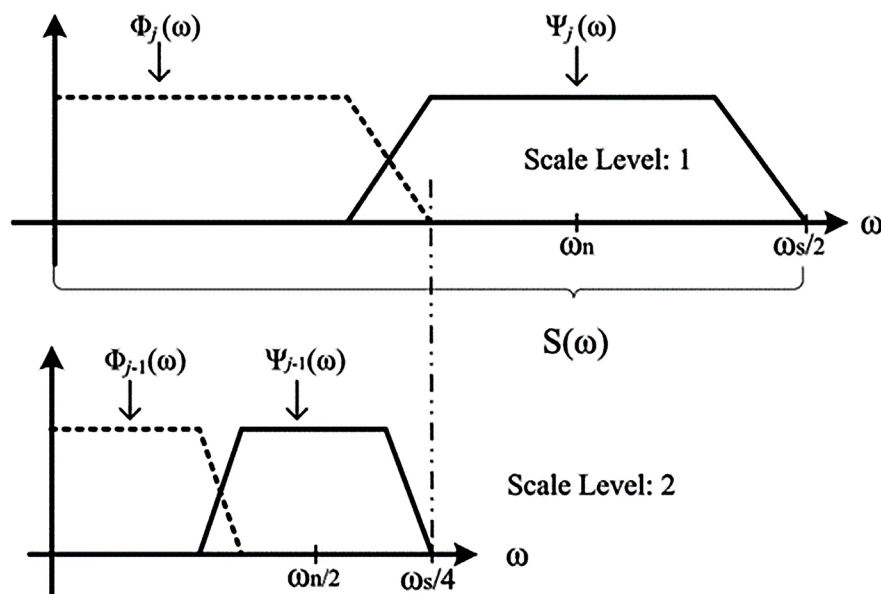
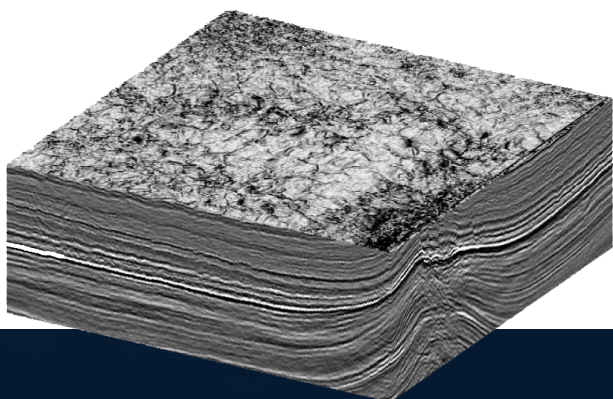


Figura 1. Las funciones wavelet y escala combinan espectros de frecuencia que cubren el espectro total de la señal.

Figure 1. Wavelet and scale functions combine frequency spectra covering the full spectrum of the signal

necessary to make some compatibility tests, that is to say, to look for a wavelet similar to the signal that one wants to analyze to obtain optimal results.

Cubic Spline

The use of splines is common in non-seismic image processing areas. Sometimes, their use is integrated into some typical commercial design programs with pixel map images such as Photoshop and Corel Drawn. In the area of seismology, they are not very common. As cited in some papers, their use is restricted to wavefront extrapolation modeling, noise version models.

Methodology

The methodology consists of 5 phases (Figure 2).

PHASE 1. Selection of Wavelet

Among the appropriate selection criteria of a wavelet, the similarity between the signal and the mother wavelet can be taken into consideration. As well as compatibility and adaptation to the frequencies of interest.

PHASE 2. Decompose into sub-bands

This phase consists of decomposing the input seismic data into sub-bands, using the DWT.

PHASE 3. Suppression of noisy sub-bands

Suppression of noise-related frequency bands that do not provide a constructive signal.

PHASE 4. Selective gain as a function of frequency

It consists of locating the sub-bands that effectively contribute to the signal's improvement. This can be a function of the required geological or geophysical objective.

PHASE 5. Spline

Applying the spline to the traces generates greater reflector continuity.

$$1. \Psi_{j,k}(t) = \frac{1}{\sqrt{2^j}} \Psi\left(\frac{t-2i,k}{2^j}\right)$$

$$2. D_S(j, k) = \int_{-\infty}^{\infty} s(t) \Psi_{j,k}(t) dt$$

$$3. s(t) = \sum_{j,k} d_S(j, k) \psi_{j,k}(t)$$

$$4. s'(n) = A_j(n) + D_j(n) + D_{j-1}(n) + \dots + D_1(n).$$



Conclusiones

- Se ha descrito una metodología que permite resaltar sub-bandas frecuenciales de la señal sísmica; éstas mejoran la visualización de la imagen sísmica en un proceso post-migración.
- Es relevante mencionar que esto se logra aun cuando los datos ya han sido procesados en diferentes dominios, transformaciones y analistas de datos. Los resultados presentados corresponden a datos sísmicos reales de dos campos distintos.
- Asimismo, se ha mostrado que esta metodología tiene un posible potencial para aumentar la resolución en algunos atributos sísmicos; como el RMS, donde se observó una aparente correlación positiva con el registro de pozo Gamma Ray, lo cual podría ayudar a que el analista o intérprete reduzca la incertidumbre de su análisis.

Conclusions

- A methodology that allows highlighting frequency sub-bands of the seismic signal has been described; these improve the visualization of the seismic image in a post-migration process.
- It is important to mention that this is achieved even when the data has already been processed in different domains, transformations, and data analysts. The results presented correspond to real seismic data from two different fields.
- Likewise, it has been shown that this methodology has a possible potential to increase the resolution in some seismic attributes; such as RMS, where an apparent positive correlation with the Gamma Ray well logs was observed, which could help the analyst or interpreter reduce the uncertainty of the analysis.

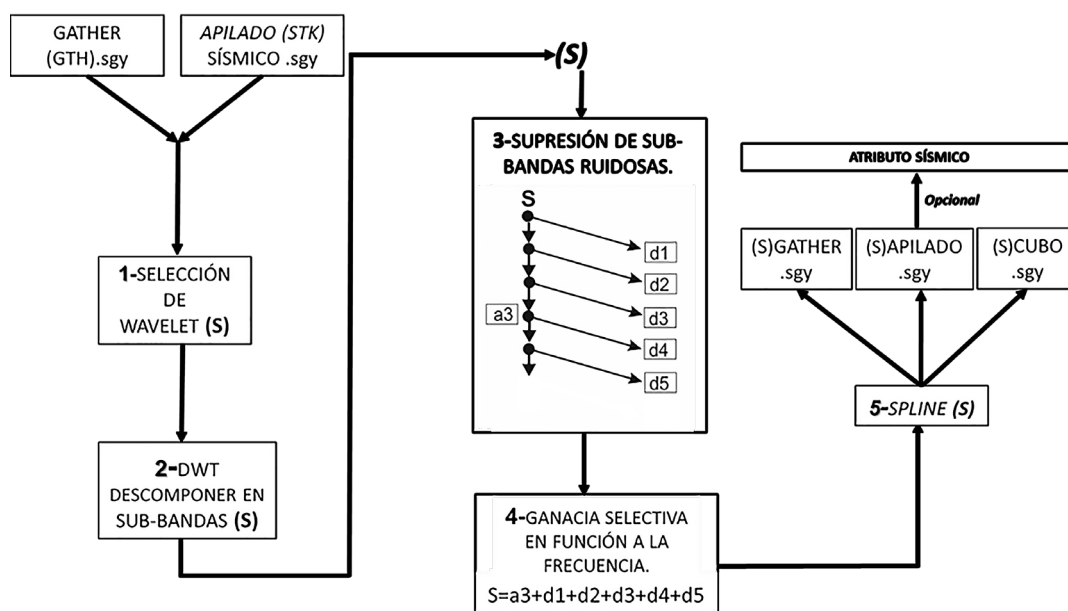


Figura 2. Flujo de trabajo generalizado de esta investigación

Figure 2. Generalized workflow of this research