

# WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 35  
Noviembre 2019

## PETROLERA



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

## Política Energética y Pemex: se recupera la producción

*Energy Policy and Pemex:  
production picks up again*

Metodología de  
análisis para la  
validación de  
mediciones

*Analysis  
methodology for  
measurement  
validation*

Recuperación  
secundaria  
y mejorada:  
lineamientos  
técnicos

*Secondary and  
improved recovery:  
technical  
guidelines*

Sal en la  
columna  
sedimentaria:  
efectos  
térmicos

*Salt on the  
sedimentary  
column:  
thermal effects*

Evaluación de las correlaciones  
de viscosidad en México

*Evaluation of viscosity correlations in Mexico*





**E**stimados Colegiados:

Los resultados empiezan a reflejarse. Nuestra compañía petrolera no solamente detuvo el declive productivo que la caracterizó al final de la administración que culminó en noviembre de 2018, sino que ahora, incluso, ya muestra un incremento. Pemex llegó a producir, en su peor momento, poco más de un millón 600 mil barriles diarios de petróleo; todo un desplome en la producción de esta

petrolera. Lo anterior, considerando que su producción máxima histórica se registró en el mes de octubre de 2004, cuando alcanzó la cifra de tres millones 452 mil barriles diarios de petróleo.

Para el mes de septiembre de 2019, Pemex ligó cuatro meses de incrementos consecutivos en su producción. Durante ese mes, la petrolera produjo poco más de un millón 712 mil barriles diarios de petróleo; todavía lejos de la capacidad que alguna vez tuvo la empresa. Petróleos Mexicanos sigue ya una clara trayectoria, contraria a la tendencia de declive que los había caracterizado el año anterior, antes de que entrara en funciones la nueva administración federal.

Se trata sin duda de un logro de los petroleros de México. Todos hemos contribuido al objetivo planteado por el gobierno federal: recuperar la producción de Pemex para que la compañía se convierta en palanca del desarrollo nacional. Desde que se hizo el llamado de nuestro presidente, todos nos unimos en torno al objetivo y soy testigo de la forma en que los petroleros trabajamos en el día a día; con dedicación pero, sobre todo, con esa incesante pasión por nuestra industria petrolera.

Estimados colegas, pronto llegará el momento de hacer nuestro balance anual. Les puedo adelantar desde ahora que los ingenieros petroleros nos comportamos a la altura del reto que nos demandó la coyuntura nacional y la administración federal. Sin embargo, también estamos conscientes que solamente es el inicio. El gran objetivo del país es llegar a, cuando menos, una producción diaria de 2.6 millones de barriles de petróleo al cierre de la presente administración y en ese gran reto estamos enfocados los grandes ingenieros petroleros de este país.



**D**ear Collegiate:

The results are starting to show. Not only did our national oil company stop the production decline that characterized it at the end of the last administration, but now it is even showing an increase. Pemex managed to produce, at its worst moment, a little more than one million 600 hundred barrels of oil per day; a complete collapse in the production of this oil company. The latter, considering that its historical maximum production was recorded in October of 2004, when it reached

three million 452 thousand barrels of oil per day.

For September 2019, Pemex tied four months of consecutive increases in its production. During that month, the oil company produced little more than one million 712 thousand barrels of oil per day; still far from the capacity that the company once had. Petróleos Mexicanos already follows a clear trajectory, contrary to the declining trend that had characterized them the previous year, before the new federal administration came into office.

This is undoubtedly an achievement of Mexico's oil experts. We have all contributed to the goal set by the federal government: to recover Pemex's production so that the company becomes a lever of national development. Ever since our President's wake up call was made, we have all come together around the same objective and I have witnessed the way in which oil experts work on a day-to-day basis; with dedication but, above all, with that relentless passion for our oil industry.

Dear Colleagues, soon it will be time to make our annual balance. I can tell you that the oil engineers are rising to the challenge demanded by the national scenario and the federal administration. However, we are also aware that this is only the beginning. The great goal is to reach, at least, a daily production of 2.6 million barrels of oil at the close of the present administration and in that all oil engineers focused on.

**M.C. Luis Ferrán Arroyo**

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

2018-2020

*President of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C.*

2018-2020



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

Consejo Directivo Nacional / National Board  
2018-2020

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

Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar  
Vicepresidente / Vice-president

Ing. Francisco Javier Flamenca López  
1er Secretario Propietario / 1st Owner Secretary

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

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

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

M.I. Saúl Bautista Fragoza  
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

Política energética refleja resultados en Pemex: se recupera la producción.

*Energy policy echoes in results at Pemex: production recovers.*

### Página 6

Metodología de análisis para la validación de mediciones a través del uso de modelos estadísticos y mapas de estabilidad tipo cuadrantes.

*Analysis methodology for measurement validation through statistical models and quadrant type stability maps.*

### Página 10

Evaluación de las correlaciones de viscosidad con información de aceites producidos en campos terrestres de México.

*Evaluation of viscosity correlations with information from oils produced in land fields in Mexico.*

### Página 14

Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada en México.

*Technical guidelines on secondary and improved recovery in Mexico.*

### Página 18

Los efectos térmicos de la sal en la columna sedimentaria, ejemplo del Golfo de México.

*The thermal effects of salt on the sedimentary column, e.g. the Gulf of Mexico.*

Al mes de septiembre, Pemex ligó cuatro meses de alzas en la producción  
/ As of September, Pemex had four months of production increases

# Política energética refleja resultados en Pemex: se recupera la producción

## Energy policy echoes in results at Pemex: production recovers

*La política energética del gobierno mexicano ha empezado a rendir frutos. La producción de petróleo ya muestra una clara trayectoria ascendente y, poco a poco, se cumplen los objetivos planteados en el inicio de la administración. Las cifras oficiales confirman que prácticamente desde mayo se llegó a un punto de inflexión en la dinámica de producción de petróleo en el país, que para entonces se encontraba en declive.*

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) señala que al cierre del septiembre pasado, la producción de petróleo en México se incrementó por cuarto mes consecutivo. De acuerdo con el órgano regulador, durante el noveno mes del año, Petróleos Mexicanos (Pemex) produjo un millón 712 mil 700 barriles diarios de petróleo; se trata del nivel más alto del año en curso para la petrolera mexicana.

Respecto al mismo periodo del año pasado, el aumento en la producción de Pemex fue de 5.73%. Es una tasa de crecimiento modesta, pero que rompe ya con la tendencia de declive que se observaba y que había sumido a la petrolera mexicana en una fuerte crisis productiva y de ingresos. Los datos oficiales señalan que al cierre de septiembre, Petróleos Mexicanos ya generaba

*The Mexican government's energy policy has begun to bear fruit. Oil production is already showing a clear upward trajectory, and little by little, the objectives set at the beginning of the administration are being achieved. Official numbers confirm that a turning point in the country's oil production dynamics, which at that time was in decline, has been reached practically since May.*

The National Hydrocarbons Commission (CNH, by its acronym in Spanish) points out that at the end of last September, Mexico's oil production increased for its fourth consecutive month. According to the regulatory body, during the ninth month of the year, Petróleos Mexicanos (Pemex) produced 712,700 barrels of oil per day; this is the highest level of the current year for the Mexican oil company.

Compared to the same period last year, the increase in Pemex's production was of 5.73%. It is a modest growth rate, but it breaks with the decline trend that had plunged the Mexican oil in a strong crisis of production and income. Official data indicate that at the end of September, Petróleos Mexicanos already generated an additional 101,800 barrels of oil per day. Not only is the increase in production the indicator that begins to show an energy policy focused more on the productive capacity of the most important public company in the country, there has also been an increase in the dynamics of gas production.

As for gas production, at the end of September the fifth consecutive month of increases was



101 mil 800 barriles diarios adicionales de petróleo. No solamente es el aumento en la producción el indicador que empieza a reflejar una política energética enfocada más en la capacidad productiva de la empresa pública más importante del país, también se ha visto un aumento en la dinámica de producción de gas por parte de dicha compañía.

En el rubro de la producción de gas, al cierre de septiembre se reportó el quinto mes consecutivo de incrementos; algo que no se observaba desde hace 15 años. Desde el año 2004, Pemex no reportaba cinco periodos mensuales de aumentos en la producción de este energético. De mantenerse la tendencia productiva que la empresa ha empezado a reflejar, la producción de petróleo cerraría el año en un promedio de 1.778 millones de barriles por día (bpd), debido, principalmente, al inicio de producción de nuevos pozos.

La meta para el final del sexenio es clara y ambiciosa. De acuerdo con la petrolera, en su plan de rescate financiero, el gobierno espera que la producción de crudo de Pemex incremente a casi 2.7 millones de barriles hacia el final de 2024. Si lo anterior se logra, representaría un incremento de 1 millón de barriles en un lapso de cinco años.

### Las claves para el aumento de la producción

El plan diseñado para que Pemex incremente su plataforma productiva consta de varios ejes que han permitido a la compañía avanzar en sus objetivos. Su orden no depende de la implementación en la petrolera mexicana; de hecho, todos son parte relevante y uno no podría explicarse sin el otro. El primero de ellos consistió en el inicio de los trabajos de rehabilitación de las seis refinerías de Pemex, tema que hemos tocado en estos espacios por su marcada relevancia para la política energética del país y para la comunidad petrolera nacional.

Los resultados son notorios. De acuerdo con la secretaria de energía, Rocío Nahle, en diciembre de 2018 se procesaban un total de 507 mil barriles diarios en las refinerías; mientras que esa capacidad se incrementó a 814 mil para septiembre de este año. Lo anterior supone un incremento de 307 mil barriles, equivalente a una tasa del 60.55%. Hasta ahora, el presupuesto para dichos trabajos de rehabilitación es de 12 mil 500 millones de pesos, destacando los ahorros logrados gracias a que una parte importante de estos arreglos los han realizado los propios trabajadores de Pemex.

Otra clave para explicar la recuperación productiva de la petrolera consiste en el presupuesto que le fue asignado para este año, junto con un apoyo adicional anunciado en febrero pasado; ambos suman un monto jamás asignado a la compañía. Lo anterior refleja el compromiso del gobierno federal para impulsar la recuperación inmediata de Pemex para su fortalecimiento y que, con el paso de los años, esta empresa llegue a ser el pilar del desarrollo nacional.

En el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para 2019, Pemex recibió una cifra de 464 mil 601 millones de pesos más un apoyo adicional de 25 mil millones por parte de la Secretaría de Energía (Sener); es decir, un aumento de 20% frente al presupuesto registrado en 2018. Sin embargo, el 15 de febrero de este año, el gobierno federal anunció un apoyo adicional de 107 mil millones de pesos para la petrolera mexicana, por lo que el presupuesto total con el que dispondrá Pemex para este año será de hasta 571 mil 601 millones de pesos.

Para dimensionar el monto del que dispondrá la petrolera para su operación, podemos señalar que duplica y rebasa el presupuesto de este año destinado a la Ciudad de México, el cual prevé un gasto de 234 mil millones 235,575 pesos. Actualmente, Pemex dispone de un ejercicio presupuestal de más de medio billón de pesos. Esto permitió recomponer su estrategia productiva al detener primero el declive y luego revertir la tendencia, como hasta ahora lo hace.

### Plan de negocios, el otro pilar

Este año, la petrolera mexicana presentó su Plan de Negocios para la presente administración. Dentro de los 11 objetivos estratégicos que pusieron a disposición de la comunidad

reported, something that has not been observed in 15 years. Since 2004, Pemex did not report five monthly periods of increases in the production of this energy. If the productive trend continues, oil production will close the year at an average of 1,778 million bpd, mainly due to the start of production of new wells.

The goal for the end of the six years is clear and ambitious. According to the oil company, in its financial rescue plan, the government expects Pemex's crude oil production to increase to almost 2.7 million barrels by the end of 2024. If this is achieved, it would represent an increase of 1 million barrels in a lapse of five years.

### The keys to increased production

The plan designed for Pemex to increase its production platform consists of several axes that have allowed the company to advance in its objectives. Its order does not depend on the implementation in the Mexican oil company; in fact, all are relevant parts and one could not be explained without the other. The first of them consisted in the beginning of the rehabilitation works of the six Pemex refineries, subject we have tackled by its strong relevance for the energy policy of the country and for the national oil community.

The results are impressive. According to energy secretary Rocío Nahle, in December 2018 a total of 507,000 barrels per day were processed at the refineries, while that capacity increased to 814,000 by September of this year. This represents an increase of 307,000 barrels, equivalent to a rate of 60.55%. So far, the budget for such rehabilitation is 12.5 billion pesos, highlighting the savings achieved thanks to the fact that a significant part of these arrangements have been made by Pemex workers themselves.

Another key to explaining the oil company's productive recovery is the budget assigned to it for this year, along with additional support announced last February; both add up to an amount never allocated to the company before. This reflects federal government commitment to promoting the immediate recovery of Pemex for its strengthening and that, over the years, this company may become the pillar of national development.

In the Federation Expenditure Budget for 2019, Pemex received 464.601 billion pesos plus an additional support of 25 billion pesos from the Secretariat of Energy; in other words, an increase of 20% compared to the budget registered in 2018. However, on February 15th of this year, the federal government announced additional support of 107 billion pesos for the Mexican oil company, so that the total budget available to Pemex for this year will be up to 571.601 billion pesos.

To measure the amount that the oil company will have for its operation, we can point out that it doubles and exceeds this year's budget for Mexico City, which foresees an expenditure of 234 billion 235,575 pesos. Currently, Pemex has a budget of more than half a billion pesos. This allowed it to recompose its productive strategy by first halting the decline and then reversing the trend, as it has done so far.

### Business plan, the other pillar

This year, the Mexican oil company presented its Business Plan for the current administration. Among the 11 strategic objectives made available to the financial and business community, nine correspond to business goals and two more focus on improving the company's corporate functions.

Regarding its operational efficiency, Pemex considers the following: accelerate the development of new reservoirs, increase and intensify exploration activity, increase the efficiency of operations and optimize costs in exploration and production, in addition to expanding its refining capacity. The 11 strategic objectives that will allow Pemex to



financiera y de negocios, nueve corresponden a metas para su negocio y dos más se enfocan a mejorar las funciones corporativas de la empresa.

En lo que concierne a su eficiencia operativa, Pemex considera lo siguiente: acelerar el desarrollo de nuevos yacimientos, incrementar e intensificar la actividad exploratoria, incrementar la eficiencia de las operaciones y optimizar costos en exploración y producción, además de ampliar su capacidad de refinación. Los 11 objetivos estratégicos que permitirán a Pemex recuperar su capacidad productiva y consolidarse como palanca del desarrollo nacional son los siguientes:

- 1) Fortalecer la situación financiera de la empresa; el objetivo es mantener en cero la deuda neta de Pemex en términos reales durante la administración.
- 2) Acelerar la incorporación de reservas para asegurar la sostenibilidad de la empresa. Se propone intensificar e incrementar la actividad exploratoria en tierra, aguas someras y espacios que rodean los campos productores; así como asegurar planes de largo plazo para las regiones donde hay yacimientos o probables yacimientos de hidrocarburos.
- 3) Incrementar la producción de hidrocarburos, acelerar el desarrollo de los yacimientos nuevos y maximizar el valor económico de sus reservas (gas y aceite), impulsar actividades que faciliten la transición de los campos probables y posibles a campos probados y aumentar la producción de gas no asociado.
- 4) Adecuar y modernizar la infraestructura de producción; optimizando costos en exploración y producción, mejorando la eficiencia operativa de cuatro obras estratégicas y generando productos de mayor valor que incrementen la rentabilidad de Pemex.
- 5) Aumentar la confiabilidad y seguridad de las operaciones, homologar criterios en los procesos operativos y administrativos de Pemex, estandarizar los procesos de medición y generación de balances y estadísticas, generar mezclas de mayor valor y flexibilizar la operación con la calidad del producto.
- 6) Proveer de servicios de coordinación y soporte al negocio de manera eficiente y oportuna. Promover el crecimiento de los contratistas nacionales, eficientar la asignación y utilización de los recursos y actuar oportunamente en línea con las necesidades económicas de Pemex.
- 7) Crecer la producción de combustibles y petroquímicos; el gobierno planea aumentar la oferta de producción nacional de combustibles con la construcción de la Refinería de Dos Bocas, Tabasco.
- 8) Reforzar la comercialización y contribuir a garantizar el abasto de productos de manera eficiente y oportuna. Lo anterior, aumentando la competitividad de Pemex mediante mejoras en la calidad y los canales de distribución de sus combustibles y flexibilizando la capacidad de almacenamiento y transporte para petrolíferos.
- 9) Fortalecer las competencias para incrementar la eficiencia de las actividades operativas y administrativas, generando más especialistas en materia energética para el desarrollo físico, operativo y administrativo de Pemex.
- 10) Impulsar el enfoque de responsabilidad social, minimizar el impacto ambiental y mejorar la eficiencia energética. La estrategia es convertir a Pemex en una empresa socialmente responsable, que promueva prácticas de desarrollo sustentable mediante la reducción de emisiones invasivas y aprovechamiento adecuado de los recursos.
- 11) Asegurar la integridad física de las instalaciones y sistemas de información: reducir las pérdidas de producto y los daños a la infraestructura que se derivan del "huachicoleo", reforzar la seguridad física de todos los campos productores.

recover its productive capacity and consolidate itself as a lever for national development are the following:

- 1) Strengthen the company's financial situation; the objective is to maintain Pemex's net debt at zero in real terms during the administration.
- 2) Accelerate reserve incorporation to ensure the sustainability of the company. It is proposed to intensify and increase exploratory activity on land, in shallow waters, and in the spaces surrounding the producing fields; as well as to ensure long-term plans for regions where there are hydrocarbon or probable reservoirs.
- 3) Increase hydrocarbon production, accelerate the development of new fields and maximize the economic value of their reserves (gas and oil), promote activities that facilitate the transition from probable and possible fields to proven fields, and increase the production of non-associated gas.
- 4) Adapt and modernize the production infrastructure; optimizing exploration and production costs, improving the operational efficiency of four strategic works and generating higher value products that increase Pemex's profitability.
- 5) Increase the reliability and safety of the operations, standardize criteria in the operational and administrative processes of Pemex, standardize the processes of measurement and generation of balances and statistics, generate mixtures of greater value and make the operation more flexible with the quality of the product.
- 6) Provide business coordination and support services in an efficient and timely manner. Promote the growth of national contractors, make the allocation and use of resources more efficient and act opportunely in line with Pemex's economic needs.
- 7) Increase fuel and petrochemical production; the government plans to boost the supply of national production of fuels with the construction of the Refinery of Dos Bocas, Tabasco.
- 8) Reinforce the commercialization and contribute to guarantee product supply in an efficient and timely manner. The above, increasing the competitiveness of Pemex through improvements in the quality and distribution channels of its fuels and making the storage and transportation capacity for petroleum products more flexible.
- 9) Strengthen competencies to increase the efficiency of operational and administrative activities, generating more energy specialists for Pemex's physical, operational and administrative development.
- 10) Promote a social responsibility approach, minimize environmental impact and improve energy efficiency. The strategy is to turn Pemex into a socially responsible company that promotes sustainable development practices through the reduction of invasive emissions and adequate use of resources.
- 11) Ensure the physical integrity of facilities and information systems: reduce product losses and damage to infrastructure resulting from "huachicoleo", strengthen the physical security of all field producers.



La funcionalidad de cualquier medidor depende de su uso correcto, lo que implica contar con las bases teóricas necesarias  
 / The functionality of any meter depends on its correct use, which implies having the necessary theoretical basis

# Metodología de análisis para la validación de mediciones a través del uso de modelos estadísticos y mapas de estabilidad tipo cuadrantes

Ingeniero/Engineer Iván Velázquez Ramírez

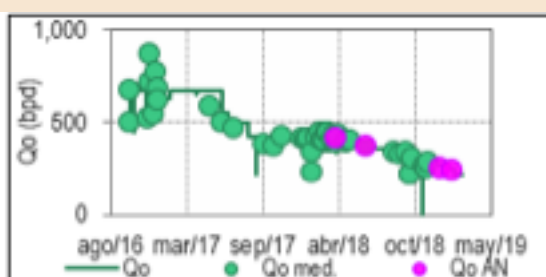
*La medición es un proceso que se lleva a cabo todos los días. Las mediciones tienen un papel muy importante en cualquier toma de decisiones y toda comparación cuantificable que se hace, implica una medición realizada en el momento o efectuada previamente.*

Durante el proceso de explotación de yacimientos se necesita contar con información que describa los recursos producidos en función de su cantidad y de su calidad. Los medidores de flujo son herramientas que se emplean para la obtención de información directa sobre las propiedades de los hidrocarburos producidos y medidos en las instalaciones superficiales de producción.

Con el fin de realizar un análisis completo de cualquier medidor de flujo, se debe comenzar por la comprensión de conceptos metrológicos fundamentales como la incertidumbre y la trazabilidad, para poder entender el contexto general que implica un proceso de medición.

La funcionalidad de cualquier medidor depende de su uso correcto. Esto implica que es necesario contar con las bases teóricas sobre el principio de funcionamiento en el que está basado, así como las características particulares de cada tipo de medidor que permitirán un uso óptimo del mismo en ambientes específicos.

Fecha	Qo	Declinación (%)	No. FD	Meses	
Inicial	01/04/2018	420	4.70	mensual	
Final	20/06/2018	370	43.92	anual	FD1 2.63
Inicial	01/01/2019	260	6.54	mensual	
Final	30/01/2019	245	52.66	anual	FD2 0.98

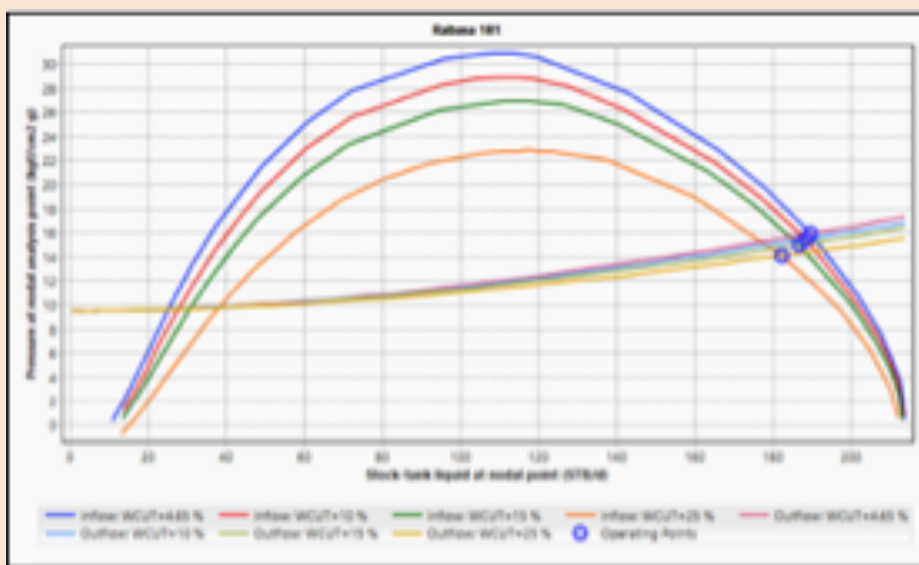
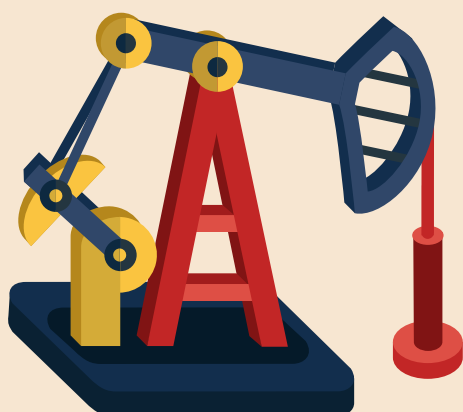


**Figura 1.1.**  
Ajuste de una tendencia con aforos reales

*Figure 1.1.*  
Trend adjustments with real gauges

**Figura 1.2.**  
Ajuste de un modelo de análisis nodal.

*Figure 1.1.*  
Nodal analysis model adjustment.





De igual forma, es necesario considerar que la medición de hidrocarburos, muchas veces, se realiza en ambientes poco comunes, incluso si se compara con otros ambientes industriales. Puede implicar mediciones realizadas en campo con poca disponibilidad de instrumentos adaptables o bajo condiciones termodinámicas o químicas muy particulares. Debido a lo anterior, el proceso de medición de hidrocarburos es complejo y merece un tratamiento especial para su estudio.

### Ventajas de mantener aforos confiables

**Declinación:** El aforo brinda la oportunidad de dar seguimiento a la producción, a través del acompañamiento de la tendencia del mismo.

**Nodal:** Brinda mayor certidumbre para la toma de decisiones, así como para minimizar el riesgo de falla en las propuestas de las intervenciones con y sin equipo. En la manera que el aforo sea confiable, el modelado de flujo se torna más predictivo.

**Presiones:** Brinda una opción confiable de cálculo de la presión del yacimiento a través de la regresión en el módulo de P/T en el software de simulación de flujo.

**Daño:** A través de una medición confiable y teniendo el valor de permeabilidad adecuado, aunado a la identificación de la correlación de flujo, se puede estimar el valor del daño a la formación. Este dato sirve como insumo para realizar las propuestas de estimulaciones para remoción de daño.

### Utilidad del coeficiente de variación

El coeficiente de variación sólo se debe calcular para variables con todos los valores positivos. Todo índice de variabilidad es esencialmente no negativo y debemos trabajar con variables positivas para asegurarnos de que la media sea mayor a cero (recuerda que una división entre cero es una indeterminación).

El coeficiente de variación es muy útil al comparar dos o más conjuntos de datos que son medidos en las mismas unidades. No obstante, difieren hasta tal punto que una comparación discreta de las respectivas desviaciones estándar no es muy conveniente.

Como ejemplo, supongamos que un inversionista potencial estuviera considerando comprar acciones en una de dos compañías (A o B) que se cotizan en la bolsa de valores. Si ninguna compañía ofreciera dividendos a sus accionistas y si ambas compañías estuvieran igualmente calificadas en términos de crecimiento potencial, el inversionista potencial podría considerar entonces la variabilidad de los dos valores para tomar su decisión.

Ahora, supongamos que cada una de las acciones de la empresa A ha promediado \$50 durante los meses pasados con una desviación estándar de \$10. Además, imaginemos que en ese mismo periodo, el precio por

# Analysis methodology for measurement validation through statistical models and quadrant type stability maps

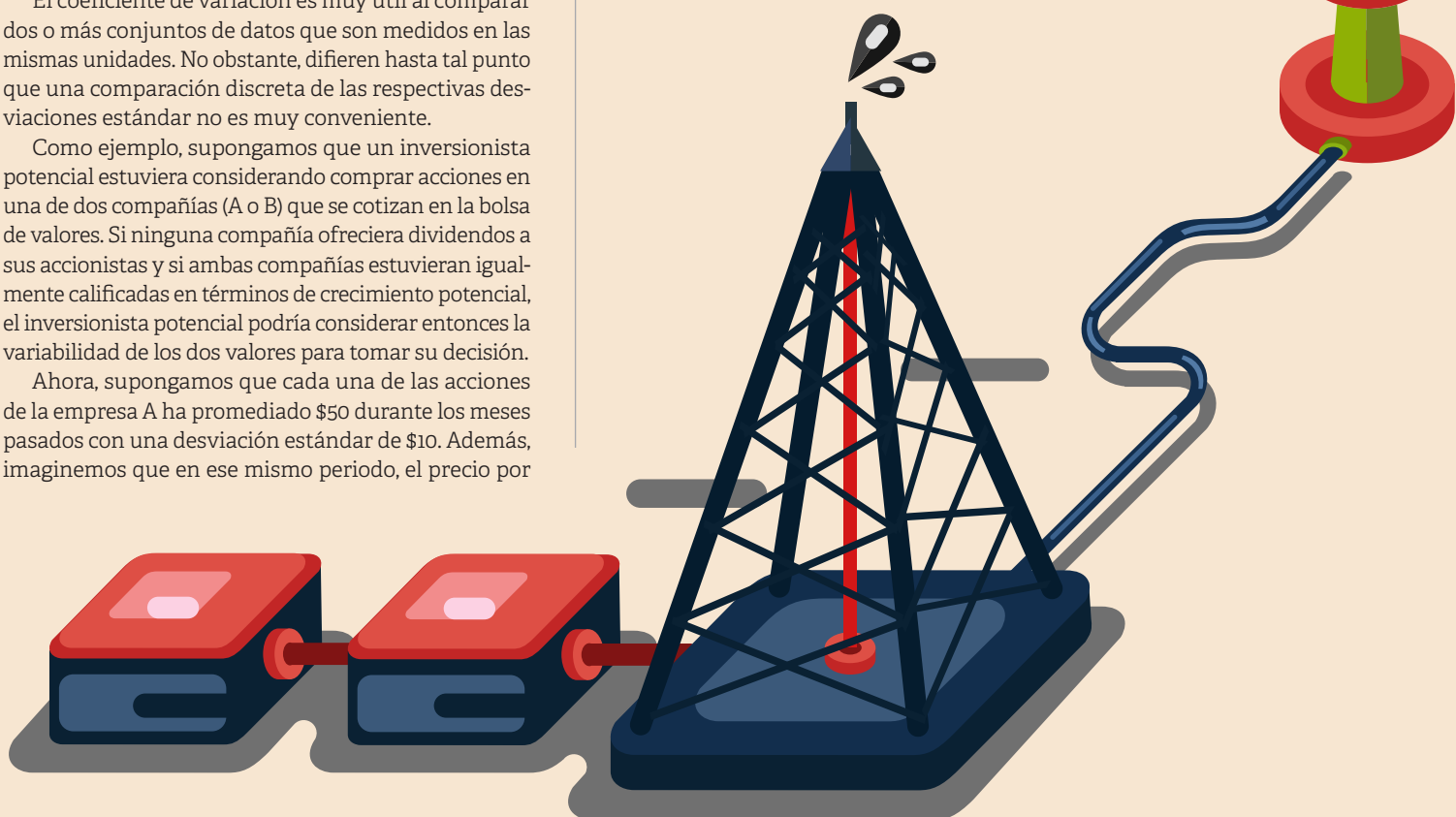
*Measurement is a process that we witness every day. Measurements have a very important role in any decision, and any quantifiable comparison that is made involves a measurement.*

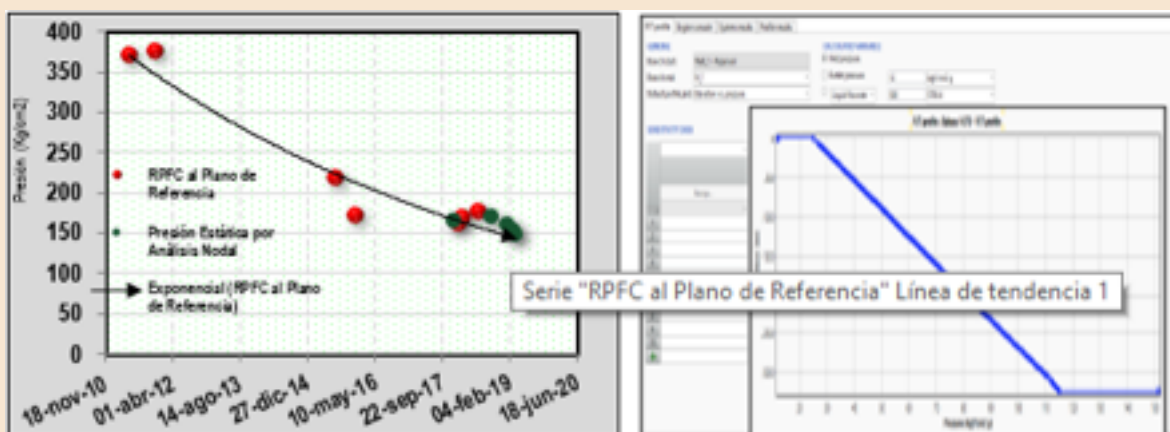
During the process of exploiting reservoirs, information describing the resources produced is needed, according to their quantity and quality. Flow meters are tools used to obtain direct information on the hydrocarbons' properties produced and measured in surface production facilities.

To carry out a complete analysis of any flow meter, one must begin by understanding fundamental metrological concepts such as uncertainty and traceability, to get a grip of the general context of a measurement process.

The functionality of any meter depends on its correct use. This implies that it is necessary to have the theoretical bases on its operation principle, as well as the particular characteristics of each type of meter that will allow its optimal in specific environments.

Similarly, it is necessary to consider that hydrocarbon measurement is often performed in unusual environments, even when compared to other industrial settings. It may involve field measurements with little availability of adaptable instruments or under very particular thermodynamic or chemical conditions. Due to this, the hydrocarbon measurement process is complex and deserves special treatment for its study.





**Figura 1.3.** Cálculo de la Pws a través de una regresión en el simulador de flujo.

**Figure 1.3.** Pws calculation through a regression in the flow simulator.

cada acción de la compañía B es, en promedio, \$12 con una desviación estándar de \$4.

En términos de las desviaciones estándar reales, el precio de las acciones de la compañía A parece ser más volátil que el de las acciones de la compañía B. Sin embargo, puesto que los precios promedio por acción de los dos valores son tan diferentes, sería más apropiado para el inversionista considerar la variabilidad en el precio relativa al precio promedio; esto con el fin de examinar la volatilidad/estabilidad de los dos valores.

### Diagnóstico de pozos y resultados obtenidos a través de la confiabilidad del dato

Las mediciones a boca de pozo y/o baterías, se realizan durante 12 horas como regla general; aunque no existe un sustento técnico que avale dicho tiempo. Los reportes de salida de las mediciones —independientemente si son estáticas o no intrusivas— generan un archivo de reporte por hora, que será utilizado para demostrar la metodología en análisis.

### Uso de la herramienta programada en Visual Basic

A través del programa de cómputo desarrollado en Visual Basic, se ingresa la información por hora de medición en barriles por día. La herramienta calcula el Coeficiente de Variación de Pearson, el cual denominaremos Índice de Estabilidad.

Para este caso, se realizó la carga de 25 mediciones del Campo Rabasa para diagnosticar el índice de estabilidad de los pozos fluyentes, con BN, MTC y BHJ. Se generó un gráfico tipo cuadrante, el cual involucra cuatro regiones (Imagen 1.5).

### Advantages of maintaining reliable gauges

**Declination:** The gauging offers the opportunity to follow the production, through the follow-up of its trend.

**Nodal:** Provides greater certainty for decision-making, as well as minimizing failure risk in the interventions' proposals with and without equipment. When the capacity is reliable, the flow modeling becomes more predictive.

**Pressures:** Provide a reliable reservoir pressure calculation option through regression in the P/T module in the flow simulation software.

**Damage:** Through a reliable measurement and having the correct permeability value, coupled with the identification of the flow correlation, the damage to the formation can be estimated. This data serves as input to make the stimulation proposals for damage control.

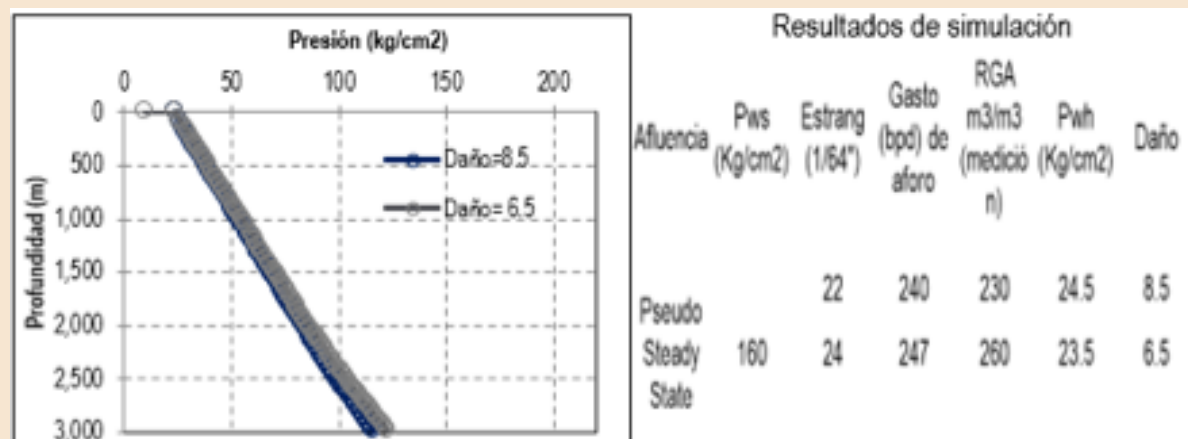
### The usefulness of the coefficient of variation

The coefficient of variation should only be calculated for variables with positive values. All index variability is essentially non-negative and we must work with positive variables to make sure that the medium is greater than zero (remember that a division between zero is an indetermination).

The coefficient of variation is very useful when comparing two or more sets of data that are measured in the same units. However, they differ to such an extent that a discrete comparison of the respective standard deviations is not very convenient.

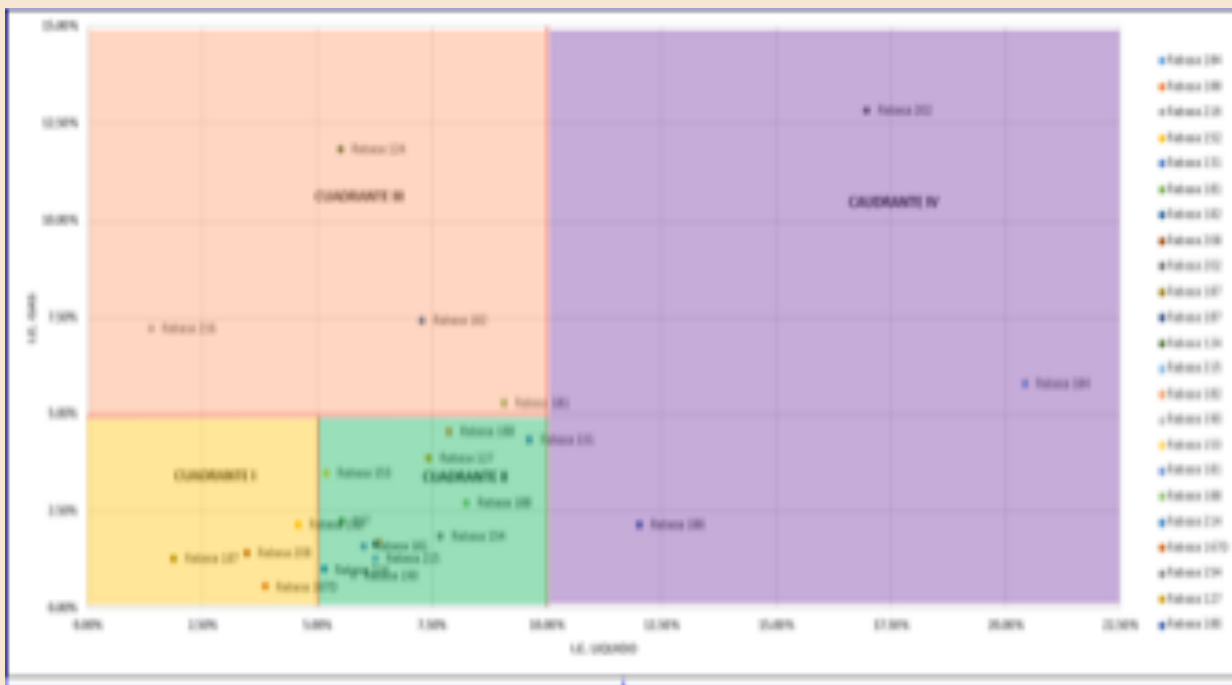
As an example, let us assume that a potential investor was considering buying shares in one of two companies (A or B) that are listed on the stock exchange. If neither company offered dividends to its shareholders and if both companies were equally qualified in terms of potential growth, the potential investor could then consider the variability of the two values in making a decision.

Now, let us say that each of the shares of company A has averaged \$50 over the past few months with a standard deviation of \$10. Also, imagine that in that same period, the price per share of company B is, on average, \$12 with a standard deviation of \$4.



**Figura 1.4.** Cálculo del daño a la formación.

**Figure 1.4.** Calculation of formation damage.



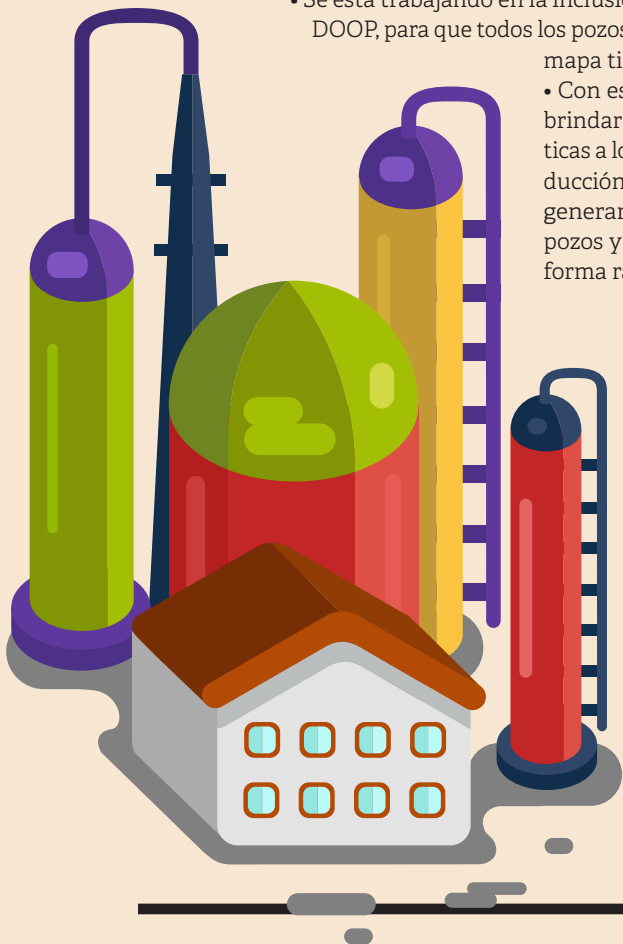
**Figura 1.5.**  
Mapa de estabilidad  
tipo cuadrante.

**Figure 1.5.**  
Quadrant type  
stability map.

### Observaciones y conclusiones

- No existe una metodología que dictamine el tiempo de medición recomendado.
- Distribuir los recursos a los pozos que se encuentran en cuadrantes I y II, por ser los pozos que mayor producción contribuyen.
- Identificación de pozos con bajo IP debido a su inestabilidad, tomando como referencia más de dos aforos.
- El mapa tipo cuadrante permite realizar diagnósticos de pozos a través de mediciones a batería; siempre y cuando se cuente con la información por hora de la medición, ya sea en tanque o no intrusiva.
- Existe una gran oportunidad de optimización de pozos en las zonas donde no se cuenta con telemetría. Por ejemplo, campos marginales con problemática de producción severa.
  - Se está trabajando en la inclusión del módulo SIMDOOP, para que todos los pozos tengan acceso a un mapa tipo cuadrante.

• Con este trabajo se busca brindar herramientas prácticas a los ingenieros de producción, con la finalidad de generar un diagnóstico de pozos y su optimización de forma rápida y sencilla.



In terms of actual standard deviations, the price of company A shares appears to be more volatile than that of company B. However, since the average prices per share of the two stocks are so different, it would be more appropriate for the investor to consider the variability in the price, relative to the average price, to examine the volatility/stability of the two equities.

### Diagnosis of wells and results obtained through data reliability

Measurements at the wellhead and/or batteries are made during 12 hours as a general rule, although there is no technical support to back this up. Measurement output reports—regardless of whether they are static or non-intrusive—generate an hourly report file, which will be used to demonstrate the analysis methodology.

### Use of the tool programmed in Visual Basic

Through the computer program developed in Visual Basic, the information per hour of measurement is entered in barrels per day. The tool calculates Pearson's Variation Coefficient, which we will call the Stability Index.

In this case, 25 measurements of the Rabasa Field were loaded to diagnose the stability index of the flowing wells, with BN, MTC, and BHJ. A quadrant type graph was generated, which involves four regions (Image 1.5).

### Observations and conclusions

- No methodology dictates the recommended measurement time.
- Distribute the resources to the wells that are in quadrants I and II, as those are the wells that have the most production.
- Identification of wells with low IP due to their instability, taking more than two gauges as a reference.
- The quadrant type-map allows well diagnostics through battery measurements; as long as there is measurement information per hour, either in tank or non-intrusive.
- There is a great opportunity to optimize wells in areas where there is no telemetry. For example, marginal fields with severe production problems.
- We are working on the inclusion of the SIMDOOP module so that all wells have access to a quadrant type map.
- This project seeks to provide practical tools for production engineers to generate well diagnosis and their quick optimization.



Conocer la viscosidad del aceite es esencial para muchas tareas en el sector petrolero.  
/ Knowing oil's viscosity is essential for many tasks in the petroleum industry

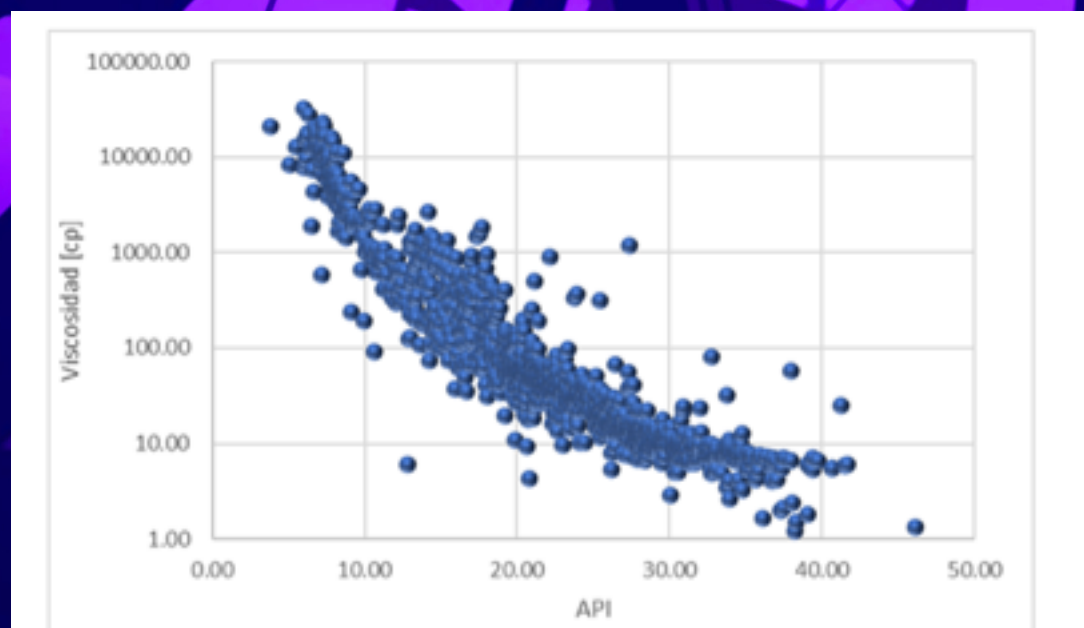
# Evaluación de las correlaciones de viscosidad con información de aceites producidos en campos terrestres de México

## *Evaluation of viscosity correlations with information from oils produced in land fields in Mexico.*

Francisco Javier Flores Arteaga (Pemex Exploración y Producción) y T. Iván Guerrero Sarabia (GIIMAF, Facultad de Ingeniería UNAM)

*De acuerdo con estudios recientes, se estima que dos terceras partes de las reservas mundiales de petróleo corresponden a crudos pesados y extra-pesados. Canadá y Venezuela son los mayores productores de este tipo de aceite; no sólo por la cantidad de reservas que poseen, si no por el desarrollo de tecnologías que les han permitido incrementar sus factores de recuperación y reducir los costos de producción.*

*According to recent studies, it is estimated that two-thirds of the world's oil reserves correspond to heavy and extra-heavy crudes. Canada and Venezuela are the main producers of this type of oil; not only because of the number of reserves they have, but also because of the development of technologies that have allowed them to increase their recovery factors and reduce production costs.*



**Figura 1.** Viscosidad de todas las muestras de aceite a 50°C de temperatura

**Figure 1.** Viscosity of all oil samples at 50°C



**R**especto a la industria nacional, Petróleos Mexicanos (Pemex) ha descubierto y desarrollado campos de aceite extra-pesado con calidades que van de 6° a 12° API. Paralelamente, ha reactivado campos que por mucho tiempo se consideraron no rentables; esto por el reto que implica la extracción y manejo de la producción debido a la alta viscosidad que caracteriza a este tipo de crudos. Por ejemplo, en casos extremos, la viscosidad puede alcanzar varios cientos de miles de centipoises (cp) a condiciones estándar de presión y temperatura.

La viscosidad es una medida de la resistencia interna al flujo, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia; también puede definirse como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. En muchos de los cálculos de ingeniería, se requiere conocer la viscosidad del aceite. Por ejemplo: para determinar la capacidad de flujo en el yacimiento, es necesario determinar su valor a diferentes condiciones de presión y a temperatura de yacimiento. La información anterior se puede obtener de los análisis PVT que se llevan a cabo a temperatura del yacimiento.

Sin embargo, para determinar los gradientes de presión a lo largo del sistema integral de producción, es prioritario conocer la viscosidad a diferentes condiciones de presión y temperatura. La viscosidad de los crudos es un tema abierto a la investigación, debido al complejo comportamiento reológico que exhiben en función de la composición, la presión y la temperatura. En este sentido, cabe señalar que la gran mayoría de las correlaciones empíricas y los modelos composicionales existentes para estimar esta propiedad fueron desarrollados para aceites de baja viscosidad (en general, del orden de decenas de centipoise). Por lo tanto, el error en el cálculo de la viscosidad de los crudos con tales métodos puede ser grande.

El presente trabajo se desarrolló con base en información de pruebas de laboratorio de aceites producidos en campos terrestres de México. El escrito tiene como objetivo determinar la aplicabilidad de 20 correlaciones desarrolladas para el cálculo de la viscosidad del aceite muerto.

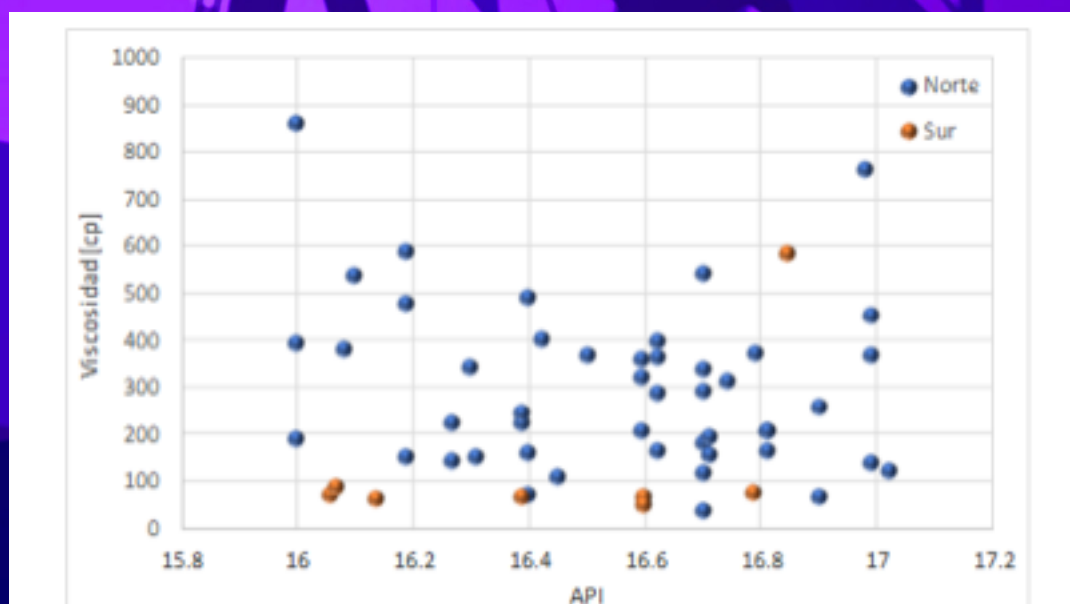
**R**egarding the national industry, Petróleos Mexicanos (Pemex) has discovered and developed extra-heavy oil fields with qualities ranging from 6° to 12° API. It has reactivated fields that for a long time were considered unprofitable, due to the challenge involved in the extraction and handling of production given the high viscosity that characterizes this type of crude. For example, in extreme cases, the viscosity can reach several hundred thousand centipoises (cp) at standard conditions of pressure and temperature.

Viscosity is a measure of internal resistance to flow, resulting from the combined effects of cohesion and adhesion; it can also be defined as the opposite of fluid to tangential deformations. In many engineering calculations, the oil viscosity is required. For example, to determine the flow capacity in the reservoir, it is necessary to determine its value at different pressure conditions and reservoir temperature. The information above can be obtained from PVT analyses carried out at reservoir temperature.

However, to determine pressure gradients throughout the integral production system, it is a priority to know the viscosity at different pressure and temperature conditions. Crudes' viscosity is an open topic for investigation, due to the complex rheological performance that they exhibit regarding composition, pressure, and temperature. It should be noted that most of the empirical correlations and compositional models available to estimate this property were developed for low viscosity oils (in general, of the order of dozens of centipoise). Therefore, the error in calculating the viscosity of crudes with such methods can be quite significant.

**Figura 2.** Variaciones de la viscosidad para aceites con la misma densidad.

**Figure 2.** Variations in viscosity of oils with the same density





## Metodología

Para la exposición de este trabajo se revisaron y analizaron 2,340 pruebas de laboratorio de crudos producidos en campos terrestres de México. De éstas, dos mil corresponden a crudos producidos en la región norte y cuentan con tres datos de temperatura a presión estándar (aceite muerto). Las restantes son de crudos producidos en la región sur y se realizaron a doce diferentes condiciones de temperatura.

Como se puede observar en la **Figura 1**, el rango de densidades es amplio; cubre lo que son crudos extra-pesados, pesados, intermedios y ligeros. La densidad API mínima fue de 3.79 (crudo extra-pesado producido en la región sur) y la máxima de 46.1 API. Con respecto a la viscosidad, el valor mínimo fue de 1.21 cp y el máximo de 31,979 cp (a 50°C de temperatura y presión estándar). Otro aspecto importante es la dispersión que hay en los valores de viscosidad para crudos que tienen la misma densidad. Por ejemplo, en la **Figura 2** se tienen siete muestras de 16.4° API de densidad y en las cuales la viscosidad varía entre 65 cp y 489 cp.

## Resultados

Como se mencionó anteriormente, la evaluación se hizo con base en la densidad del aceite y la región de procedencia. El caso que se presenta a continuación, corresponde a un crudo extra-pesado producido en la región norte. En la **Figura 1** podemos observar que hay modelos que a ciertas condiciones de temperatura sobreestiman (dan valores de viscosidad mayores al medido) o subestiman (los valores calculados son menores al medido), dependiendo el caso. Por ejemplo, a 50°C, once de los 23 modelos sobreestiman; a 70°C, solo nueve de los modelos subestiman y, finalmente, a 90°C, solo siete arrojan valores mayores a los de laboratorio.

This work was developed based on information from laboratory tests of oils produced in land fields in Mexico. The paper aims to determine the applicability of 20 correlations developed for the calculation of the viscosity of dead oil.

## Methodology

For this paper, 2,340 laboratory tests of crude produced in land fields of Mexico were reviewed and analyzed; two thousand of which correspond to crude produced in the North Region and have three standard pressure-temperature data (dead oil). The remaining are crude produced in the Southern Region, and were performed at twelve different temperature conditions.

As shown in **Figure 1**, the range of densities is wide, covering extra-heavy, heavy, intermediate and light crudes. The minimum API density was 3.79 (extra-heavy crude produced in the Southern Region) and the maximum was 46.1 API. Regarding viscosity, the minimum value was 1.21 cp and the maximum was 31,979 cp (at 50°C of temperature and standard pressure). The dispersion of viscosity values for crudes having the same density is another important aspect. For example, in **Figure 2** there are seven samples of 16.4° API density in which the viscosity varies between 65 cp and 489 cp.

## Results

The evaluation was based on the oil density and the region of origin. The case presented below corresponds to an extra-heavy crude produced in the Northern Region. In **Figure 1** we can see that there are models that at certain temperature conditions overestimate (give viscosity values greater than the measured) or underestimate (the calculated values are less than the measured) depending on the case. For example, at 50°C, eleven of the 23 models overestimate; at 70°C, only nine of the models underestimate, and finally at 90°C, only seven show values higher than laboratory values.

Concerning the average error percentage, seven of the models have one less than 30%, eleven with a range of 35% and 90% and the rest with more than 100% error. Finally, when calculating the relative performance index, it is identified that the best-evaluated correlation is IMP, followed by Flores-SP. For oils from 10° to 23° API, the best-evaluated correlation is Flores-N1 followed by Flores-N2 and Hossain.

Correlación	No de Datos	API		Temperatura [°C]		Viscosidad [cp]		Error %
		min	máx.	min	máx.	min	máx.	
Beal 1 (1946)	753.00	15.00	53.00	36.00	121.00	0.86	1,550.00	24.20
Beal 2 (1946)	753.00	15.00	53.00	36.00	121.00	0.86	1,550.00	24.20
Beggs & Robinson (1975)	460.00	16.00	58.00	21.00	146.00	--		13.53
Glaso (1980)	29.00	20.00	48.00	10.00	148.00	0.62	39.10	--
Labedi 1 (1982)	91.00	32.20	48.00	40.00	152.00	0.66	4.79	-2.16
Labedi 2 (1982)	29.00	25.50	45.50	40.00	105.00	0.72	21.15	-5.87
Egbogah & Ng (1983)	394.00	5.00	58.00	15.00	80.00	--		-5.13
Kaye (1986)	--	6.60	41.10	61.00	138.00	--		--
Al-Khafajii (1987)	350.00	15.00	52.00	15.00	148.00	--		--
Petrosky (1990)	118.00	25.40	46.10	45.00	142.00	0.73	10.25	-3.48
Kartoatmodjo (1991)	661.00	14.40	59.00	26.00	160.00	0.51	682.00	13.16
De Ghetto (1994)	195.00	6.00	56.80	27.00	172.00	0.46	1,386.90	--
Bennison (1998)	16.00	11.10	19.70	3.80	148.00	6.40	8,396.00	-3.77
Elsharkawy (1999)	254.00	19.90	48.00	37.00	148.00	0.60	33.70	-2.50
Bergman (2000)	454.00	12.00	60.00	4.00	204.00	0.50	500,000	-4.65
Standing (2000)	--	--	--	--	--	--		--
Hossain (2005)	184.00	7.10	22.30	0.00	101.00	12.00	451.00	--
Naseri (2005)	250.00	17.00	44.00	40.00	146.00	0.75	54.00	6.61
IMP (2013)	94.00	11.50	19.40	27.00	124.00	78.00	7,477.00	33.00

**Tabla 1.** Correlaciones para el cálculo de la viscosidad del aceite muerto.

**Table 1.** Correlations for calculating the viscosity of dead oil

Con respecto al porcentaje de error promedio, siete de los modelos tienen uno menor a 30%; once con un rango de 35% y 90% y el resto con más del 100% de error. Finalmente, al calcular el índice de comportamiento relativo, se identifica que la correlación mejor evaluada es la del IMP, seguida de la de Flores-SP. Para los aceites de 10° a 23° API, la correlación mejor evaluada es la de Flores-N1 seguida de Flores-N2 y la de Hossain.

### Conclusiones

Al escuchar el termino crudos pesados, en la mayoría de las ocasiones asumimos que son altamente viscosos; sin embargo, no siempre es así. Al comparar crudos con la misma densidad, la viscosidad varía en cientos y hasta en miles de cp. El tratar de reproducir la viscosidad del aceite de todos los campos de México con una sola correlación resulta prácticamente imposible, ya que esta propiedad depende de muchos factores, siendo su composición y origen los más importantes.

Debido a que los modelos desarrollados por el personal del IMP y de Flores se crearon a partir de los datos de estos campos, son estos modelos los mejor evaluados por el índice de comportamiento, a excepción de los crudos de menor viscosidad (30 cp > ).

De las correlaciones formuladas a partir de la información de campos de otros países, las mejor evaluadas son las de Hossain y Naseri; en lo que crudos pesados y extra-pesados respecta y para crudos con densidad API mayor a 23° Labedi-1, Elsharkawy y Kaye fueron las mejores.

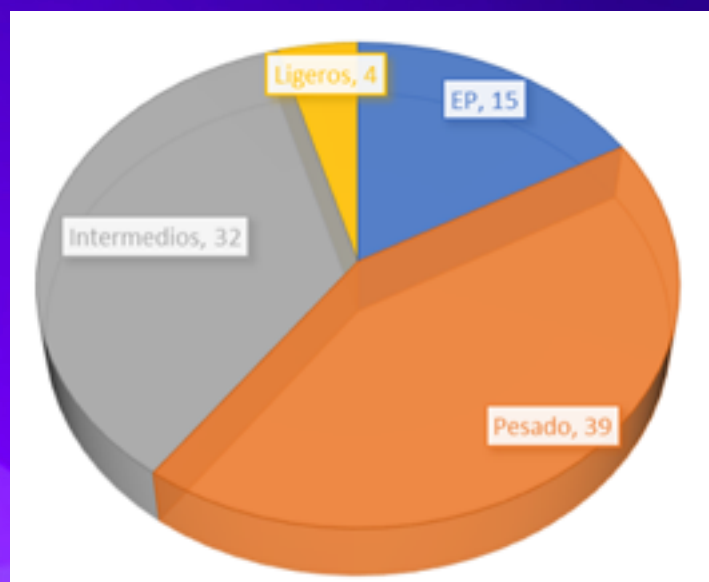


Figura 3. Clasificación de las muestras por densidad del aceite

Figure 3. Classification of samples by oil density

### Conclusions

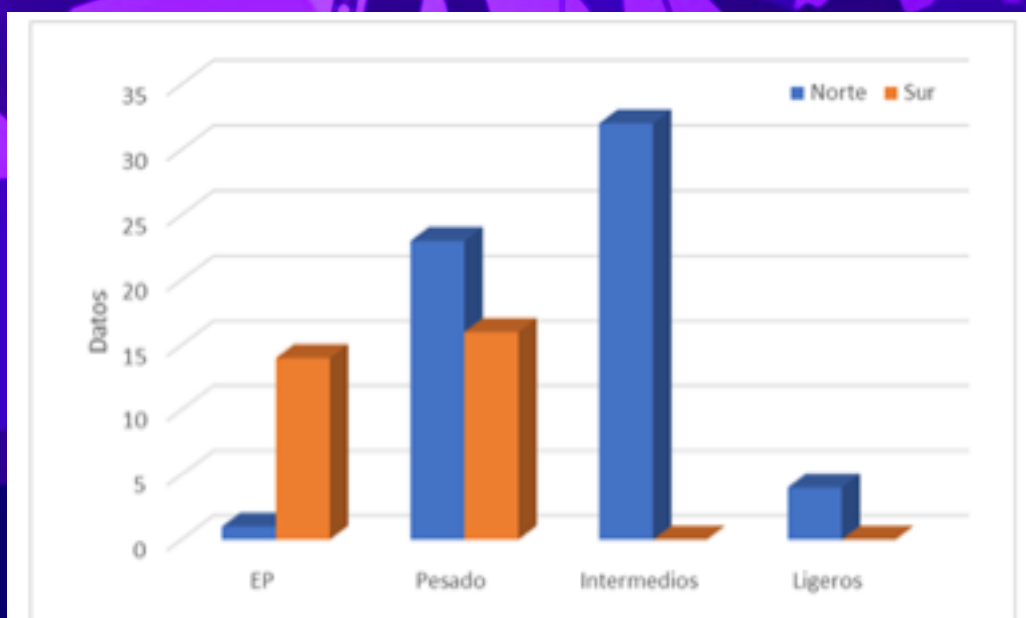
When hearing the term heavy oils, most of the time it is assumed that they are highly viscous; however, this is not always the case. When comparing crudes with the same density, the viscosity varies by hundreds and even thousands of cp. Trying to reproduce the viscosity of oil from all fields in Mexico with a single correlation is practically impossible because this property depends on many factors, being its composition and origin the most important.

Since the models developed by the staff of IMP and Flores were created from data from these fields, these models are the best evaluated by the performance index, with the exception of crudes with lower viscosity (30 cp > ).

Out of the correlations formulated from information from fields in other countries, the best evaluated are those of Hossain and Naseri; as far as heavy and extra heavy crudes are concerned and for crudes with API density greater than 23° Labedi-1, Elsharkawy and Kaye were the best.

Figura 4. Clasificación de las muestras por densidad del aceite y por región.

Figure 4. Classification of samples by oil density and region





◆ México tiene un fuerte potencial para incrementar su producción de hidrocarburos en los próximos años.  
/ Mexico has a strong potential to increase its hydrocarbon production in the coming years.

# Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada en México

Néstor Martínez Romero (CNH), Héctor Silva González (CNH),  
Ulises Neri Flores (SE), Patricia Álvarez Mercado (CNH)

## Technical guidelines on secondary and improved recovery in Mexico

Considerando que el volumen original de hidrocarburos descubierto en México es de, aproximadamente, 242,350 mmb para petróleo y 257,861 mmmpc para gas, y que la producción acumulada contabilizada para abril de 2018 es del orden de 45,014 mmb y 83,179 mmmpc; entonces, estaríamos hablando que el factor de recuperación promedio nacional para petróleo, a la fecha mencionada, es de 18.5%, el cual puede ser catalogado como bajo y con gran potencial para incrementarse.

**S**i comparamos a México con países líderes en la explotación de yacimientos, se puede observar que México se encuentra 27% por debajo del promedio en términos de su factor de recuperación. Lo anterior, nos sitúa en una posición de oportunidad para incrementar la producción de hidrocarburos en el mediano plazo, por medio de una estrategia de explotación de yacimientos.

### El papel del organismo regulador

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), ente regulador garante de la maximización del valor de los hidrocarburos de la nación, es responsable de otorgar certeza jurídica

Considering that the original volume of hydrocarbons discovered in Mexico is approximately 242,350 MMb for oil and 257,861 Bcf for gas and that the accumulated production recorded for April 2018 is about 45,014 MMb and 83,179 Bcf. We would then be talking about the fact that the average national recovery factor for oil to date is of 18.5%, which can be cataloged as low and with great potential to increase.

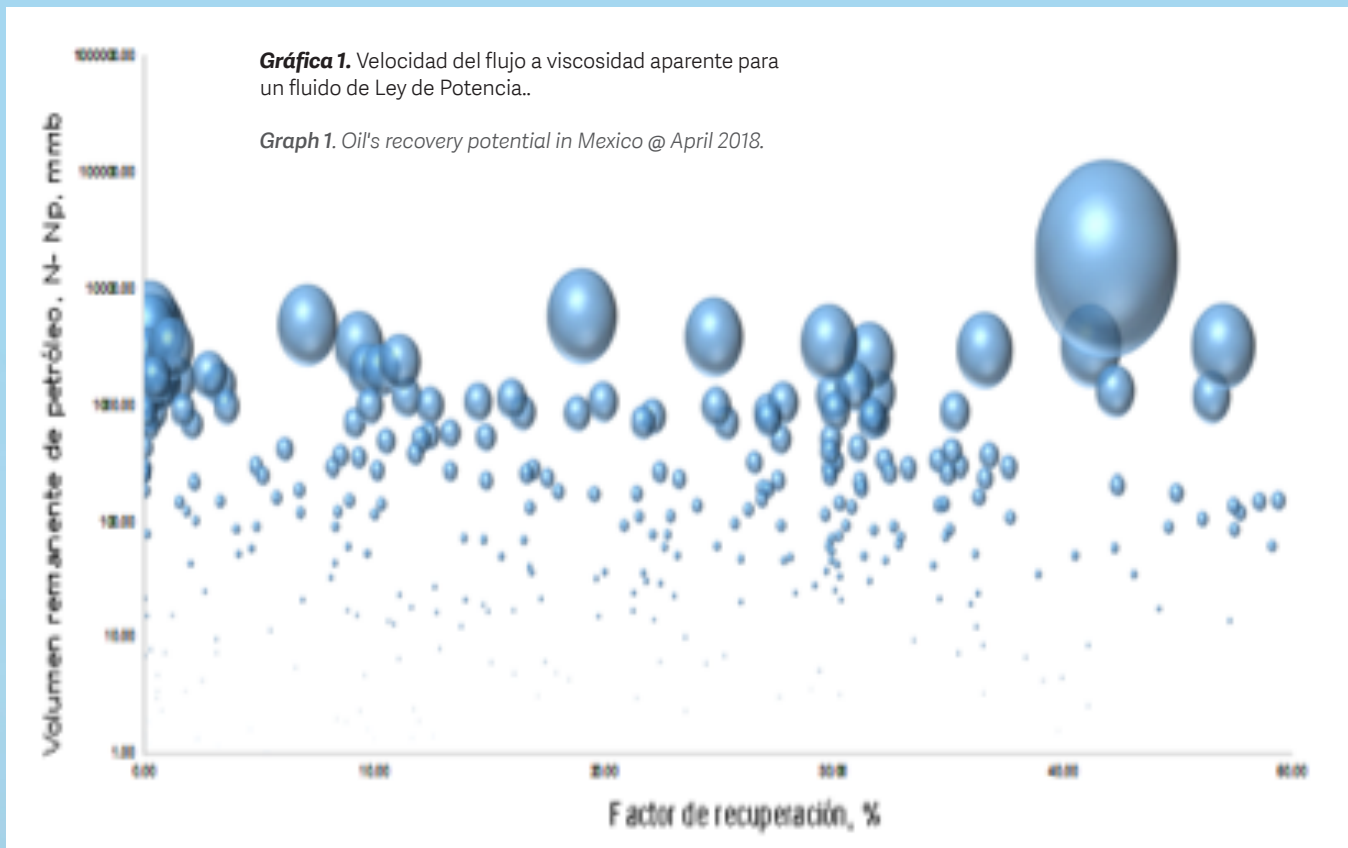
If we compare Mexico with leading countries in reservoir exploitation, we can see that Mexico is 27% below the average in terms of its recovery factor. This is an opportunity for us to increase hydrocarbon production in the medium term, through a strategy of reservoir exploitation.

### Role of the regulatory body

The National Hydrocarbons Commission (CNH, by its acronym in Spanish), which is the regulating entity that guarantees value maximization of the nation's hydrocarbons, is responsible for granting legal certainty in exploration and extraction activities. With the official publication of the Hydrocarbons Law, the CNH is empowered to "increase the recovery factor and the maximum volume of crude oil and natural gas in the long term, under economically viable conditions".

One of the fundamental guidelines for complying with the Law is the one regulating exploration and development plans for hydrocarbon extraction. These projects'





en las actividades de exploración y extracción. Con la publicación oficial de la Ley de Hidrocarburos, le es conferido a la CNH el mandato de "elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables".

Uno de los lineamientos fundamentales para cumplir con la Ley, es el que regula los planes de exploración y desarrollo para la extracción de hidrocarburos. Dichos proyectos tienen como objetivo principal establecer los criterios mínimos técnicos y económicos que coadyuven a maximizar el factor de recuperación, y que el operador petrolero debe considerar en su plan para su futura aprobación y dictaminación. De estos principios se desprende el requisito de presentar programas en donde el operador detalla los estándares técnicos y operativos que utilizará en actividades específicas.

Desde la década de los 50, Pemex ha realizado diversos esfuerzos para dar sustento técnico a la implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada en el país. Lo anterior, lo ha hecho a través de estudios exhaustivos de yacimientos, pruebas piloto y la puesta en marcha de proyectos como el de inyección de nitrógeno en Cantarell.

Sin embargo, debido a las restricciones presupuestales en su portafolio de proyectos, no ha podido atender el tema de forma exhaustiva. Es importante mencionar que no todos los yacimientos presentan una rentabilidad económica para su implementación. La CNH vio la oportunidad de incentivar su continuidad a través de la emisión de los lineamientos técnicos en materia de recuperación

main objective is to establish the minimum technical and economic criteria that contribute to maximizing the recovery factor, and that the oil operator must consider in its plan for future approval. Under these principles, it is required to present programs in which the operator details the technical and operational standards to be used in specific activities.

Since the 50s, Pemex has made various efforts to provide technical support to the implementation of secondary and improved recovery processes in the country. This has been done through exhaustive studies of reservoirs, pilot tests and the start-up of projects such as the nitrogen injection in Cantarell.

However, due to budget constraints in its project portfolio, it has been unable to address the issue comprehensively. It is important to mention that not all the reservoirs present economic profitability for their implementation. The CNH saw the opportunity to encourage its continuity through the issuance of technical guidelines on secondary and improved recovery. All to increase oil production and mitigate declining trends in the country's current exploitation.

The operator's demand for the implementation will depend on the project being profitable. As part of the process that the CNH followed for the elaboration of the guidelines, the reservoirs with the greatest potential were identified (Graphs 1 and 2). The diagrams give a global and preliminary overview of the current state of exploitation of Mexican reservoirs.





secundaria y mejorada. Todo, con el fin de incrementar la producción de petróleo y mitigar la tendencias de declinación en la explotación actual del país.

La exigencia al operador de la implementación dependerá de que el proyecto sea rentable. Como parte del proceso que la CNH siguió para la elaboración de los lineamientos, se identificaron los yacimientos con mayor potencial (Gráficas 1 y 2). Los esquemas dan un panorama global y preliminar sobre el estado actual de la explotación de los yacimientos mexicanos.

Este análisis fue elaborado internamente y será complementado y actualizado con los estudios de factibilidad técnica y económica que presentarán los Operadores Petroleros al momento de la aprobación de sus Planes de Desarrollo para la Extracción. La intención del estudio es tener un mapa global del estado actual de la explotación de los yacimientos y su potencial, traducido en producción futura; así como contabilizar, de manera más precisa, la producción actual proveniente de la implementación de estos procesos.

El Plan Nacional de Hidrocarburos planteado por Pemex considera metas retadoras, relacionadas con los procesos de recuperación secundaria y mejorada que representarán, para el año 2024, un 15.3% de la producción total. El punto de vista de los autores considera que el porcentaje crecerá notablemente al incentivar fiscalmente a los operadores, tal como lo considera la ley.

### Consideraciones en el diseño de los lineamientos

La trascendencia en la producción e incorporación de reservas que tiene la implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada en nuestro país determinó que los lineamientos referentes al tema no se incorporarán a los lineamientos de planes vigentes. Aún así, se acordó que no debería existir una sobre regulación y que se otorgaría a los operadores, principalmente a Pemex, los periodos de tiempo suficientes para cumplir con sus obligaciones.

### Particularidades de los lineamientos

En el segundo artículo transitorio de la Ley de Hidrocarburos, se derogan todos los requisitos de información en materia de recuperación secundaria y mejorada, que debían presentar los operadores petroleros en sus planes de desarrollo. El artículo tercero transitorio, define la estimación preliminar del potencial de recuperación secundaria y

This analysis was done internally and will be updated with the technical and economic feasibility studies to be presented by the Oil Operators at the time of approval of their Development Plans for Extraction. With the intention of having a global map of the current state of the exploitation of the reservoirs and their potential, translated into future production; as well as to account, in a more precise way, the current production coming from the implementation of these processes.

The National Hydrocarbons Plan proposed by Pemex considers challenging goals, related to secondary and improved recovery processes that will represent, by 2024, 15.3% of total production. The authors' point of view considers that the percentage will grow notably by providing fiscal incentives to operators, as stipulated by the law.

### Guidelines' design considerations

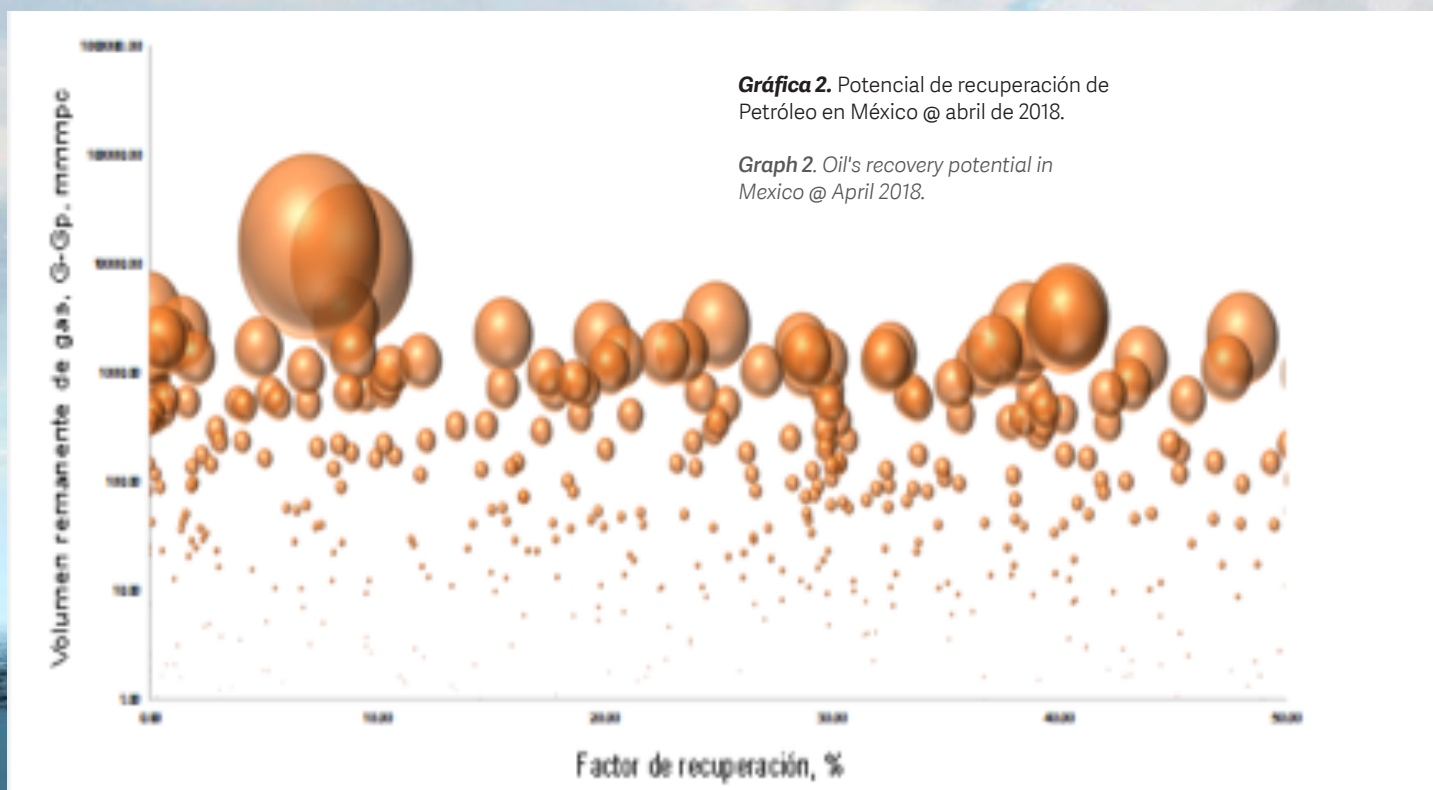
The significance of the implementation of secondary and improved recovery processes in the production and incorporation of reserves determined that the guidelines related to this issue will not be incorporated into the current plan outline. Even so, it was agreed that there should be no over-regulation and that operators, mainly Pemex, would be granted with adequate periods of time to comply with their obligations.

### Guidelines' special features

In the second transitory article of the Hydrocarbons Law, all information requirements on secondary and improved recovery, which oil operators were obliged to submit in their development plans, are repealed. The third transitory article defines the preliminary estimation of the potential for secondary and improved recovery for reservoirs in exploitation within a period of 180 calendar days after its effective date.

Operators are required to submit a preliminary assessment report on the potential application of secondary and enhanced recovery processes covering all black, volatile, gas and condensate oil fields contained in the assignment or contract areas. This also applies to those operators that associate reserves with a secondary or enhanced recovery process.

Its fourth transitory article establishes that: "all oil operators that have submitted to the Commission a Development Plan for Extraction prior to the publication of these guidelines, such as those that submit it up to three hundred and sixty-five calendar days after their effective date, shall have a maximum term of thirty months, starting from the date of





mejorada para los yacimientos en explotación en un período de 180 días naturales, posteriores a su entrada en vigor.

Los operadores deberán entregar un informe preliminar de la evaluación del potencial de aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada que contemple todos los yacimientos de aceite negro, volátil, gas y condensado que se encuentren contenidos en las áreas de asignación o áreas contractuales. Lo anterior, también será aplicable a aquellos operadores que asocien reservas a un proceso de recuperación secundaria o mejorada.

En su artículo cuarto transitorio se establece que: “todos los operadores petroleros que hayan presentado a la Comisión un Plan de Desarrollo para la Extracción antes de la publicación de los presentes lineamientos, como aquellos que lo presenten hasta trescientos sesenta y cinco días naturales después de la entrada en vigor de los mismos, tendrán un plazo máximo de treinta meses, contados a partir de la fecha de su publicación, para presentar a la Comisión una propuesta de Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada para su evaluación”.

Dicho plazo, busca que los operadores petroleros se familiaricen con los lineamientos y, en caso de tener dudas específicas, puedan externarlas previo a la presentación de sus programas. Otro punto importante es que la regulación busca crear sinergia con la implementación de tecnologías limpias como la captura, secuestro y uso de CO<sub>2</sub> y la recuperación solar de petróleo.

### Contenido Nacional

Como parte del proceso de aprobación de los planes, se solicita la opinión favorable de la Secretaría de Economía con respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, y del Programa de Transferencia de Tecnología. Ambos son revisados de forma independiente y no afectan el sentido del Dictamen que la Comisión emite para la aprobación de los Planes.

Si observamos la práctica internacional en materia de contenido nacional, algunos países han establecido procesos que obligan al contratista a firmar un contrato o acuerdo de capacitación una vez adjudicada una licencia. Posteriormente, se envía un programa de contenido nacional al Ministerio de Petróleo y Energía previo a la aprobación de sus planes. Dicho proyecto debe incluir los detalles de las acciones de capacitación de recursos humanos locales y el número de personas que emplearán para desarrollar sus actividades.

### Conclusiones

Con la publicación oficial de los lineamientos en materia de recuperación secundaria y mejorada, el regulador busca otorgar un fuerte incentivo a la investigación y al desarrollo de tecnologías en la materia, tanto a los operadores como a las instituciones académicas nacionales. Además, tendrán que aportar al fortalecimiento de recursos humanos especializados para en un mediano plazo y coadyuvar a la formación de cadenas productivas.

Hoy en día, la industria de aceite y gas continúa madurando y se ha enfatizado en la importancia de diversos incentivos de carácter fiscal y de progreso tecnológico. Lo anterior se ha logrado a través de regulación y de financiamiento para hacer viables los proyectos de recuperación secundaria y mejorada. La seguridad energética del país es una condición importante planteada en el Plan Nacional de Desarrollo y los procesos de recuperación secundaria y mejorada coadyuvarán eficientemente a alcanzarla.

A siete meses de su publicación oficial, operadores como Pemex, ENI y Hokchi, entre otros, han presentado ante la Comisión un bosquejo de las oportunidades que su área contractual presenta para la implementación de métodos de recuperación secundaria. Quedan estudios por hacer y proyectos piloto que diseñar pero, sin duda, es un buen inicio y el área de oportunidad es aún grande.

their publication, to submit a proposal for a Secondary or Improved Recovery Program to the Commission for evaluation.

This deadline seeks to ensure that oil operators are familiar with the guidelines and, in the event of specific doubts, can express them prior to the submission of their programs. Another important point is that the regulation seeks to create synergy with the implementation of clean technologies such as capture, storage and use of CO<sub>2</sub> and solar oil recovery.

### National Content

As part of the plan approval process, the Ministry of Economy is asked to give a favourable opinion on the National Content Percentage Compliance Program and the Technology Transfer Program. Both are independently reviewed and do not affect the sense of the Resolution that the Commission emits for the approval of the Plans.

If we look at international practice in terms of national content, some countries have established processes that compel the contractor to sign a training contract or agreement once a license has been awarded. A national content plan is then sent to the Ministry of Petroleum and Energy prior to approval of their plans. The project must include details of the training of local human resources and the number of people they will employ to carry out their activities.

### Conclusions

With the official publication of the guidelines on secondary and improved recovery, the regulator seeks to provide a strong incentive for research and development of technologies in this area, both to operators and to national academic institutions. In addition, they will have to contribute to the strengthening of specialized human resources in the medium term and assist in the formation of production chains.

Today, the oil and gas industry continues to mature and has focused on the importance of various fiscal incentives and technological progress. This has been achieved through regulation and financing to make secondary and improved recovery projects viable. The country's energy security is an important condition set forth in the National Development Plan and the secondary and improved recovery processes will efficiently contribute to its achievement.

Seven months after its official publication, operators such as Pemex, ENI and Hokchi, among others, have presented to the Commission an outline of the opportunities that their contractual area offers for the implementation of secondary recovery methods. There are still studies to be done and pilot projects to be designed but, without a doubt, it is a good start and the area of opportunity is still large.



◆ Este elemento debe analizarse junto con la evolución estructural del área a explorar  
 / This element must be analyzed together with the structural evolution of the area to be explored

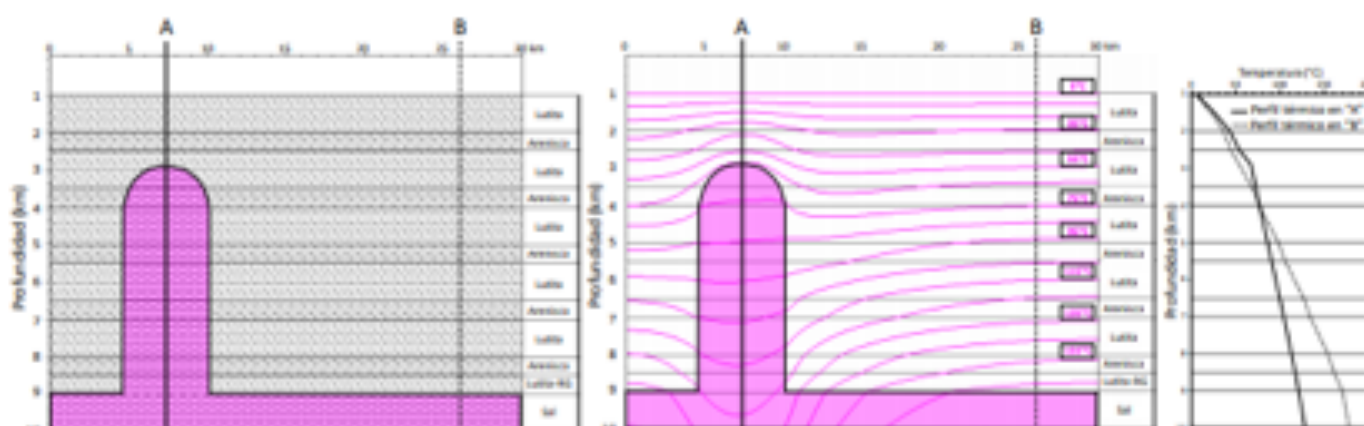
# Los efectos térmicos de la sal en la **columna sedimentaria**, ejemplo del Golfo de México

## *The thermal effects of salt on the sedimentary column, e.g. the Gulf of Mexico*

*El régimen térmico de una zona determinada está en función tanto de la historia de sepultamiento, como del ambiente tectónico. Las condiciones ambientales superficiales y de las propiedades térmicas de las rocas y fluidos contenidos en la columna sedimentaria, tienen una relación directa con la madurez de las rocas generadoras. La sal es un elemento altamente conductivo e impacta fuertemente en este sistema; es un factor de relevante importancia en la exploración de hidrocarburos.*

**Autor / Author: Christian Lopez Martínez (Comisión Nacional de Hidrocarburos)**

*The thermal regime of a given zone is a function of both the burial history and the tectonic environment. The surface environmental conditions and the thermal properties of the rocks and fluids contained in the sedimentary column have a direct relationship with the maturity of the generating rocks. Salt is a highly conductive element and has a strong impact on this system; it is an important factor in hydrocarbon exploration.*



**Figura 1.** Izquierda; modelo experimental de 12 capas realizado para llevar a cabo el análisis de las alteraciones térmicas relacionadas con la presencia de un diapiro salino. En la parte central se muestra el resultado de la simulación en el cual se observa la inflexión de las isoterms en las proximidades del cuerpo salino. Derecha; perfiles térmicos en los pseudopozos A y B observándose una diferencia de 15°C entre la cima del diapir y la zona que no presenta alteración térmica.

**Figure 1.** Left; 12-layer experimental model performed to carry out the analysis of thermal alterations related to the presence of a saline diapir. The central part shows the result of the simulation in which the inflection of the isotherms in the proximities of the saline body is observed. Right; thermal profiles in pseudo-wells A and B, observing a difference of 15°C between the top of the diapir and the zone that does not present thermal alteration.





**E**n muchas ocasiones, se asume que la presencia de sal enfría la columna sedimentaria; este impacto puede ser de reducción o de incremento de temperatura, dependiendo de la posición de la sal en la columna. Reflejado en la madurez térmica de las rocas generadoras, puede ser considerablemente alto, pero debe analizarse en conjunto con la evolución estructural del área.

### Antecedentes

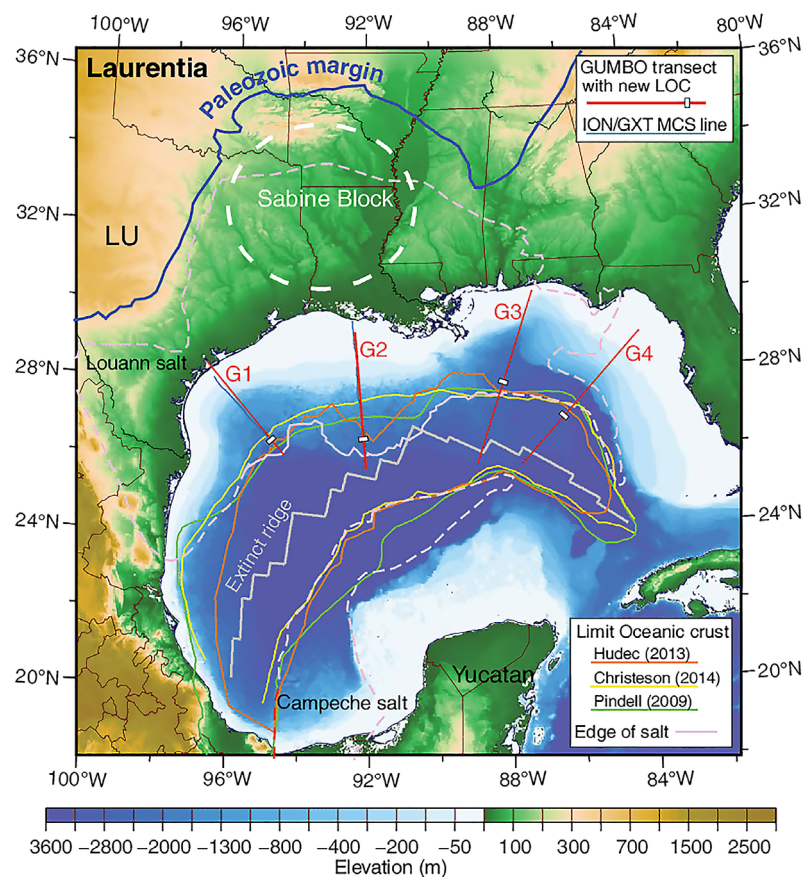
La conductividad térmica se describe como la capacidad de un material de transportar la energía térmica a través de la conducción. Para una diferencia de temperatura dada entre dos puntos de un material, se requiere que exista una conductividad térmica; si la diferencia de temperatura es baja, se considera que el material tiene una conductividad térmica alta y viceversa.

La conductividad térmica total de un volumen de roca, depende de las conductividades térmicas de cada uno de los componentes de la misma, incluyendo la de los fluidos que contiene. Las reglas a través de las cuales se obtiene la conductividad térmica de una roca son complejas, puesto que, adicional a los componentes, juegan también un papel importante la heterogeneidad de las capas y su anisotropía. De tal manera que, dada la anisotropía de una roca, se pueden medir diferentes valores de conductividad térmica en sus ejes horizontal y vertical.

### La sal y las principales rocas generadoras en el Golfo de México

La cuenca del Golfo de México comenzó a abrirse durante el Triásico Tardío a través de la formación de grabens y semigrabens. Inicialmente, fueron rellenos con lechos rojos, sedimentos volcánicos, entre otros; posteriormente, ocurrió el ensanchamiento y hundimiento paulatino de los sistemas de grabens. Esto dio lugar a la invasión de agua salada desde el Océano Pacífico, generando las condiciones propicias para la precipitación de una gran cantidad de minerales evaporíticos.

Con el evento de Rift, se generó corteza oceánica en la porción central del Golfo de México, separando las masas salinas previamente depositadas en dos grandes



**Figura 2.** Batimetría del Golfo de México. Bosquejo de las provincias salinas de Louann y Campeche (púrpura). Fuente: "Structure and origin of the rifted margin of the northern Gulf of Mexico" (Drew R. Eddy, et. al.; 2018).

**Figure 2.** Bathymetry of the Gulf of Mexico. Outline of Louann and Campeche salt provinces (purple). Source: "Structure and origin of the rifted margin of the northern Gulf of Mexico" (Drew R. Eddy, et. al.; 2018).

**O**n many occasions, it is assumed that the presence of salt cools the sedimentary column; this impact can be a reduction or an increase in temperature, depending on the position of the salt in the column. Reflected in the thermal maturity of the generating rocks, it can be considerably high but must be analyzed in conjunction with the structural evolution of the area.

### Background

Thermal conductivity is described as the ability of a material to transport thermal energy through conduction. For a given temperature difference between two points of material, thermal conductivity is required; if the temperature difference is low, the material is considered to have high thermal conductivity and vice versa.

The total thermal conductivity of a volume of rock depends on the thermal conductivities of each of its components, including the fluids it contains. The rules by which the thermal conductivity of rock is obtained are complex, since, in addition to the components, the heterogeneity of the layers and their anisotropy also play an important role. Thus, given the anisotropy of rock, different values of thermal conductivity can be measured in its horizontal and vertical axes.

### Salt and the main generating rocks in the Gulf of Mexico

The Gulf of Mexico basin began to open during the Late Triassic through the formation of grabens and semigrabens. Initially, they were filled with red beds, volcanic sediments, among others; later, the widening and gradual sinking of the grabens systems occurred. This led to the invasion of saltwater from the Pacific Ocean, generating conditions conducive to the precipitation of a large number of evaporative minerals.

With the Rift event, the oceanic crust was generated in the central portion of the Gulf of Mexico, separating the salt masses previously deposited in two large bodies; to the north, the Louann Salt of the United States and north of Mexico,





cuerpos; al norte, la Sal Louann de Estados Unidos y norte de México, y al sur, la Sal de Campeche-Yucatán de la Cuenca Salina del Istmo. La sal depositada en la porción sur ha sido deformada a partir del depósito de los sedimentos del Jurásico Superior. Debido al posible confinamiento de la sal en la porción centro-sur de esta provincia, las geometrías de los cuerpos de sal en esta región están asociadas con el movimiento vertical ascendente.

La compresión y consecuente estrangulamiento de dichos cuerpos, dio como resultado estructuras salinas. Asimismo, en la porción norte, las estructuras son del tipo salt-rollers, asociadas al movimiento gravitacional distensivo originado por la carga sedimentaria y la pendiente que existe entre la plataforma de Yucatán y la porción centro-norte del Golfo de México.

### Modelos experimentales

Para evaluar los efectos térmicos que producen los cuerpos salinos en una columna sedimentaria, se realizaron dos experimentos a través de modelados de cuenca. Éstos consistieron en la simulación de modelos bidimensionales con una longitud de 30km y una columna sedimentaria de 9km de espesor. Se conforma, en su parte basal, de una capa de sal de 1,000m, seguida de una capa de rocas generadoras de 500m con valores uniformes de 3% de COT, 550 mgHC/gCOT y una cinética aleatoria para un kerogeno tipo II; a esta última le sobreyace una alternancia de capas de lutita y arenisca. Las condiciones térmicas de carácter externo se consideraron espacial y temporalmente constantes. Para el límite superior se estableció una temperatura de 5°C, dada una batimetría de 1,000m, mientras que para el inferior se consideró un flujo de calor basal de 32 mW/m<sup>2</sup>.

En el primer experimento, se simuló la intrusión vertical de un cuerpo tipo diapiri con una extensión lateral de 6.35km y altura de 6.2km, considerados desde la cima de la capa de sal hasta la cima del diapiri. En este modelo se representaron dos escenarios relativos al periodo de emplazamiento de la sal; en el primero, se estableció que la sal se intrusióna al momento del depósito de cada una de las capas afectadas.

En una segunda prueba, se imitó la intrusión de un cuerpo de sal alóctona despegada de su raíz, el cual tiene una extensión lateral de 14.5km y un espesor de 2.15km; manteniéndose una columna sedimentaria de 4.5km entre la cima de la sal autóctona y la base de la misma. También se simularon dos escenarios en los cuales se hizo variar el periodo de emplazamiento del cuerpo salino. En el primero, se consideró que la sal se intrusióna al momento del depósito de las capas que contienen el compuesto; mientras que en el segundo, se asume que la sal se intrusióna una vez depositadas las capas que este cuerpo afecta.

Los resultados de los modelos fueron analizados en función de las isotermas, a través de los cuales se evidencian los gradientes geotérmicos y sus variaciones verticales y la Relación de Transformación (RT) de las rocas generadoras, la cual representa la madurez térmica en función de un modelo cinético.

### Modelado térmico en el Área Perdido del Golfo de México

Tomando como base una sección sísmica regional, realizada por PEMEX y publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015), se elaboró un modelado de cuencas en dos dimensiones con el objetivo de evaluar el régimen térmico del área y el impacto de la sal en la madurez térmica de las rocas generadoras.

and to the south, the Campeche-Yucatan Salt of the Isthmus Salt Basin. The salt deposited in the southern portion has been deformed from the deposit of Upper Jurassic sediments. Due to the possible confinement of salt in the south-central portion of this province, the geometries of the salt bodies in this region are associated with vertical upward movement.

The compression and consequent strangulation of these bodies resulted in saline structures. Likewise, in the northern portion, the structures are of the salt-rollers type, associated with the distant gravitational movement originated by the sedimentary load and the slope that exists between the Yucatan platform and the north-central portion of the Gulf of Mexico.

### Experimental models

To evaluate the thermal effects produced by saline bodies in a sedimentary column, two experiments were carried out using basin models. These consisted of the simulation of two-dimensional models with a length of 30km and a 9km thick sedimentary column. The basal part is made up of a 1,000m salt layer, followed by a 500m generating rock layer with uniform values of 3% TOC, 550 mgHC/gCOT and random kinetics for a type II kerogen; the latter is superimposed by alternating layers of shale and sandstone. External thermal conditions were considered spatially and temporally constant. For the upper limit, a temperature of 5°C was established, given a bathymetry of 1,000m, while for the lower limit a basal heat flow of 32 mW/m<sup>2</sup> was considered.

In the first experiment, the vertical intrusion of a diaphir type body was simulated with a lateral extension of 6.35km and a height of 6.2km, considered from the top of the salt layer to the top of the diaphir. In this model, two scenarios related to the period of salt placement were represented; in the first, it was established that salt is intruded at the moment of deposit of each of the affected layers.

In a second test, the intrusion of an allochthonous salt body detached from its root was imitated, which has a lateral extension of 14.5km and a thickness of 2.15km; maintaining a sedimentary column of 4.5km between the top of the autochthonous salt and its base; two scenarios were also simulated in which the period of location of the saline body was varied. In the first one, it was considered that the salt intrudes at the moment of the deposit of the layers that contain the compound; whereas in the second one, it is assumed that the salt intrudes once the layers that this body affects have been deposited.

The results of the models were analyzed according to the isotherms, through which the geothermal gradients and their vertical variations are evidenced, as well as the Transformation Ratio (TR) of the generating rocks, which represents thermal maturity according to a kinetic model.

El modelo consta de cinco paleosecciones, iniciando con el último estadio de la etapa pre-cinemática. A partir de la siguiente paleosección, la sal comienza a intrusionar las capas sobreyacentes y avanzar de manera lateral; primero dentro de su posición estratigráfica, considerándola como sal para-autóctona, y posteriormente como sal alóctona enraizada.

### Conclusiones

- No es posible afirmar que la sal enfría o calienta una columna sedimentaria; ésta es un elemento altamente conductivo que altera el régimen térmico de una columna y es necesario establecer su relación estructural con las rocas circundantes para definir el tipo de alteración que provoca.
- Cuando se tiene un cuerpo de sal enraizado tipo diapir o pared, la temperatura que hay por encima de éste es un tanto más elevada que la temperatura circundante.
- Ante la presencia de cuerpos de sal alóctona, es importante establecer, mediante modelados de evolución estructural, las rutas por las que ha transitado la sal, desde su posición actual hasta la posición original en la que se depositó, así como sus tiempos.
- Esta evolución, incorporada a un modelado de cuencas y sistemas petroleros, podría modificar de manera significativa tanto la madurez térmica de las rocas generadoras, como el momento de entrada a las diferentes ventanas de generación y, por lo tanto, el tipo de hidrocarburos esperados en un área determinada.

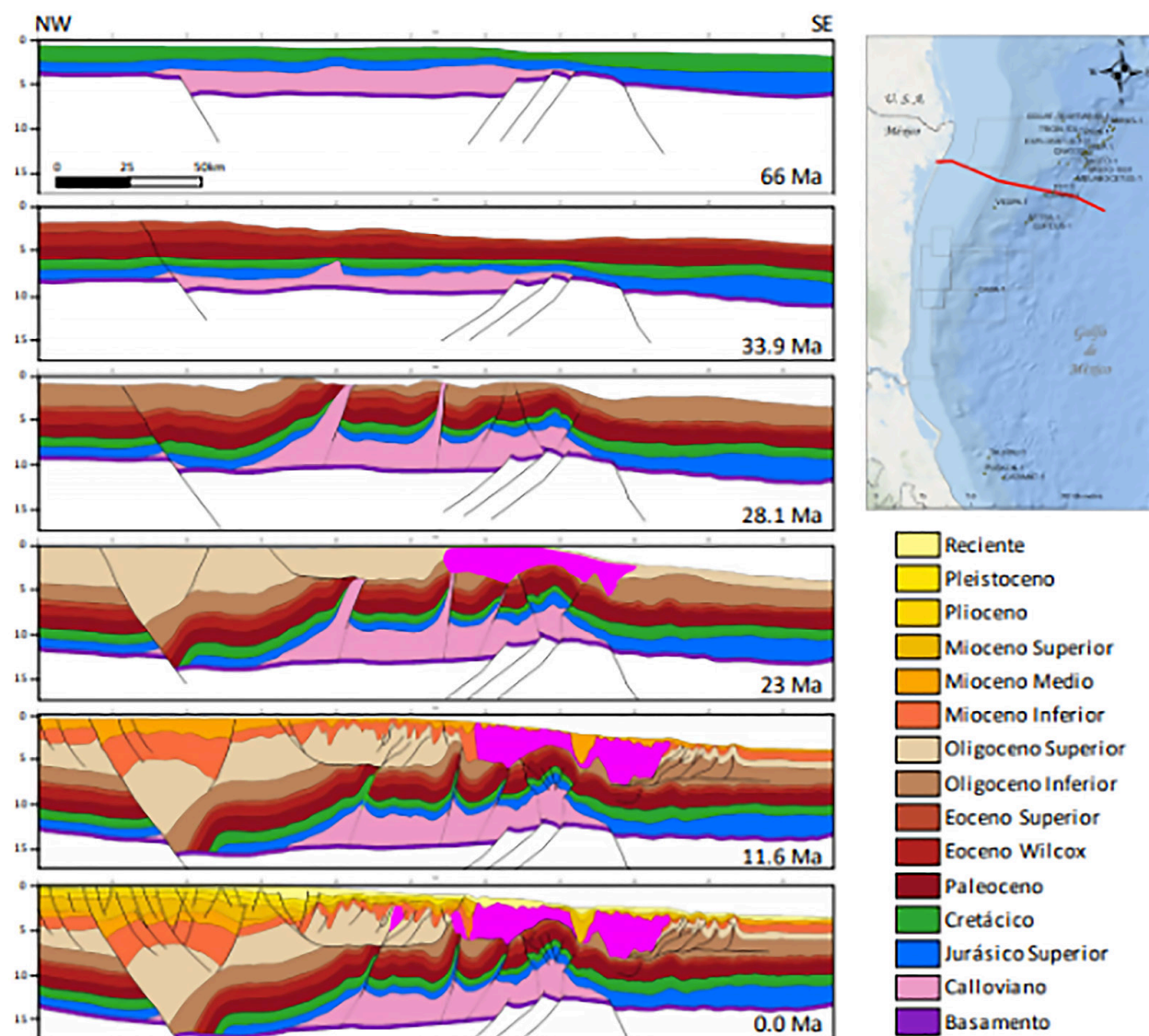
### Thermal Modeling in the Lost Area of the Gulf of Mexico

Based on a regional seismic section, carried out by PEMEX and published by the National Hydrocarbons Commission (2015), a two-dimensional basin model was developed to evaluate the thermal regime of the area and the impact of salt on the thermal maturity of the generating rocks.

The model consists of five palaeosections, starting with the last stage of the pre-cinematic stage. From the next palaeosection, the salt begins to intrude the overlying layers and advance laterally; first within its stratigraphic position, considering it as para-autochthonous salt, and later as rooted allochthonous salt.

### Conclusions

- It is not possible to say that salt cools or heats a sedimentary column; this is a highly conductive element that alters the column's thermal regime and it is necessary to establish its structural relationship with the surrounding rocks to define the type of alteration it causes.
- When you have a body of rooted salt such as a diapir or wall, the temperature above it is somewhat higher than the surrounding temperature.
- In the presence of allochthonous salt bodies, it is important to establish, through structural evolution models, the routes along which the salt has passed, from its current position to the original position in which it was deposited, as well as its times.
- This evolution, incorporated into the modeling of basins and oil systems, could significantly modify both the thermal maturity of the generating rocks and the time of entry into the different generation windows and, therefore, the type of hydrocarbons expected in a given area.



**Figura 2.** Restauración estructural de una sección regional en el área Perdido (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015).

*Figure 2.* Structural restoration of a regional section in the Perdido area (National Hydrocarbons Commission, 2015).