

VOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 31
Julio 2019

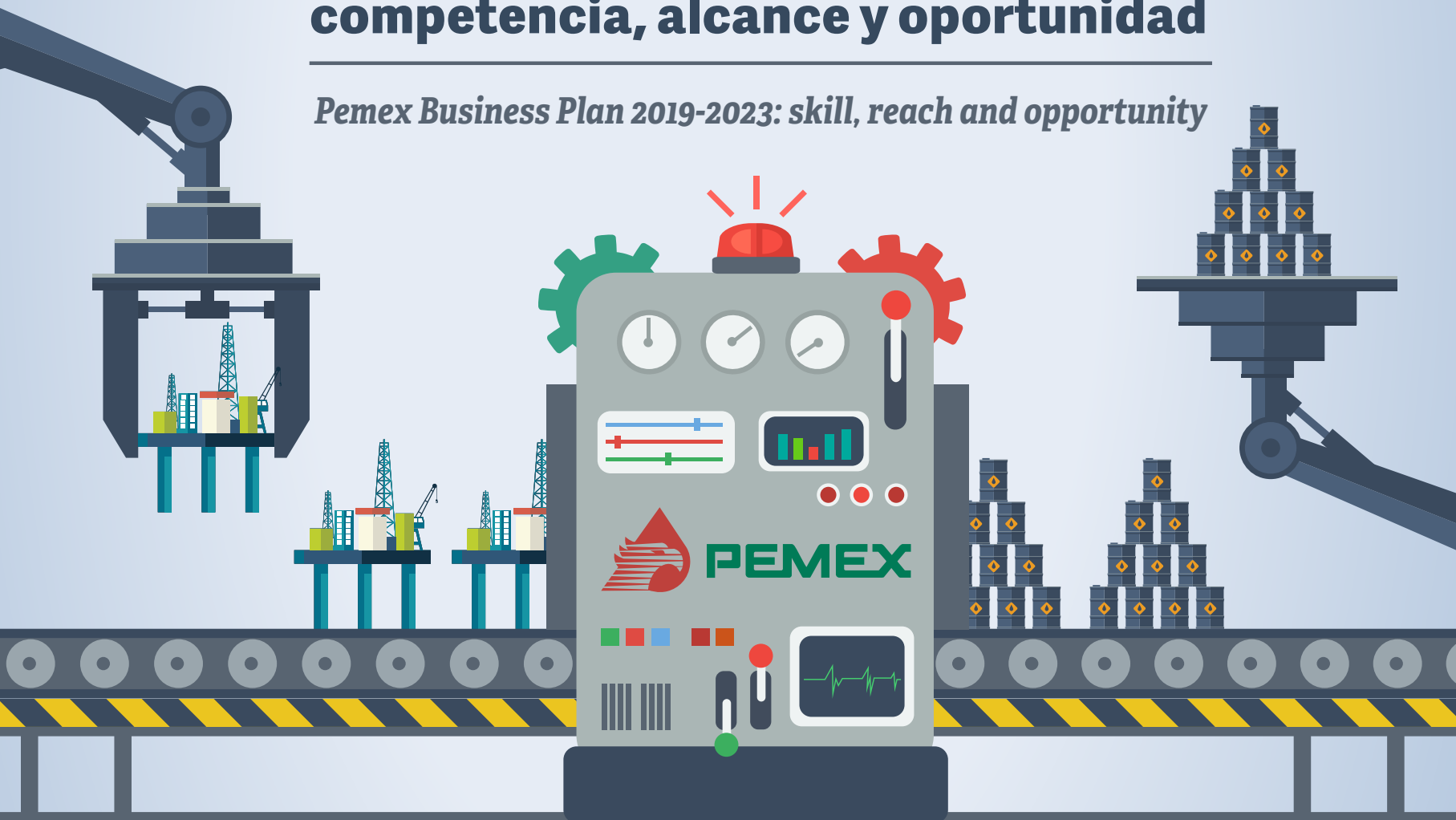
PETROLERA



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

Plan de Negocios de Pemex 2019-2023: competencia, alcance y oportunidad

Pemex Business Plan 2019-2023: skill, reach and opportunity



**Efecto de las
reologías no
Newtonianas**

*The effect of
non-Newtonian
rheologies*

**Curvas de
Creaming**

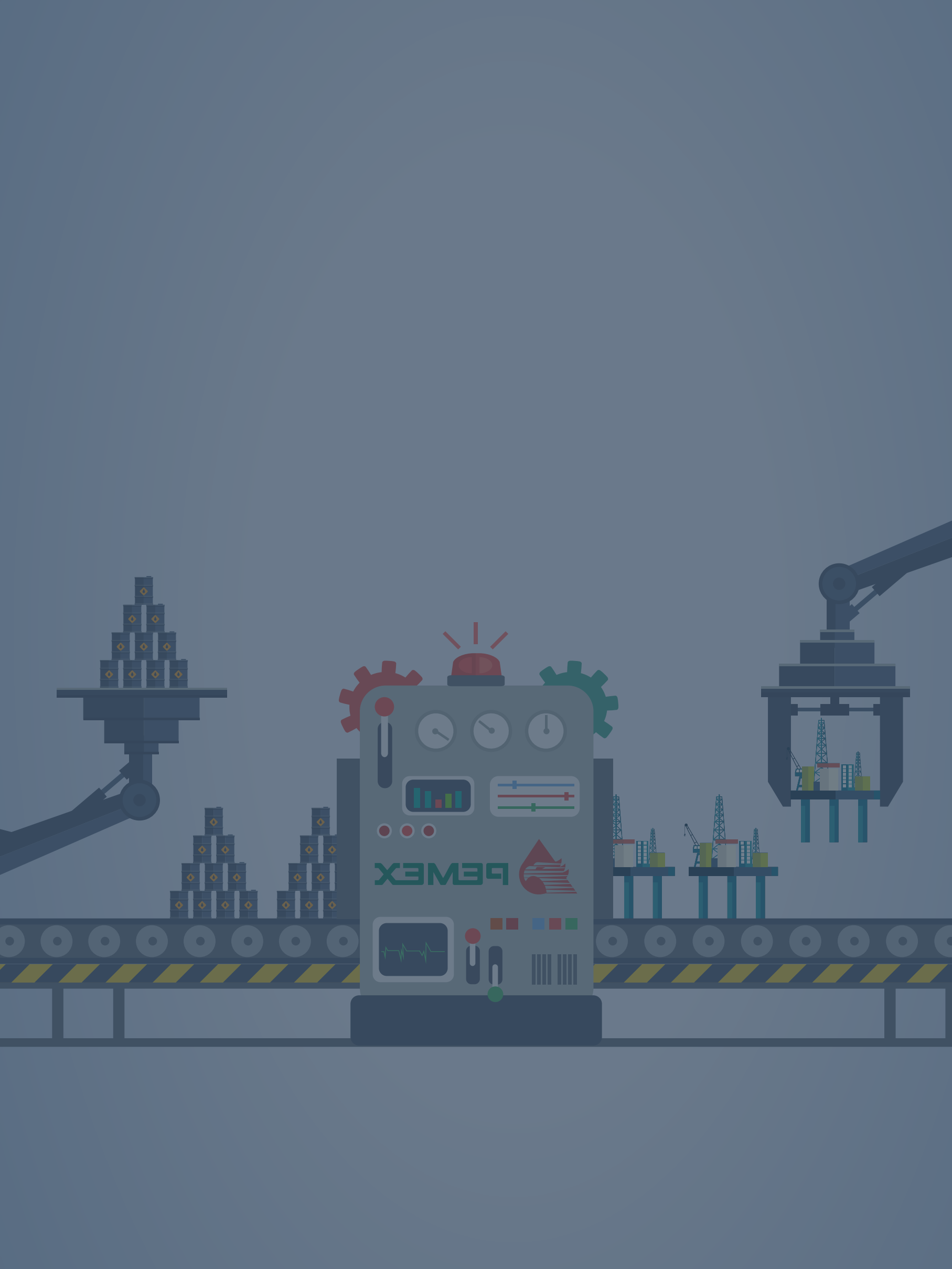
*Creaming
Curves*

**Aplicaciones
modernas de la
física de rocas**

*Modern rock physics
applications*

**Ventana
Dinámica de
Aceite en YNF,
Caso KMZ**

*Dynamic Oil Window
in NFR, Case KMZ*



Estimados Colegiados:
El Plan de Negocios de Pemex, presentado hace unos días por el presidente Andrés Manuel López Obrador y el director general de la petrolera nacional, plantea una guía para recuperar la soberanía energética con viabilidad financiera para la Empresa Productiva del Estado. Los petroleros de México lo seguiremos y respaldaremos no solamente a partir de discursos, sino de acciones y trabajos que permitan lograr el objetivo de llevar a Pemex al lugar que le corresponde.

Durante los primeros tres años, el estado mexicano hará un esfuerzo relevante para apoyar la aplicación de la estrategia. Por medio de apoyos fiscales y la disminución de la carga impositiva, Pemex recibirá un total de 128 mil millones de pesos en ese lapso de tiempo. Para lograr este objetivo hacia 2022, el gobierno prepara una reforma para reducir la carga fiscal que mantiene Pemex. Igualmente, se prevé una disminución en la tasa de los Derechos de Utilidad Compartida (DUC) de 65% a 54% en los próximos dos años.

La estrategia plantea que los apoyos a la petrolera se darán con presupuesto y reducción de impuestos, para que Pemex tenga recursos y pueda invertir. Durante los próximos tres años, la empresa debe contribuir al desarrollo de México con los excedentes que genere, mismos que se destinarán al pago de su deuda y al financiamiento de proyectos y programas estratégicos del país.

Las autoridades dejaron claro que Pemex mantendrá su apertura a esquemas de negocios con el sector privado, pero bajo un estricto cuidado de sus intereses, con acuerdos justos y transparentes; la inversión pública se complementará con la privada. Al final del sexenio y como ya se ha señalado en diversas ocasiones, la meta es llegar a producir alrededor de 2.697 millones de barriles de petróleo diarios, desde una base actual de poco más de 1.7 millones.

También se declaró que Pemex se concentrará sólo en la exploración de nuevos yacimientos de crudo en aguas someras y en campos terrestres. De hecho, este mismo año comenzará la producción de crudo en 12 campos petroleros, de 22 que la presente administración ya comenzó a desarrollar. La estrategia también considera incentivar el crecimiento del contenido nacional en las contrataciones de Pemex y seguir agilizando los procesos de contratación.

Una vez que ya se nos han definido los mecanismos y las guías de ejecución, los invito a trabajar, como siempre lo hemos hecho, para llevar a Pemex en particular, y a la industria petrolera nacional, a un nivel de solidez y eficiencia. Debe mantenerse como finalidad que el sector sea la palanca del desarrollo nacional; por ello, y por el bien del país, debemos estar comprometidos a impulsar este Plan de Negocios.



Dear Collegiate:
Pemex's Business Plan, presented a few days ago by President Andrés Manuel López Obrador and the general director of the national oil company, offers a guide to recovering energy sovereignty with

financial viability for the State Productive Company. The oil experts of Mexico will follow and support it not only through speeches but also through actions and tasks that allow us to achieve the objective of taking Pemex to its rightful place.

During the first three years, the Mexican state will make a relevant effort to support the implementation of this strategy. Through financial support and the reduction of the tax burden, Pemex will receive a total of 128 billion pesos in that time. To achieve this goal by 2022, the government is preparing a reform to reduce Pemex's tax burden. Likewise, a decrease in the rate of Shared Utility Rights from 65% to 54% is expected in the next two years.

The strategy states that the support to the oil company will be given through budget and tax reduction so that Pemex has resources for investment. For the next three years, the company must contribute to the development of Mexico with the surpluses it generates, which will be used to repay its debt and finance projects and strategic programs.

The authorities made it clear that Pemex will maintain its openness to business schemes with the private sector, but under strict care of their interests, with fair and transparent agreements; public and private investments will be complemented. At the end of the six-year period, the goal is to produce around 2.697 million barrels of oil per day, from a current base of just over 1.7 million.

It was also stated that Pemex will concentrate only on the exploration of new oil reservoirs in shallow waters and on land fields. In fact, this same year crude oil production will begin in 12 oil fields, out of 22 that the present administration has already begun to develop. The strategy also considers growth encouragement of the national content in Pemex's hiring, and the speeding up of the hiring processes.

Once we have settled the mechanisms and guidelines for execution, I invite you to work, as we have always done, to bring Pemex, and the national oil industry, to an optimum level of strength and efficiency. The sector must be the lever of national development; therefore, and for the good of the country, we must be committed to promoting this Business Plan.

M.C. Luis Ferrán Arroyo

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

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

2018-2020



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

Consejo Directivo Nacional / National Board
2018-2020

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

Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar
Vicepresidente / Vice-president

Ing. Francisco Javier 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 Frago
Tesorero / Treasurer

Ing. Roberto Banda Morato
Subtesorero / Treasurer Assistant

Comisiones / Commissions

M.A. José Carlos Pacheco Ledesma
Eventos / Events

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

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

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

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

M.I. Francisco Castellanos Pérez
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

Manelick Saldivar
Corrección de estilo y redacción / Style Editing

Martha Ochoa
Traducción / Translation



Página 3

Plan de Negocios de Pemex 2019-2023; sembrar petróleo para cosechar el desarrollo nacional.

Pemex Business Plan 2019-2023; planting oil to harvest national development.

Página 8

Evaluación del comportamiento de la Ventana Dinámica de Aceite en YNF, Caso KMZ.

Performance evaluation of the Dynamic Oil Window in NFR, Case KMZ.

Página 12

Curvas de Creaming, método para estimar el potencial remanente de petróleo no descubierto.

Creaming Curves, Method for Estimating the Remaining Potential of Undiscovered Oil.

Página 16

Efecto de las reologías no Newtonianas sobre el comportamiento de flujo de los aceites pesados y extrapesados.

The effect of non-Newtonian rheologies on flow performance of heavy and extra-heavy oils.

Página 20

Aplicaciones modernas de la física de rocas para delimitar y acceder al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo.

Modern rock physics applications to delimit and access the reservoir with ideal well geo-navigation.

• La meta es llegar a producir hasta 2.697 millones de barriles de petróleo diarios hacia 2024

/ The goal is to produce up to 2.697 million barrels of oil per day by 2024



Plan de Negocios de Pemex 2019-2023: sembrar petróleo para cosechar el desarrollo nacional

*Pemex Business Plan 2019-2023; planting
oil to harvest national development*

Reservas y recursos prospectivos (MMMbpce)



Imagen 1. Reservas y recursos prospectivos

Image 1. Reserves and prospective resources.

Cuenca	Reservas ¹			Recursos prospectivos ²	
	1P	2P	3P	Conv.	Non Conv.
Sureste	5.5	9.0	12.3	6.8	
Tampico Misantla	0.8	3.1	5.5		7.4
Burgos	0.2	0.3	0.3		1.5
Veracruz	0.5	1.0	1.4	2.9	
Sabinas	0.0	0.0	0.0		0.4
Aguas profundas	0.1	0.2	0.9	6.0	
Total PEMEX	7.0	13.6	20.5	15.7	9.3

Proyectos en Desarrollo y explotación

Proyectos de exploración

El gobierno federal, junto con la administración de Petróleos Mexicanos (Pemex), pusieron sobre la mesa de la comunidad financiera nacional e internacional el Plan de Negocios 2019-2023. Este proyecto guiará la estrategia para devolverle a la compañía su eficiencia operativa y recuperar su salud financiera, así como sentar las bases para una rentabilidad en el largo plazo. El objetivo es sembrar el petróleo con un modelo de negocios que garantice eficiencia y rentabilidad para, a partir de ahí, cosechar los frutos que impulsarán el desarrollo nacional.

El diagnóstico

Para la elaboración del Plan de Negocio 2019-2023, se debió llegar primero a un diagnóstico que permitiera identificar, con toda claridad, cuáles eran los principales problemas de la compañía, para corregirlos y sentar las bases de su futuro crecimiento. La elevada carga impositiva y los niveles de deuda que debe enfrentar, así como la baja inversión que registra para el desarrollo de sus proyectos, fueron identificados por la dirección de la empresa como los principales lastres que deben corregirse para llevar a Pemex por una ruta diferente a la que ha tomado en años anteriores.

Es así como el Plan pretende no solamente corregir los problemas planteados anteriormente, sino, a partir de dicha estrategia, sentar las bases para un futuro crecimiento de la compañía.

Los ejes del Plan de Negocios de Pemex

Numerosas son las acciones que se deberán realizar para lograr el objetivo; la estrategia tiene metas muy claras y con fechas específicas. Estos son los ejes más importantes del Plan presentado por las más altas autoridades de la compañía petrolera nacional y de nuestro país:

1. Pemex tendrá menor carga fiscal. Mediante una reforma fiscal, se reducirá la tasa impositiva de Pemex para que, al final del año 2022, los apoyos hayan totalizado la cantidad de 128 mil millones de pesos. Se prevé una reducción de la tasa de los Derechos de Utilidad Compartida (DUC) de 65% a 54% en los próximos dos años.
2. La Empresa Productiva del Estado se concentrará solamente en la exploración de nuevos yacimientos de crudo en aguas someras y en campos terrestres.
3. Se consideran aportaciones de capital para el periodo 2019-2022, a fin de complementar los requerimientos de inversión. De especial relevancia, será la capitalización destinada al financiamiento de la nueva refinería de Dos Bocas.
4. Es previsible que la inversión pública se enriquezca con la inversión privada, a través de contratos de servicios de largo plazo para la

producción de petróleo, bajo un estricto cuidado de los intereses de Pemex y con acuerdos justos y transparentes.

5. También, se considera incentivar el crecimiento del contenido nacional en las contrataciones de Pemex y seguir agilizando los procesos de contratación.
6. Este año, el corporativo comenzará con la producción de crudo en 12 campos petroleros de 22, mismos que la presente administración ya empezó a desarrollar.
7. El objetivo estratégico es alcanzar una producción de 2.697 millones de barriles de petróleo diarios en 2024.
8. La empresa logrará su equilibrio presupuestario en el año 2021 para, a partir de ahí, impulsar su rentabilidad.
9. El plan prevé una recuperación gradual de la capacidad de refinación, a partir de los mayores montos de inversión.
10. A partir del año en el que se alcance el equilibrio presupuestal, Pemex comenzará a generar excedentes que se destinarán al pago gradual de su deuda, así como para el financiamiento de programas y proyectos de alto impacto.

En resumen, podemos señalar que la reducción de la carga fiscal, bajar la deuda financiera de la empresa e incrementar la producción de petróleo son las tres claves del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2019-2023. Estos grandes objetivos serán los ejes bajo los cuáles trabajará la administración de la compañía, en coordinación con el gobierno federal.

El director general, Octavio Romero Oropeza, explicó que la petrolera registra ingresos por casi dos mil millones de pesos; sin embargo, paga impuestos y derechos por más de mil millones. Asimismo, Romero Oropeza señaló que Pemex buscará fortalecer el portafolio exploratorio para el mediano y largo plazo, además de que prevé intensificar la actividad de exploración en áreas terrestres y aguas someras; también se harán aportaciones de capital para complementar los requerimientos de inversión en producción de crudo y las refinerías. Señaló que uno de los puntos en los que se enfocará el gobierno es en reducir el tiempo entre descubrimientos de los campos y la primera producción.

The federal government, along with the administration of Petróleos Mexicanos (Pemex), laid out the Business Plan 2019-2023, for the national and international financial community. This project will guide the strategy to take the company back to its operational efficiency and recover its financial health, as well as lay the foundations for long-term profitability. The objective is to breed oil with a business model that guarantees efficiency and profitability and, from there, reap the fruits that will drive national development.

Diagnosis

For the creation of the Business Plan 2019-2023, it was necessary to work on a diagnosis that would identify the company's main problems, correct them and lay the foundations for its future growth. The high tax burden, and the levels of debt it must face, as well as the low investment it registers for the development of its projects, were identified by the company's management as the main concerns that must be corrected in order to take Pemex along a different route.

This is how the Plan intends not only to correct the problems raised previously but, based on this strategy, lay the foundations for the future growth of the company.

The axes of Pemex's Business Plan

Great actions must be carried out to achieve the objective; the strategy has very clear goals with specific dates. These are the most important axes of the Plan presented by the highest authorities of both the national oil company and our country:

1. Pemex will have a lower tax burden. Through tax reform, Pemex's tax rate will be reduced so that, by the end of 2022, support has totaled the amount of 128 billion pesos. A reduction in the rate of Shared Utility Rights is expected to go from 65% to 54% in the next two years.
2. The State Productive Company will concentrate only on the exploration of new crude oil reservoirs in shallow waters and on land.
3. Capital contributions for the period 2019-2022 are thought to complement the investment requirements. The capitalization destined to the financing of the new Dos Bocas refinery will have special relevance.
4. It is foreseeable that public investment will be enriched by private investment, through long-term service contracts for oil production, under the strict care of Pemex's interests and with fair and transparent agreements.
5. It is also thought to encourage national content growth in Pemex's contracting, and to continue speeding up the contracting processes.
6. This year, the company will begin with the production of crude oil in 12 oil fields out of 22, which the present administration has already begun to develop.
7. The strategic objective is to reach a production of 2.697 million barrels of oil per day in 2024.

Principales compañías en el mundo por producción de crudo y líquidos, 2017⁵¹ (millones de barriles por día)

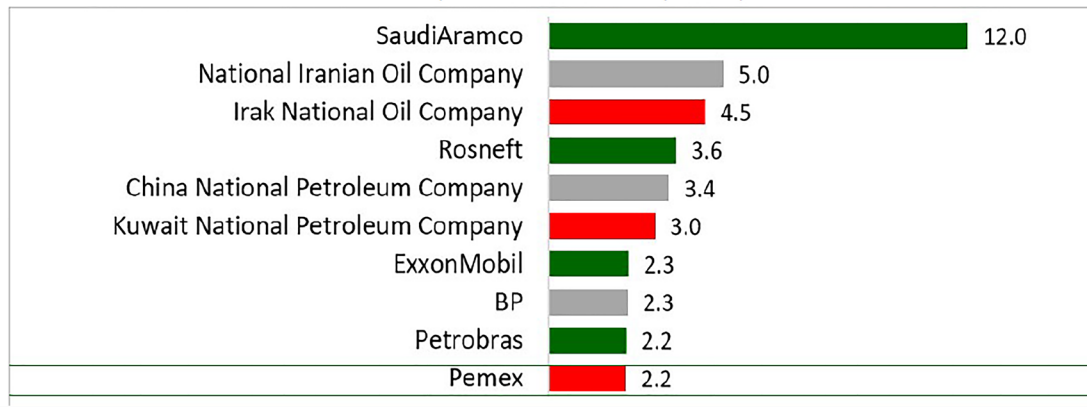


Imagen 2. Principales compañías en el mundo por producción de crudo y líquidos, 2017.

Image 2. Main companies in the world for oil and liquid production.

Objetivos Estratégicos

El Plan de Negocios 2019-2023 tiene 11 objetivos estratégicos, planteados por la administración para llevar a Pemex a la rentabilidad. Éstos son:

- 1) Fortalecer la situación financiera de la empresa.
- 2) Acelerar la incorporación de reservas para asegurar la sostenibilidad de la compañía.
- 3) Incrementar la producción de hidrocarburos.
- 4) Adecuar y modernizar la infraestructura de producción.
- 5) Incrementar la confiabilidad y seguridad de las operaciones.
- 6) Proveer servicios de coordinación y soporte al negocio, de manera eficiente y oportuna, con ética, transparencia y honestidad.
- 7) Incrementar la producción de combustibles y petroquímicos.
- 8) Fortalecer la comercialización y contribuir a garantizar el abasto de productos de manera puntual y adecuada, así como ofrecer servicios de calidad.
- 9) Mejorar la gestión y fortalecer las competencias, para incrementar la eficiencia de las actividades operativas y administrativas.
- 10) Fortalecer el enfoque de responsabilidad social, minimizar el impacto ambiental y mejorar la eficiencia energética.
- 11) Asegurar la integridad física de las instalaciones y los sistemas de información.

La administración de Pemex no dejó nada al azar en la elaboración de esta estrategia, la cual deberá devolverles su rentabilidad y protagonismo económico. La fijación de metas específicas es clave para que los analistas y la comunidad financiera en general tengan elementos para medir la evolución de la compañía.

8. The company will achieve its budget balance in 2021 and then boost its profitability.
9. The plan foresees a gradual recovery of refining capacity, starting with the largest amounts of investment.
10. From the year in which budget balance is reached, Pemex will begin to generate surpluses that will be destined to the gradual payment of its debt, as well as for the financing of high-impact programs and projects.

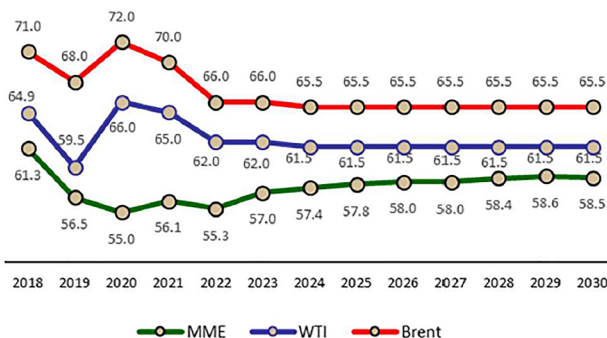
In summary, we can point out that reducing the tax burden, lowering the company's financial debt and increasing oil production are the three keys to the Petróleos Mexicanos' 2019-2023 Business Plan. These great objectives will be the axes under which the company's administration will work, in coordination with the federal government.

The general director, Octavio Romero Oropeza, explained that the oil company has revenues of nearly two billion pesos, but pays taxes and duties for more than one billion. Also, Romero Oropeza said that Pemex will seek to strengthen the exploration portfolio for the medium and long term, in addition to plans to intensify exploration activity in land areas and shallow waters; money contributions will also be made to supplement investment requirements in crude oil production and refineries. He noted that one of the issues on which the government will focus on is time reduction between field discoveries and the first production.

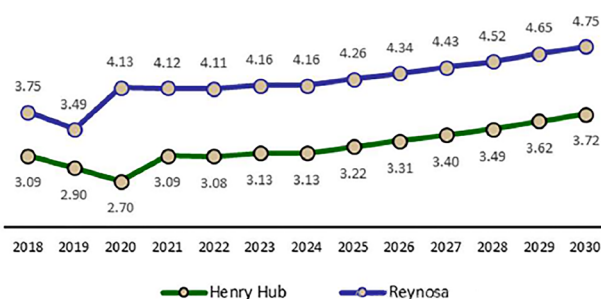
Imagen 3. Comparativa de precios al tiempo, MME y GN.

Image 3. Comparison of prices over time, Mexican Blend and Natural Gas.

Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación y crudos marcadores* (dólares por barril)



Precio de referencia gas natural (USD/MMBtu)





El Plan de Negocios de Pemex 2019-2023 fue aprobado por unanimidad en la sesión ordinaria 945 del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, integrado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Economía (SE), la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los consejeros independientes.

Asimismo, en el marco de la misma sesión y en términos de lo que señala la Ley de Petróleos Mexicanos, se presentó y aprobó el presupuesto de la empresa para el año 2020, mismo que será enviado a la Secretaría de Hacienda para que sea considerado en la elaboración del Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación del próximo ejercicio fiscal.



Strategic Objectives

The 2019-2023 Business Plan has 11 strategic objectives, suggested by the administration to take Pemex to profitability. These are:

- 1) Strengthen the company's financial situation.
- 2) Accelerate the reserve incorporations to ensure the sustainability of the company.
- 3) Increase hydrocarbon production.
- 4) Adapt and modernize production infrastructure.
- 5) Enhance operation reliability and safety.
- 6) Provide business coordination and support services in an efficient and timely manner, with ethics, transparency, and honesty.
- 7) Increase the production of fuels and petrochemicals.
- 8) Strengthen the commercialization and contribute to guarantee product supply punctually and adequately, as well as to offer quality services.
- 9) Improve the management and strengthen skills, to increase the efficiency of operational and administrative activities.
- 10) Strengthen the social responsibility approach, minimize environmental impact and improve energy efficiency.
- 11) Ensure the physical integrity of facilities and information systems.

The Pemex's administration board did not leave anything to chance in the elaboration of this strategy, which will have to give them back their profitability and economic relevance. Setting specific goals is key for analysts and the financial community in general, to have elements to measure the evolution of the company.

The Business Plan of Pemex 2019-2023 was unanimously approved in the ordinary session 945 of the Board of Directors of Petróleos Mexicanos, made up of the Secretariat of Finance and Public Credit, the Secretariat of Energy, the Secretariat of Economy, the Secretariat of Environment and Natural Resources, the Federal Electricity Commission, and independent advisors.

Also, in the framework of the same session, and according to the Mexican Petroleum Law, the company's budget for 2020 was presented and approved, which will be sent to the Ministry of Finance to be considered in the preparation of the Draft Budget of Expenditures of the Federation for the next fiscal year.

♦ Los yacimientos están delimitados por fallas y su complejidad estructural es mayor hacia la zona oriental
 / The reservoirs are bordered by faults and their structural complexity is greater towards the eastern zone



Evaluación del comportamiento de la **Ventana Dinámica de Aceite** en YNF, Caso KMZ

Patricia Nataly Lince Peña (PEMEX) y Ernesto Pérez Martínez (PEMEX)

Los campos del Proyecto Ku-Maloob-Zaap (KMZ), se encuentran geográficamente ubicados dentro de las aguas territoriales de la República Mexicana frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 115 km al N25°W de Ciudad del Carmen.

Los principales yacimientos del proyecto pertenecen a la formación Cretácico de los campos Ku, Maloob y Zaap, los cuales son trampas estructurales. Están delimitados por fallas inversas y una falla regional lateral con componente derecho. La complejidad estructural es mayor hacia la zona oriental de los campos, en las zonas más próximas a la falla lateral regional.

En enero de 1981, la presión inicial del yacimiento Ku Cretácico fue de 320 kg/cm² al plano de referencia 3000 mvbnm, alcanzando la presión de saturación de sus fluidos ($P_b = 187 \text{ kg/cm}^2$) en 1991, generándose un casquete secundario de gas. En enero de 1998, se realizó una prueba de interferencia entre los yacimientos Ku, Maloob y Zaap, confirmandose la comunicación hidráulica de estos campos a través de un acuífero común.

Los yacimientos Maloob y Zaap Cretácico alcanzaron su punto de burbuja ($P_b = 156 \text{ kg/cm}^2$) en 2001. En 1994, se inició la implementación del sistema de bombeo neumático (BN); actualmente,

todos los pozos cuentan con este sistema artificial de producción, ya sea como bombeo neumático continuo (BNC) o como sistema de respaldo para los pozos operando con sistema de bombeo electro-centrífugo (BEC).

A partir de 2009, se inició la inyección de N_2 como mecanismo de mantenimiento de presión, con el propósito de contrarrestar la caída de presión en los tres yacimientos y frenar el avance del contacto agua aceite (CAA).

Actualmente, el AIPBAS01-02 presenta problemáticas para poder cumplir con las metas de producción, mismas que dependen, en gran parte, de mantener un monitoreo continuo del comportamiento de los fluidos y presiones en las distintas zonas del yacimiento. Con ello, se pueden prevenir problemas en la vida productiva de los pozos debido a la conificación de gas y/o agua en el yacimiento, la cual depende de la productividad del pozo, la caída de presión y la distancia del intervalo disparado al CGA y CAA. Al mantener un monitoreo continuo de los contactos de los fluidos en el yacimiento, se puede regular la producción para evitar la conificación temprana de agua y/o gas, prolongando la vida productiva de los pozos y el factor de recuperación del campo, razón por la cual se planteó el proyecto de pozos monitores-productores.

Este tipo de pozos son productores, pero plantea el uso de sensores permanentes de presión y temperatura de alta resolución y en comunicación en tiempo real, permitiendo un seguimiento continuo de presiones en zona de gas, aceite y agua; usando la información de presión en las tres fases para monitorear el avance del CGA y CAA de manera dinámica (conificación de gas y agua) y estática, así como el cálculo del índice de productividad del pozo.

Performance evaluation of the Dynamic Oil Window in NFR, Case KMZ

The fields of the Ku-Maloob-Zaap Project (KMZ) are geographically located within the territorial waters of Mexico, off the coasts of the states of Tabasco and Campeche, approximately 115 km N25°W from Ciudad del Carmen.

The main reservoirs of the project belong to the Cretaceous formation of the Ku, Maloob, and Zaap fields, which are structural traps. They are bordered by inverse faults and a regional lateral fault with a right component. The structural complexity is greater towards the eastern zone of the fields, in the zones closest to the regional lateral fault.

In January 1981, the initial pressure of the Ku Cretaceous reservoir was 320 kg/cm² at the 3000 mVbNm reference plane, reaching the saturation pressure of its fluids ($P_b = 187$ kg/cm²) in 1991, generating a secondary gas cap. In January 1998, an interference test was carried out between the Ku, Maloob and Zaap reservoirs, confirming the hydraulic communication of these fields through a common aquifer.

The Maloob and Zaap Cretaceous reservoirs reached their bubble point ($P_b = 156$ kg/cm²) in 2001. In 1994, the implementation of the pneumatic pumping system (PP) began; currently, all wells have this artificial production system, either as a continuous pneumatic pumping (CPP) or as a backup system for wells operating with an electro-centrifugal pumping system (ECP).

Starting in 2009, the injection of N_2 started, as a pressure maintenance mechanism, with the purpose of counteracting the pressure drop in the three reservoirs and slowing down the advance of the oil-water contact (OWC).

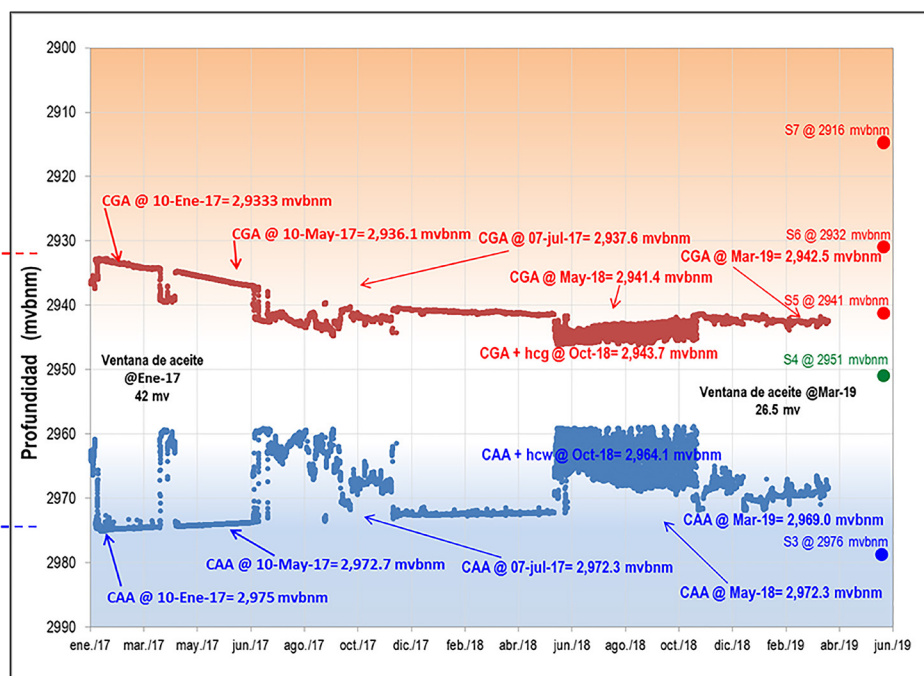
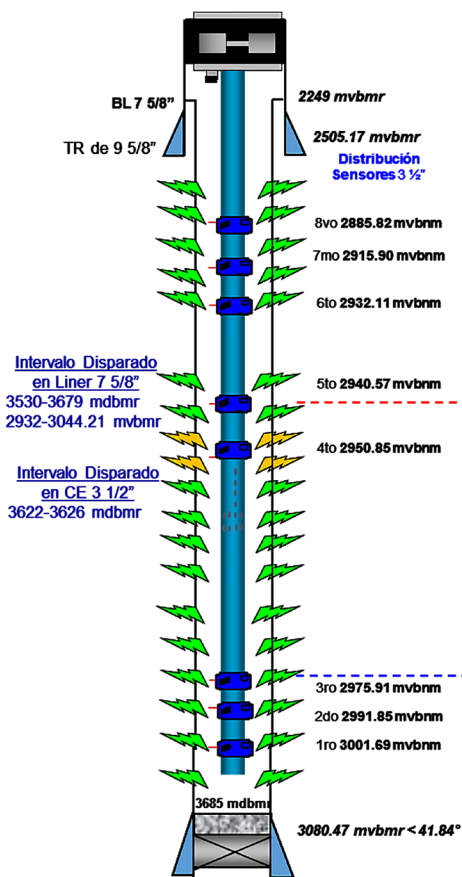


Figura 1. Diagrama de un pozo monitor-productor y monitoreo del avance de los CGA y CAA.
Figure 1. Diagram of a monitor-producer well and advance monitoring of GWC and OWC.

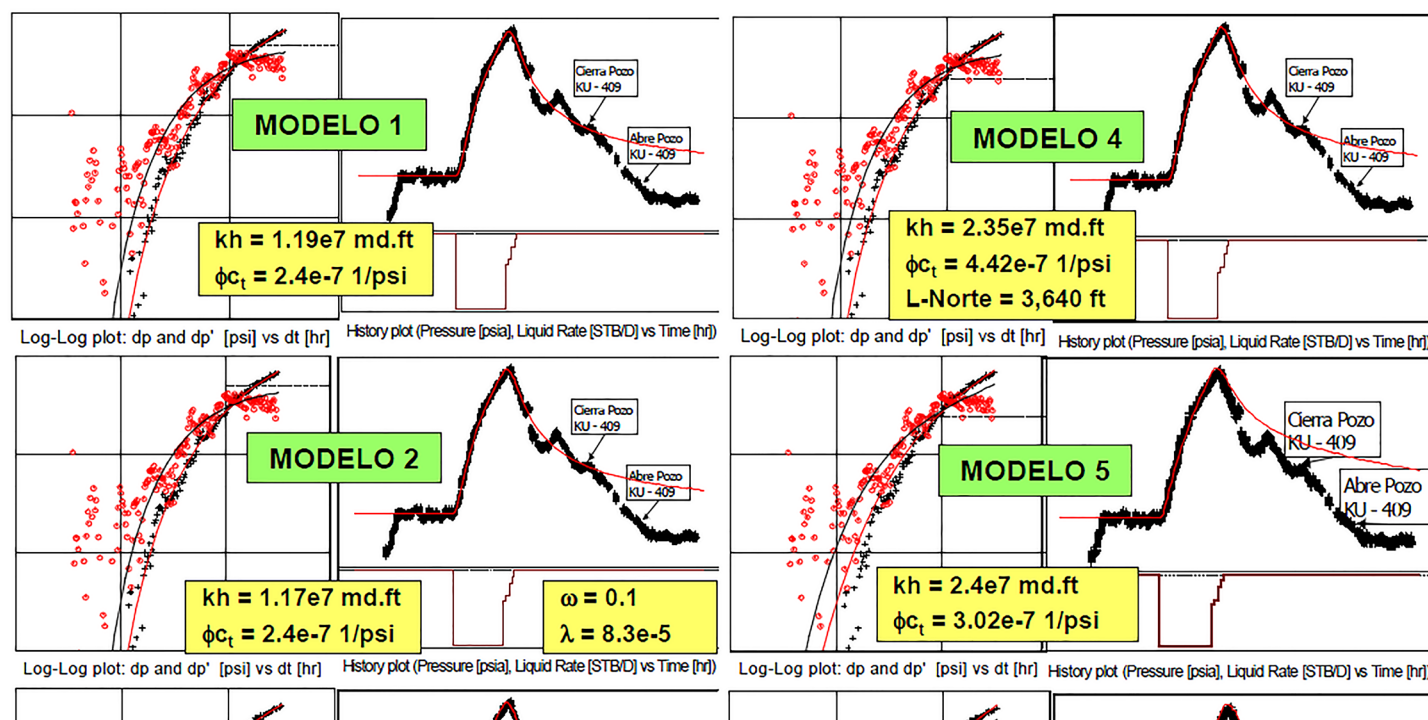


Figura 2. Evidencia de falla impermeable obtenida de una prueba de interferencia.
Figure 2. Evidence of impermeable failure obtained from an interference test.

Análisis y desarrollo

•Ku Cretácico

Este yacimiento se ha explotado desde 1981, obteniendo una producción acumulada de 2,813 MMb y un factor de recuperación (FR) de 59% al 31 de enero de 2019. Actualmente, se tiene una reserva remanente de 207 MMb de una reserva original de 3,020 MMb. Desde su descubrimiento hasta la actualidad, el yacimiento ha tenido una caída de presión de 213 kg/cm² (Presión actual = 107 kg/cm², a un plano de referencia de 3,000 mvbnm), provocando el avance de 230 mv del contacto agua-aceite (CAA), desde su profundidad original (3,244 mvb-nm) a su profundidad actual de 3,009 mvb-nm.

• Maloob Cretácico

El yacimiento Maloob Cretácico se ha explotado desde 1989, obteniendo una producción acumulada de 1,488 MMb y un FR de 40% al 31 de enero de 2019. Se tiene una reserva remanente de 1,006 MMb de una reserva original de 2,494 MMb. Desde su descubrimiento hasta la actualidad, el yacimiento ha tenido una caída de presión de 182 kg/cm² (Presión actual = 129 kg/cm², a un plano de referencia de 3,250 mvb-nm), lo que ha provocado el avance de 85 mv del contacto agua-aceite (CAA) desde su profundidad original (3,476 mvb-nm) a su profundidad actual de 3,391 mvb-nm. En 2001, el yacimiento alcanzó su presión de burbuja, generando la formación de un casquete de gas de aproximadamente 300 mv.

• Zaap Cretácico

El yacimiento Zaap Cretácico se ha explotado desde 1992, obteniendo una producción acumulada de 1,149 MMb y un factor de recuperación (FR) de 41% al 31 de enero de 2019. Se tiene una reserva remanente de 436 MMb de una reserva original de 1,585 MMb. Desde su descubrimiento hasta la actualidad, el yacimiento ha tenido una caída de presión de 93 kg/cm² (Presión actual = 132 kg/cm², a un plano de referencia de 3,250 mvb-nm), lo que ha provocado el avance de 112 mv del contacto agua-aceite (CAA), desde su profundidad original (3,476 mvb-nm) a su profundidad actual de 3,362 mvb-nm.

Currently, AIPBAS01-02 has problems to meet production goals, which depend largely on maintaining continuous monitoring of the performance of fluids and pressures in different areas of the field. This can prevent problems in the productive life of the wells due to the conifcation of gas and/or water in the reservoir, which depends on the productivity of the well, the pressure drop and the distance of the interval shot to the GWC and OWC. Production can be regulated by maintaining continuous monitoring of fluid contacts in the reservoir, avoiding early conifcation of water and/or gas, and prolonging the productive life of the wells and the recovery factor of the field, which is why the monitor-producer wells project was proposed.

This type of wells are producers, but it suggests the use of high resolution, real-time communication, permanent pressure and temperature sensors. This allows a continuous pursuit of pressures in gas, oil and water zone; using the pressure information in the three phases to monitor the advance of the GWC and OWC in a dynamic (conifcation of gas and water) and static way, as well as the calculation of the index of well productivity.

Analysis and Development

• Ku Cretaceous

This reservoir has been exploited since 1981, obtaining an accumulated production of 2.813 MMb and a recovery factor (RF) of 59% on January 31st, 2019. Currently, there is a remaining reserve of 207 MMb from an original reserve of 3.020 MMb. Since its discovery until now, the reservoir has had a pressure drop of 213 kg/cm² (Current pressure = 107 kg/cm², to a reference plane of 3,000 mvb-nm), causing the advance of 230 mv of the water-oil contact (OWC), from its original depth (3,244 mvb-nm) to its current depth of 3,009 mvb-nm.

• Maloob Cretaceous

The Maloob Cretaceous reservoir has been exploited since 1989, obtaining an accumulated production of 1.488 MMb and a RF of 40% as of January 31st, 2019. There is a remaining reserve of 1.006 MMb of an original reserve of 2.494 MMb. Since its discovery until now, the reservoir has had a pressure drop of 182 kg/cm² (Current pressure = 129 kg/cm², to a reference plane of 3.250 mvb-nm), which has caused the advance of 85 mv of the water-oil contact, from its original depth (3.476 mvb-nm) to its current depth of 3.391 mvb-nm. In 2001, the reservoir reached its bubble pressure, generating the formation of a gas cap of approximately 300 mv.

Resultados

Las tendencias de avance de las zonas están pobladas por mediciones a lo largo de la historia de explotación del yacimiento, como lo son los registros de decaimiento termal de neutrones (RST, TMDL) y mediciones en pozos equipados con sensores de fondo. La ubicación de cada pozo dentro de las zonas antes mencionadas, se encuentra relacionada a su comportamiento de producción, calidad de roca y ritmo de extracción en la vecindad del pozo.

Una vez instalados los sensores permanentes de fondo en los pozos estratégicos, se tiene información de presión y temperatura que nos permiten identificar los gradientes en zona de gas, aceite y agua, mediante los cuales se puede posicionar el CGA y CAA en distintos periodos de tiempo. La versatilidad de contar con el comportamiento del CGA y CAA en el tiempo, radica en la capacidad de vincular las condiciones operativas del pozo (ritmos de producción) y la interferencia que causa en cada uno de los contactos para prevenir, con ellos, irrupciones tempranas de gas y/o agua.

Conclusiones

- La explotación de los yacimientos ha ocasionado el avance del contacto de agua-aceite, causando que algunos pozos presenten irrupciones de agua por efecto de conificación.
- El activo cuenta con inyección de nitrógeno en el casquete para mantenimiento de presión, lo cual ha incrementado el avance del contacto gas-aceite.
- Se detuvo el avance del CAA, favoreciendo la recuperación de reservas, ya que el gas desplaza el aceite con mayor eficiencia que el agua.
- Por lo anterior, es necesario continuar con el monitoreo del avance de los contactos de los fluidos para dar seguimiento a la ventana dinámica e identificar las zonas con mayor potencial de explotación.

Agradecimientos

Se agradece al Activo de Producción AS01-02 de la compañía PEMEX por el permiso, apoyo y datos para este análisis.

• Zaap Cretaceous

The Zaap Cretaceous reservoir has been exploited since 1992, obtaining an accumulated production of 1.149 MMb and a RF of 41% at 31 January 2019. There is a remaining reserve of 436 MMb of an original reserve of 1.585 MMb. Since its discovery until now, the reservoir has had a pressure drop of 93 kg/cm² (Current pressure = 132 kg/cm², to a reference plane of 3,250 mvbnm), which has caused the advance of 112 mv of the water-oil contact, from its original depth (3,476 mvbnm) to its current depth of 3,362 mvbnm.

Results

The zone progress trends are inhabited by measurements throughout the history of the reservoir's exploitation, such as neutron thermal decay records, and measurements in wells equipped with bottom sensors. The location of each well within the previously mentioned zones is related to its production performance, rock quality and extraction rate in the well proximity.

Once the permanent bottom sensors are installed in the strategic wells, there is pressure and temperature information that allows us to identify the gradients in the gas, oil and water zones, by means of which the GWC and OWC can be located in different periods of time. The versatility of having the GWC and OWC performance over time lies in the ability to link the well's operating conditions (production rhythms) and the interference it causes in each of the contacts to prevent, with them, early gas and/or water eruptions.

Conclusions

- The exploitation of the reservoirs has caused the advancement of the water-oil contacts, causing some wells to present water irruptions due to the effect of conification.
- The asset has nitrogen injection in the cap for pressure maintenance, which has increased the advance of the gas-oil contact.
- The advance of the OWC stopped, favoring reserve recovery, since gas displaces the oil with greater efficiency than water.
- For this reason, it is necessary to continue monitoring the advance of fluid contacts in order to follow up the dynamic window and identify the areas with the greatest exploitation potential.

Acknowledgements

We thank the Production Asset AS01-02 of PEMEX for the permission, support and data for this analysis.

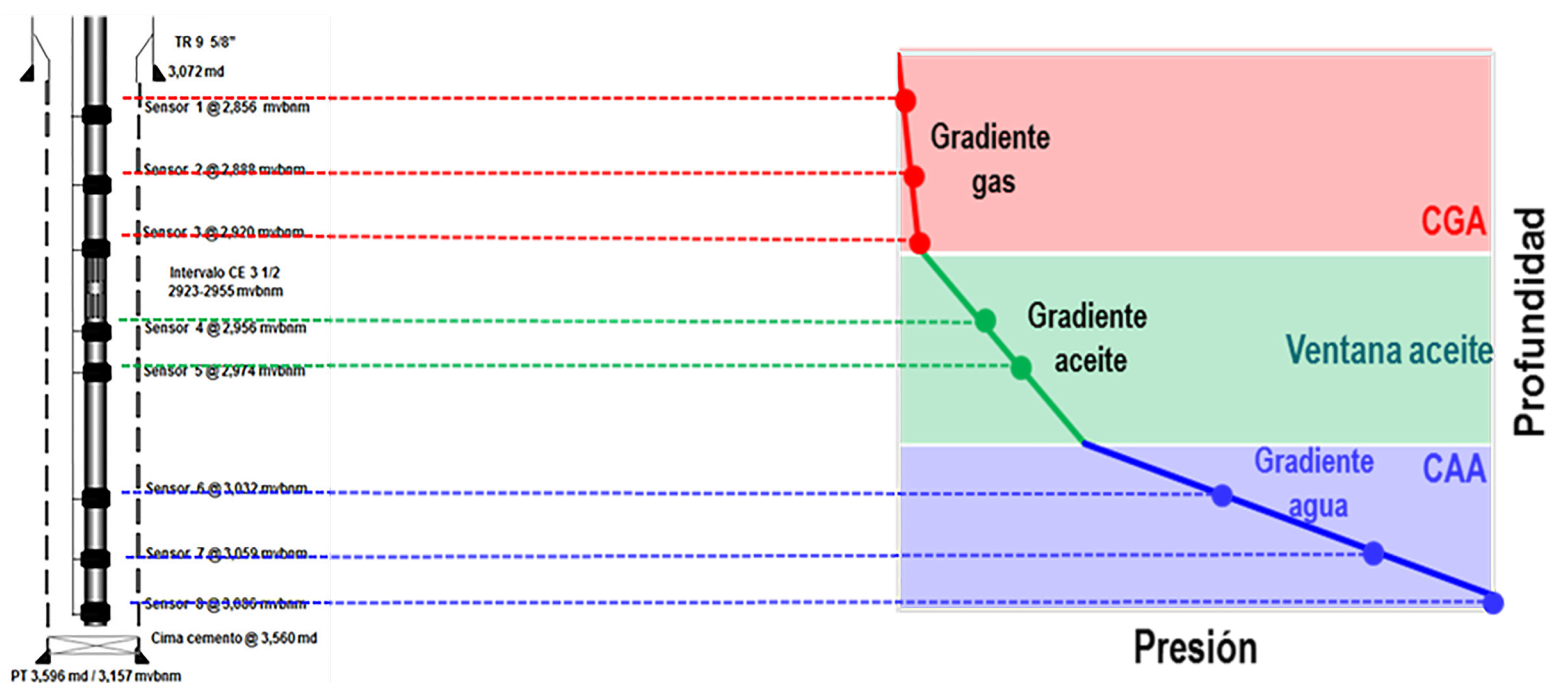


Figura 3. Cálculo de los contactos de fluidos con gradientes de presión.
Figure 3. Calculation of pressure gradient fluid contacts.

Proceso realizado con base en los resultados históricos de exploración de las Cuencas Petroleras de México.
/ This process is based on the historical exploration results of Mexico's Oil Basins.

Curvas de Creaming, método para estimar el potencial remanente de petróleo no descubierto

Creaming Curves, Method for Estimating the Remaining Potential of Undiscovered Oil

Autores / Authors: M.I. Jorge Huescani Jiménez Bernal, Dr. Ulises Hernández Romano, M.C. Marco Antonio Arreguin López y M.I. Arturo Escamilla Herrera (PEMEX)

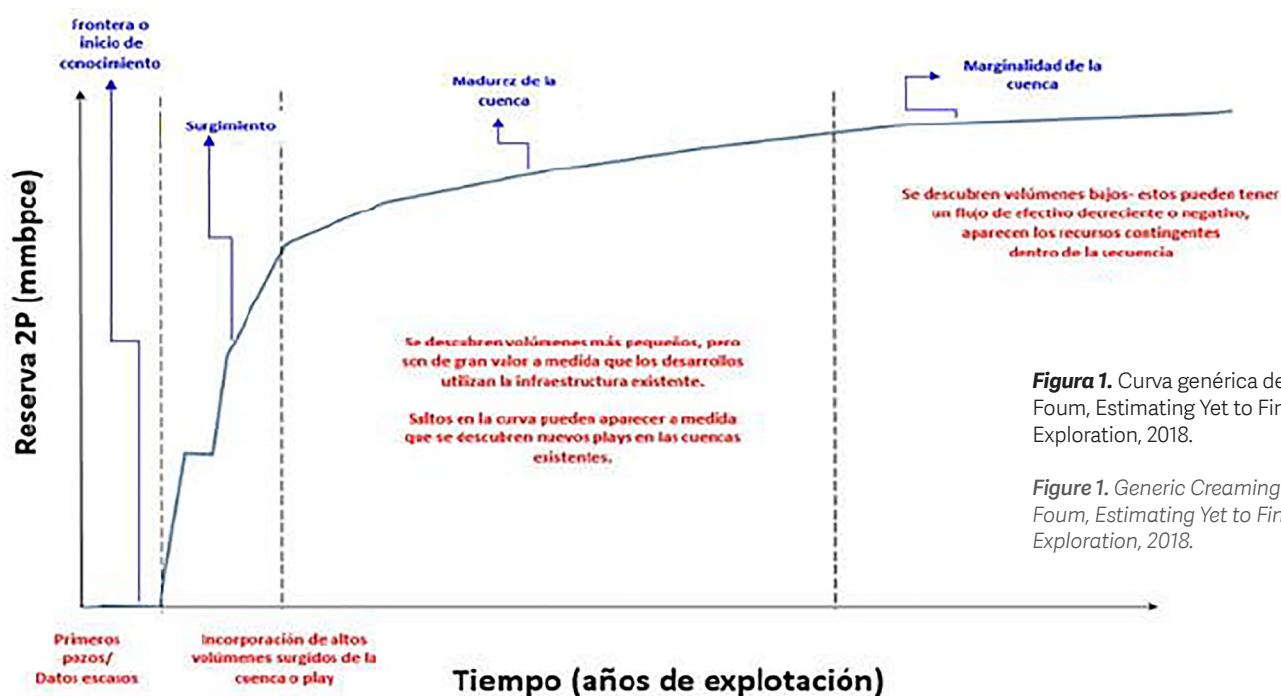


Figura 1. Curva genérica de Creaming, Alan Fom, Estimating Yet to Find in Petroleum Exploration, 2018.

Figure 1. Generic Creaming Curve, Alan Fom, Estimating Yet to Find in Petroleum Exploration, 2018.

Los resultados históricos de la exploración de hidrocarburos en México arrojan, por cuenca estudiada, un patrón con respecto a la secuencia de descubrimientos de reservas, lo que permite comprender el comportamiento en el tiempo de la actividad exploratoria en cada cuenca. Estos patrones se conocen como curvas de crecimiento logístico o Curvas de Creaming, y se utilizan como un indicador de la madurez de una cuenca petrolera y para estimar el potencial de recursos prospectivos pendientes por descubrir.

The historical results of hydrocarbon exploration in Mexico show, per studied basin, a pattern regarding the sequence of reserve discoveries, which allows understanding the performance of the exploratory activity in each basin over time. These patterns are known as logistic growth curves or Creaming Curves and are used as a maturity indicator of an oil basin, and to estimate the potential of pending prospective resources to be discovered.

What is a Creaming Curve?

According to Master Alan Fom of the University of Birmingham, a Creaming Curve is a graph showing the volumes discovered over time, from the start of exploration to the date of evaluation or analysis. Figure 1 shows a generic Creaming Curve, where the four characteristic stages of the productive life of a basin can be observed.

¿Qué es una Curva de Creaming?

De acuerdo con el Maestro Alan Fourn de la Universidad de Birmingham, una Curva de Creaming es una gráfica que muestra los volúmenes descubiertos contra el periodo de tiempo, desde el inicio de la exploración hasta la fecha de evaluación o corte del análisis. La Figura 1 muestra una Curva de Creaming genérica, donde se pueden observar las cuatro etapas características de la vida productiva de una cuenca.

Descubrimientos Acumulativos

La suma de la producción acumulada y las reservas remanentes de una categoría son comúnmente conocidas como descubrimientos acumulativos; una Curva de Creaming es un modelo de descubrimientos acumulativos per se. Para esta investigación, el modelo es la suma de la producción acumulada en petróleo crudo equivalente, más las reservas remanentes 2P, en petróleo crudo equivalente en cada una de las diferentes cuencas petroleras con producción comercial del país, que a continuación se enlistan: Cuenca de Burgos, Cuenca de Sabinas, Cuencas del Sureste, Cuenca de Tampico-Misantla y Cuenca de Veracruz. La Ecuación 1 es la fórmula de la reserva original; este cálculo se realizó para cada campo en cada cuenca productora, en barriles de petróleo crudo equivalente. Se utilizó como fecha de corte el primero de enero de 2017, por la disponibilidad de los datos públicos.

Hipérbola Rectangular o Equilátera

La hipérbola es una curva simétrica con respecto a sus ejes y tiene dos asíntotas que se cortan en el centro. Se llama hipérbola equilátera a aquella cuyos ejes transversos y conjugados tienen la misma longitud, es decir: $a=b$, para tomar como las asíntotas de la hipérbola a los ejes cartesianos X e Y, al hacer un cambio de coordenadas; entonces, siempre se cumplirá que: $x*y=k=\text{constante}$ (Figura 2).

Función de Proporcionalidad Inversa

La función de proporcionalidad inversa relaciona dos magnitudes inversamente proporcionales. Llamamos función de proporcionalidad inversa, o hipérbola equilátera, a la función: $y = f(x) = k/x$, siendo k un número real; es lo que se denomina familia de hipérbolas.

Modelo Analítico propuesto para las Cuencas de México

Haciendo uso de las definiciones y relaciones matemáticas descritas en puntos previos, se propone el siguiente modelo de la Ecuación 2, para generar una Curva de Creaming.

Esta ecuación es una hipérbola rectangular, donde la variable independiente es el tiempo (año de descubrimiento) y la variable

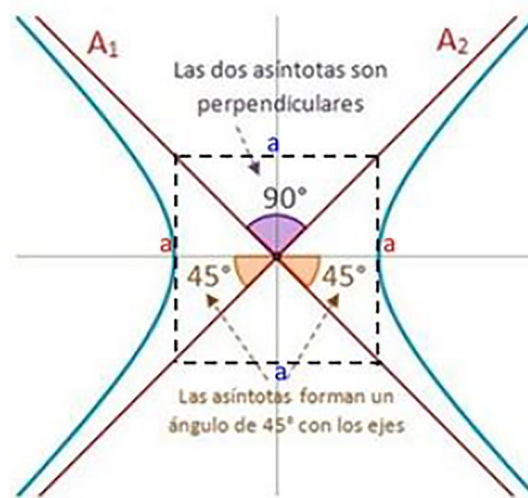


Figura 2. Ejemplo de una hipérbola rectangular.

Figure 2. Example of a rectangular hyperbola.

Cumulative Discoveries

The sum of accumulated production and the remaining reserves of a category are commonly known as cumulative discoveries; a Creaming Curve is a model of cumulative discoveries per se. For this research, the model is the sum of the accumulated production in equivalent crude oil, plus the remaining 2P reserves, in equivalent crude oil for each of the different oil basins with commercial production in the country, which are the Burgos, Sabinas, Southeast, Tampico-Misantla, and Veracruz Basins. Equation 1 is the formula of the original reserve; this calculation was done for each field in each producing basin, in barrels of equivalent crude oil. The cut-off date was January 1, 2017, due to the availability of public data.

Rectangular or Equilateral Hyperbola

The hyperbola is a symmetrical curve regarding its axes and has two asymptotes cut in the center. An equilateral hyperbola is the one whose transverse and conjugate axes have the same length, i.e.: $a=b$, to take the Cartesian axes X and Y as the asymptotes of the hyperbola when making a change of coordinates; then, $x*y=k=\text{constant}$ will always be met (Figure 2).



dependiente es la reserva original, en forma de función de descubrimientos acumulativos. Para proyectar recursos prospectivos en una Curva de Creaming, se deben considerar cualquiera de las dos condiciones de frontera siguientes:

- CF1: Por periodo cronológico (cartera proyectos=15 años, sexenio=6, década=10, etcétera)
- CF2: Por el límite de perceptibilidad económica, es decir, el tamaño comercial mínimo de la acumulación o recurso prospectivo esperado.
- El potencial remanente de petróleo no descubierto queda definido con la Ecuación 3.

Método de solución del modelo

Para el caso particular de una hipérbola rectangular, resulta ser que el inverso de la ordenada al origen es la constante K_1 de la hipérbola modelada ($K_1=1/b$), y que el producto de la pendiente (m) por el inverso de la ordenada al origen es la constante K_2 de la hipérbola modelada [$K_2=m*(1/b)$]. Por lo tanto, se procede a calcular y sustituir las constantes K_1 y K_2 en la ecuación para cada tendencia o hipérbola.

Aplicación en la Cuenca de Sabinas

La Figura 3 es la historia de descubrimientos ajustada y proyectada de la cuenca de Sabinas. Esta cuenca, agrupa 25 campos descubiertos con reserva original 2P, al primero de enero de 2017; se observan descubrimientos desde 1962 y hasta 2012.

Aplicación en la Cuenca del Sureste

La Figura 4 es la historia de descubrimientos ajustada y proyectada de las cuencas del Sureste. Esta cuenca agrupa 225 campos descubiertos con reserva original 2P, al primero de enero de 2017; se observan descubrimientos desde 1911 hasta 2017.

Figura 3.

Modelo predictivo de los descubrimientos con Curva de Creaming para Cuenca de Sabinas.

Figure 3.

Predictive model of discoveries with Creaming Curve for the Sabinas Basin.

Inverse Proportionality Function

The inverse proportionality function relates two inversely proportional magnitudes. We call the function: $y = f(x) = k / x$, where k is a real number, the function of inverse proportionality, or equilateral hyperbola; this is what is called the family of hyperbolas.

Analytical Model suggested for the Mexican Basins

Using the definitions and mathematical relationships described in previous points, the following model of Equation 2 is proposed to generate a Creaming Curve.

This equation is a rectangular hyperbola, where the independent variable is time (year of discovery) and the dependent variable is the original reserve, in the form of a function of cumulative discoveries. To project prospective resources on a Creaming Curve, in any of the following two boundary conditions, must be considered:

- CF1: By chronological period (project portfolio=15 years, sexennium=6, decade=10, etc.)
- CF2: For the economic perceptibility limit, i.e. the minimum commercial size of the expected accumulation or prospective resource.
- Equation 3 defines the remaining undiscovered oil potential.

Model Solution Method

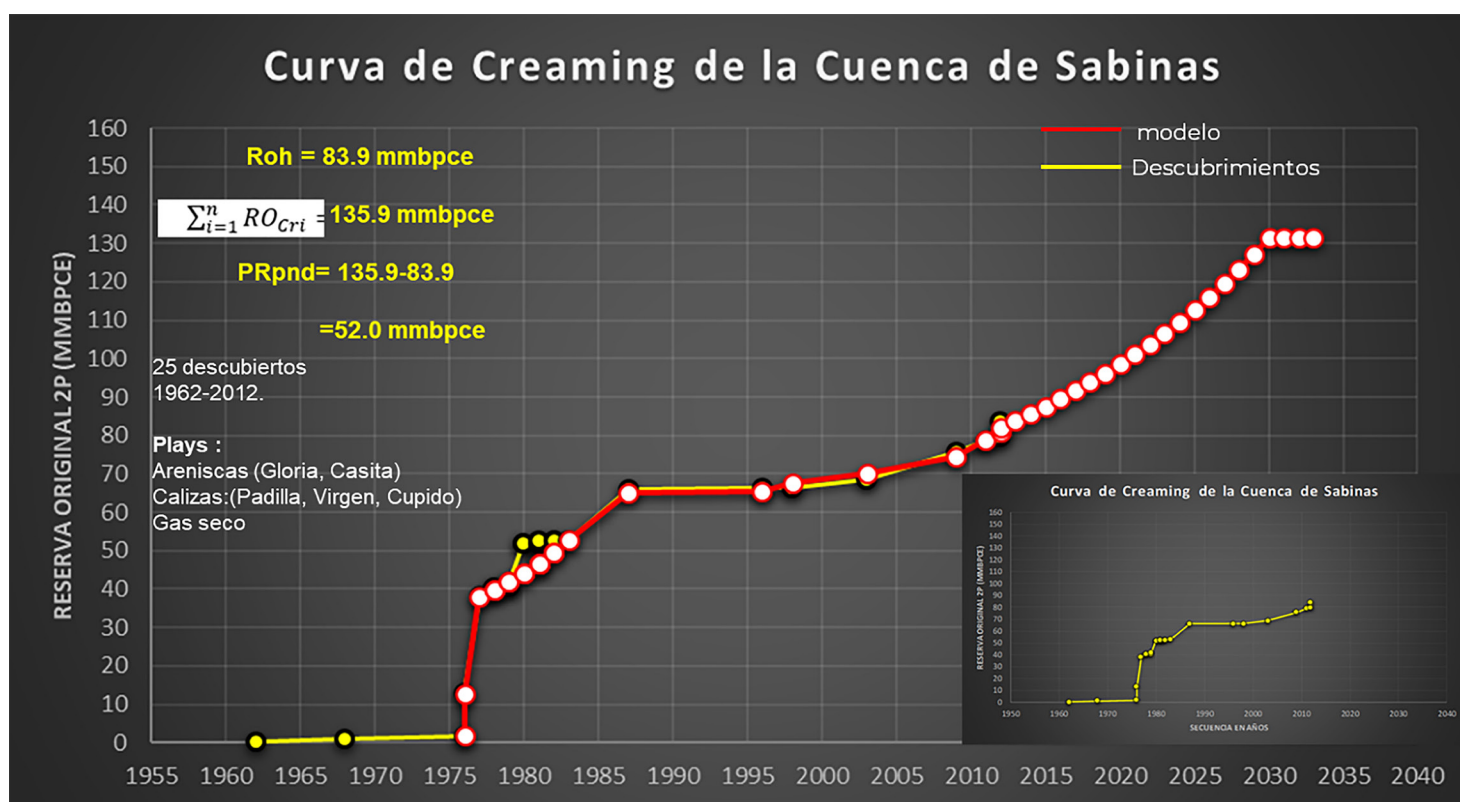
For the particular case of a rectangular hyperbola, it turns out that the inverse of the ordinate to the origin is the constant K_1 of the modeled hyperbola ($K_1=1/b$), and that the product of the slope (m) times the inverse of the ordinate to the origin is the constant K_2 of the modeled hyperbola [$K_2=m*(1/b)$]. Therefore, the constants K_1 and K_2 are calculated and substituted in the equation for each trend or hyperbola.

Application in the Sabinas Basin

Figure 3 is the adjusted and projected discovery history of the Sabinas Basin. This basin gathers 25 discovered fields with original 2P reserves, as of January 1, 2017; discoveries are observed from 1962 to 2012.

Application in the Southeast Basin

Figure 4 is the adjusted and projected discovery history of the Southeastern basins. This basin gathers 225 discovered fields with original 2P reserves, as of January 1, 2017; discoveries are observed from 1911 to 2017.



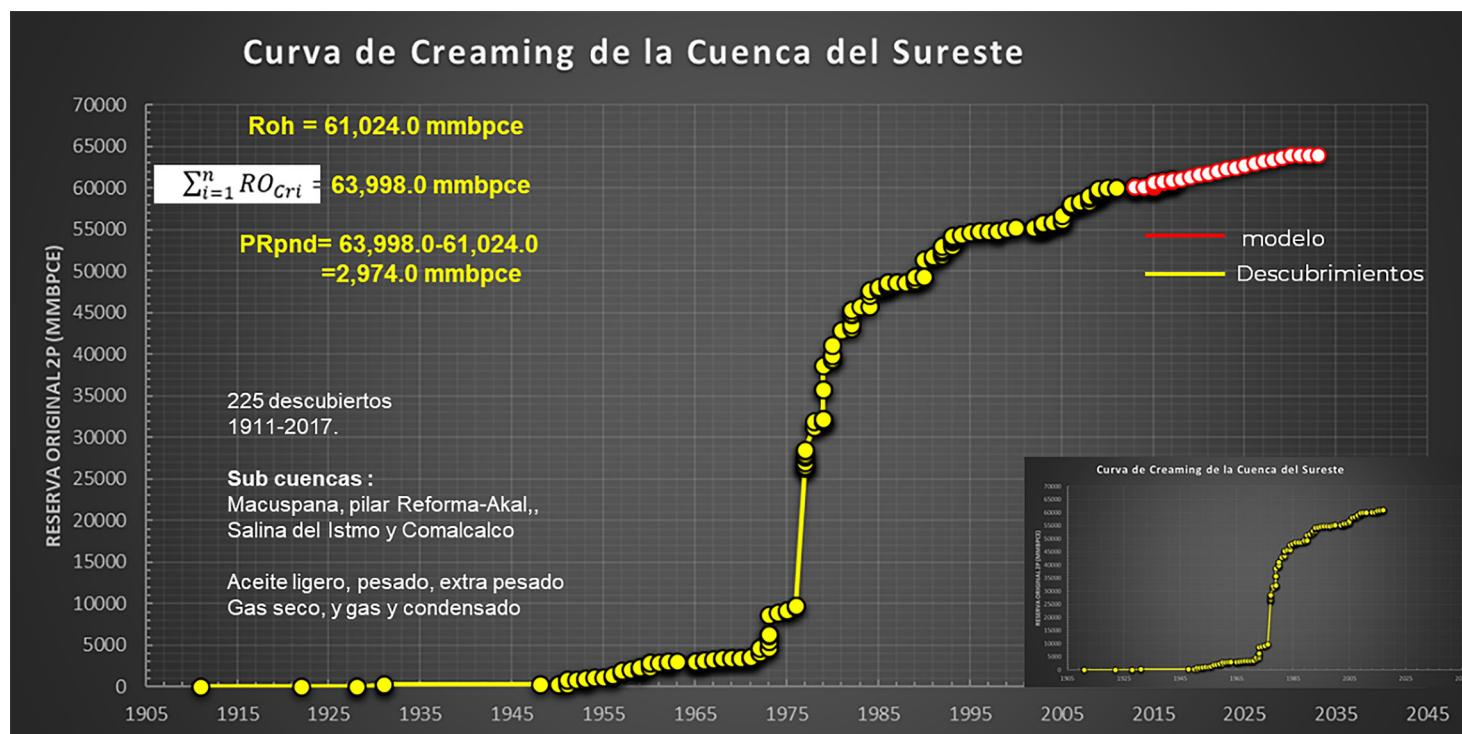


Figura 4. Modelo predictivo de los descubrimientos con curva de Creaming para la cuenca del Sureste.

Figure 4. Predictive model of discoveries with Creaming Curve for the Southeast Basin.

Conclusiones

- Los resultados de este análisis facilitan la evaluación de alternativas de inversión para la exploración futura, enfocando la actividad en áreas que aún tienen potencial restante.
- Los métodos de extrapolación histórica relacionan los datos de descubrimiento al orden de descubrimiento, específicamente al tiempo o a alguna medida de esfuerzo exploratorio. Consiste en el análisis del número de descubrimientos por unidad de tiempo o esfuerzo, extrapolado hacia el futuro mediante una función matemática.
- Se hacen mayores descubrimientos al comienzo de la actividad exploratoria y, finalmente, la exploración tiende a encontrar reservas más pequeñas. Cada nuevo período genera una nueva curva de creación y una nueva proyección de recursos potenciales.
- Ver el desarrollo de la Curva de Creaming de una cuenca desde una perspectiva estratigráfica de secuencia es una forma de reevaluar una cuenca y determinar si: 1) una cuenca es verdaderamente madura, o 2) si la misma cuenca contiene componentes no explorados o sub explorados.
- También se obtuvieron resultados para las cuencas de Veracruz, Burgos y Tampico-Misantla.

Agradecimientos

A las autoridades de la Gerencia de Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Pemex Exploración y Producción.

Conclusions

- The results of this analysis facilitate the evaluation of investment alternatives for future exploration, focusing the activity in areas that still have remaining potential.
- Historical extrapolation methods relate discovery data to the order of discovery, specifically to time or some measure of exploratory effort. It consists of the analysis of the total discoveries per unit of time or effort, extrapolated into the future using a mathematical function.
- Greater discoveries are achieved at the beginning of the exploratory activity, and exploration tends to find smaller reserves. Each new period generates a new creation curve and a new projection of potential resources.
- Viewing the development of a basin Creaming Curve from a sequence stratigraphic perspective is a way to re-evaluate a basin and establish if: 1) a basin is truly mature, or 2) if the same basin contains unexplored or underexplored components.
- Results were also produced for the Veracruz, Burgos and Tampico-Misantla basins.

Acknowledgments

To the authorities of the Hydrocarbon Reserves Certification Management of Pemex Exploration and Production.

Ecuación / Equation 1

$$[Np + Gp \cdot F] + (Rro + Rrg \cdot F) = [PApce] + (Rrppce) = \text{Original 2P Reserve}$$

Np= Accumulated oil production (mmb)
Gp= Accumulated gas production (mmmpc)
F= Gas to liquid equivalent factor (b/mpc)
Rro= Remaining oil reserve (mmb)
Rrg= Remaining gas reserve (mmmpc)
PApce= Accumulated production in equivalent crude oil (mmbeco)
Rrppce= Remaining reserve in equivalent crude oil (mmbeco)

Ecuación / Equation 2

$$RO_Cri = [((ADesi \cdot K1)) / ((K2 + ADesi))]]$$

Where;

- RO_Cri= Original ith reservation, modeled with a Creaming Curve
- ADesi= Year of the ith discovery
- K1= First constant of the rectangular hyperbola
- K2= Second constant of the rectangular hyperbola

Ecuación / Equation 3

$$PRpnd = \sum_{i=1}^n [(RO_Cri - ROh)]$$

$\sum_{i=1}^n [(RO_Cri)]$ = Total projected cumulative volume
ROh= Original historical reserve discovered
PRpnd= Remaining undetected oil potential



Los estudios reológicos son cruciales para la caracterización de fluidos en yacimientos
/ Rheological studies are essential for the characterization of fluids in reservoirs

Efecto de las reologías no Newtonianas sobre el **comportamiento de flujo** de los aceites pesados y extrapesados

Autor / Author:
Gallardo Ferrera, H.E.
(CIPM)

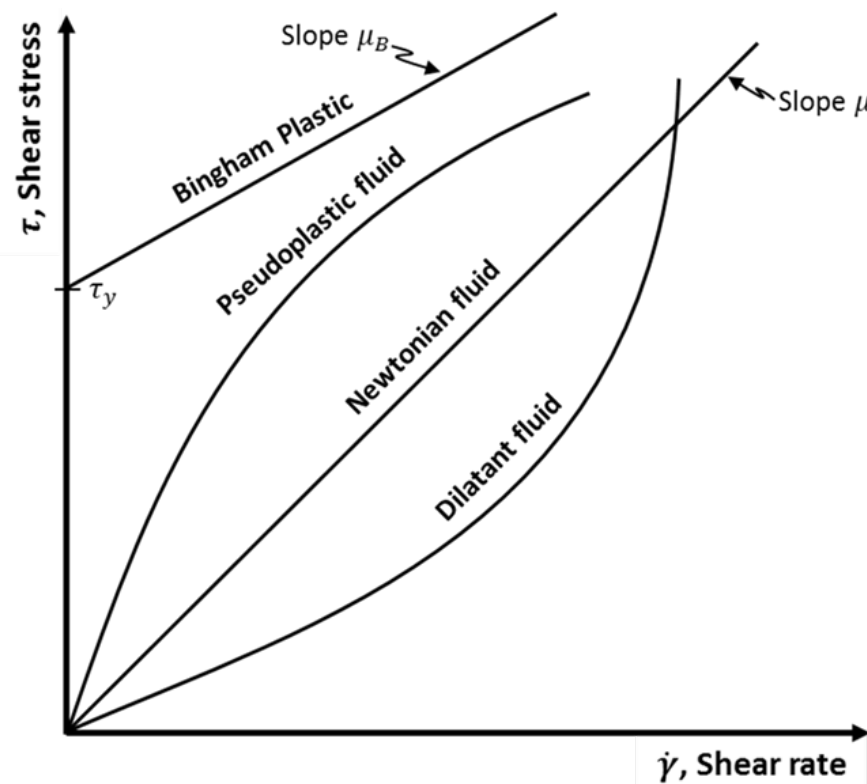


Figura 1. Comportamiento del ritmo y esfuerzo de corte en fluidos independientes del tiempo.

Figure 1. Shear rate to shear stress behavior of time independent fluids.

Las actuales reservas mundiales de petróleo pesado y bitumen se sitúan en entre los 430 y 650 mil millones de barriles, respectivamente, por lo que el conocimiento de estos yacimientos es crucial para satisfacer la demanda energética mundial en las próximas décadas.

Los aceites pesados se pueden clasificar según su densidad y viscosidad. **Aceites Pesados Convencionales:** fluidos con densidades inferiores a 21° API, y viscosidades entre 10 y 100 cp. **Aceites Extra Pesados:** densidades entre 10 y 7° API, y viscosidades en un rango de 100 y 10 × 103 cp. **Alquitrán de aceite y bitumen:** densidades inferiores a 7° API, y viscosidades superiores a 10 × 103 cp.

Como resultado de la formación del medio ambiente, los aceites pesados tienen una composición compleja que normalmente incluye grandes cantidades de asfaltenos, resinas y otras moléculas pesadas, así como un bajo contenido de gas. Además, las bajas temperaturas a las que suelen estar estos yacimientos pueden provocar diversos efectos en su comportamiento de flujo, algunos de ellos debidos a la existencia de reologías no Newtonianas.

Tiempo Reológico

Muchos yacimientos de petróleo pesado y extra pesado producen a velocidades inesperadas, en condiciones primarias. Esto puede atribuirse al flujo no newtoniano, a los procesos

The effect of non-Newtonian rheologies on flow performance of heavy and extra-heavy oils

The world's current heavy oil and bitumen reserves are around 430 and 650 billion barrels, respectively; which is why the understanding of these reservoirs is necessary for satisfying the global energy demand in the next decades

Heavy oils can be classified according to their density and viscosity. **Conventional Heavy Oils:** fluids with lower densities than 21° API, and viscosities between 10 and 100 cp. **Extra-Heavy Oils:** densities between 10 and 7° API, and viscosities in a range of 100 and 10 × 103 cp. **Oil Tar and Bitumen:** lower densities than 7° API, and higher viscosities than 10 × 103 cp.

As a result of environment formation, heavy oils have a complex composition, which normally includes large amounts of asphaltenes, resins, and other heavy molecules as well as low gas content. Besides, the low temperatures at which these reservoirs usually exist can cause several effects in their flow performance, some of them due to the existence of non-Newtonian rheologies.

Rheological Time

Many heavy and extra heavy oil reservoirs around the world produce at unexpected rates, in primary conditions. This can be attributed to non-Newtonian flow, solution-gas drive processes, and sand production effects. Generally, for the problem of oil flow through a reservoir, the fluid is assumed to have small and constant compressibility, a Newtonian viscosity and



de impulsión de gas de solución y a los efectos de la producción de arena. Generalmente, para el problema del flujo de aceite a través de un yacimiento, se asume que el fluido tiene una compresibilidad pequeña y constante, una viscosidad newtoniana y un estado de flujo laminar, según el modelo de Darcy. Sin embargo, se ha descubierto que algunos aceites pesados y extra pesados presentan un rendimiento no Newtoniano. En estos casos, la caída de presión en la ecuación de Darcy puede correlacionarse con el esfuerzo cortante de un modelo reológico (Figura 1).

Diversos autores han reportado que algunos yacimientos de petróleo pesado y extra pesado requieren una caída de presión mínima para iniciar la producción; esto corresponde a la descripción de un fluido plástico de Bingham.

Fluidos Newtonianos en el yacimiento

El modelo básico de estudio de la velocidad de flujo (v), debido a una caída de presión (∇p) en un medio poroso en condiciones de flujo laminar, es la ecuación de Darcy (Ecuación 1). Además, cuando un fluido Newtoniano pasa a través de un medio poroso homogéneo e isotrópico, se puede obtener una ecuación diferencial utilizando la ecuación de Darcy (Ecuación 2), que puede resolverse para una tasa de producción constante en un yacimiento de acción infinita, para obtener el conocido modelo de fuente lineal (Ecuación 3).

Rendimiento de fluidos en la Ley de Potencia

El aceite pesado con emulsiones de agua puede presentar un rendimiento reológico, que depende de la tensión ejercida (Figura 2). Estos fluidos se denominan fluidos de Ley de Potencia; pueden clasificarse como pseudo-plásticos, si μ_a disminuye con las velocidades de flujo, o como dilatantes, si μ_a aumenta con las velocidades de flujo.

Dado que v y γ están relacionados y son proporcionales a Δp (Figura 2), un fluido de tipo Ley de Potencia en un yacimiento homogéneo no Newtoniano actúa como una transición entre dos secciones Newtonianas de diferentes viscosidades, a velocidades de corte altas y bajas, respectivamente (Figura 3).

Figura 2. Velocidad del flujo a viscosidad aparente para un fluido de Ley de Potencia..

Figure 2. Flow velocity to apparent viscosity for a power-law type fluid.

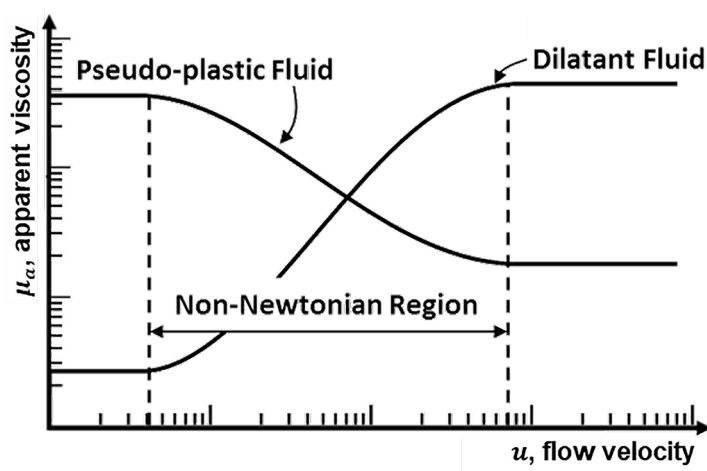
a laminar flow state, according to Darcy's model. However, it has been found that some heavy and extra heavy oil present a non-Newtonian performance. In these cases, the pressure drop in the Darcy equation can be correlated with the shear stress of a rheological model (Figure 1). Some authors have reported that some heavy and extra heavy oil reservoirs require a minimum pressure drop to start production; this corresponds to the description of a Bingham plastic fluid.

Reservoir Flow of Newtonian Fluids

The basic study model of the flow velocity (v), because of a pressure drop (∇p) in a porous media at laminar flow conditions, is the Darcy equation (Equation 1). Also, when a Newtonian fluid flows through a homogeneous and isotropic porous media, a differential equation can be obtained using Darcy's equation (Equation 2), which can be solved for a constant production rate in an infinite-acting reservoir, to obtain the well-known line-source model (Equation 3).

Power-Law Fluid Performance

Heavy oil with water emulsions may present a rheological performance, which depends on the exerted stress (Figure 2). These fluids are named as power-law type fluids, and can be classified as pseudo-plastic kind, if μ_a decreases with flow velocities, or as dilatant kind, when μ_a increases with flow velocities.



Durante la región de la Ley de Potencia, el modelo de Christopher & Middlemen (1965) puede utilizarse para describir el paso de un fluido de este tipo (Ecuaciones 4 y 5). Gallardo et. al. (2019) proponen el uso del factor pseudo-superficial para integrar el efecto de la transición de la Ley de Potencia a la solución radial Newtoniana ideal (Ecuación 6).

Rendimiento del fluido plástico de Bingham

El flujo de aceites ricos en asfalto en yacimientos porosos puede implicar la presencia de un gradiente de presión inicial, asociado con una reducción de la recuperación de aceite y con la formación de áreas de estancamiento dentro del yacimiento.

Un fluido plástico Bingham tiene una estructura interna que impide el movimiento para valores de esfuerzo cortante (τ) inferiores a una magnitud de rendimiento (τ_y), por lo que el movimiento de corte sólo se produce cuando $\tau > \tau_y$. Una vez iniciada la deformación, estos fluidos presentan una pseudo-viscosidad constante (μ_B); su modelo reológico está definido por las Ecuaciones 7 y 8. El Mirzadzade (1971) puede utilizarse para modelar el flujo de un plástico Bingham en el yacimiento.

Este flujo puede entenderse como la superposición de dos condiciones: el transporte de la caída de presión en el medio poroso y el flujo por debajo del umbral del gradiente de flujo (G). Hay una zona entre los límites de las condiciones mencionadas en las que los fluidos permanecen estáticos (Figura 4). Gallardo & Samaniego (2019) desarrollaron las Ecuaciones 9, 10 y 11, para evaluar la presión en cualquier radio del yacimiento.

Efecto de reologías no-Newtonianas en las condiciones de los yacimientos

Para los fluidos de la Ley de Potencia, los datos simulados fueron analizados a través de un marco de interpretación clásico con el efecto superficial. El rendimiento del modelo de plástico Bingham se comparó directamente con el caso Newtoniano, en términos de variables de presión sin dimensiones.

Fluidos de la Ley de Potencia

El modelo de simulación de Lund-Ikoku (1981) se utilizó para generar conjuntos de datos para analizar el uso del efecto pseudo-superficial en los modelos de flujo Newtonianos. El sistema simulado corresponde a un yacimiento radial compuesto de dos zonas con reologías diferentes, pero con permeabilidad y porosidad homogéneas.

Since v and γ' are related and proportional to Δp (Figure 2), a power-law type fluid in a homogeneous reservoir exhibit non-Newtonian acts as a transition between two Newtonian sections of different viscosities, at high and low shear rates respectively (Figure 3).

During the power-law region, the Christopher & Middlemen (1965) model can be used to describe the flow of this type of fluid (Equation 4 and 5). Gallardo et al. (2019) propose the use of the pseudo-skin factor to integrate the effect of the power-law transition to the ideal Newtonian radial solution (Equation 6).

Bingham Plastic Fluid Performance

The flow of asphaltene-rich oils in porous reservoirs may involve the presence of an initial pressure gradient, associated with an oil recovery reduction and with the formation of stagnation areas within the reservoir. A Bingham plastic fluid has an internal structure that prevents the movement for values of shear stress (τ) less than a yield magnitude (τ_y), so the shearing movement only occurs when $\tau > \tau_y$. Once the deformation starts, these fluids exhibit a constant pseudo-viscosity (μ_B); its rheological model is defined by Equations 7 and 8. The Mirzadzade (1971) can be used to model the flow of a Bingham plastic in the reservoir. This flow can be taken as the superposition of two conditions: the transport of the pressure drop in the porous media, and the flow below the threshold flow gradient (G). There is a zone between the boundaries of the named conditions in which the fluids remain static (Figure 4). Gallardo & Samaniego (2019) developed Equations 9, 10 and 11, to evaluate the pressure at any radius in the reservoir.

Effect of Non-Newtonian Rheologies at Reservoir Conditions

For power-law fluids, the simulated data were analyzed through a classical interpretation frame with the skin factor. The performance of the Bingham plastic model was directly compared with the Newtonian case, in terms of dimensionless pressure variables.

Power-Law Fluids

The Lund-Ikoku simulation model (1981) was used to generate data sets to analyze the use of the pseudo-skin effect in Newtonian flow models. The simulated system corresponds to a radial composite reservoir of two zones with different rheologies, but with homogenous permeability and porosity.

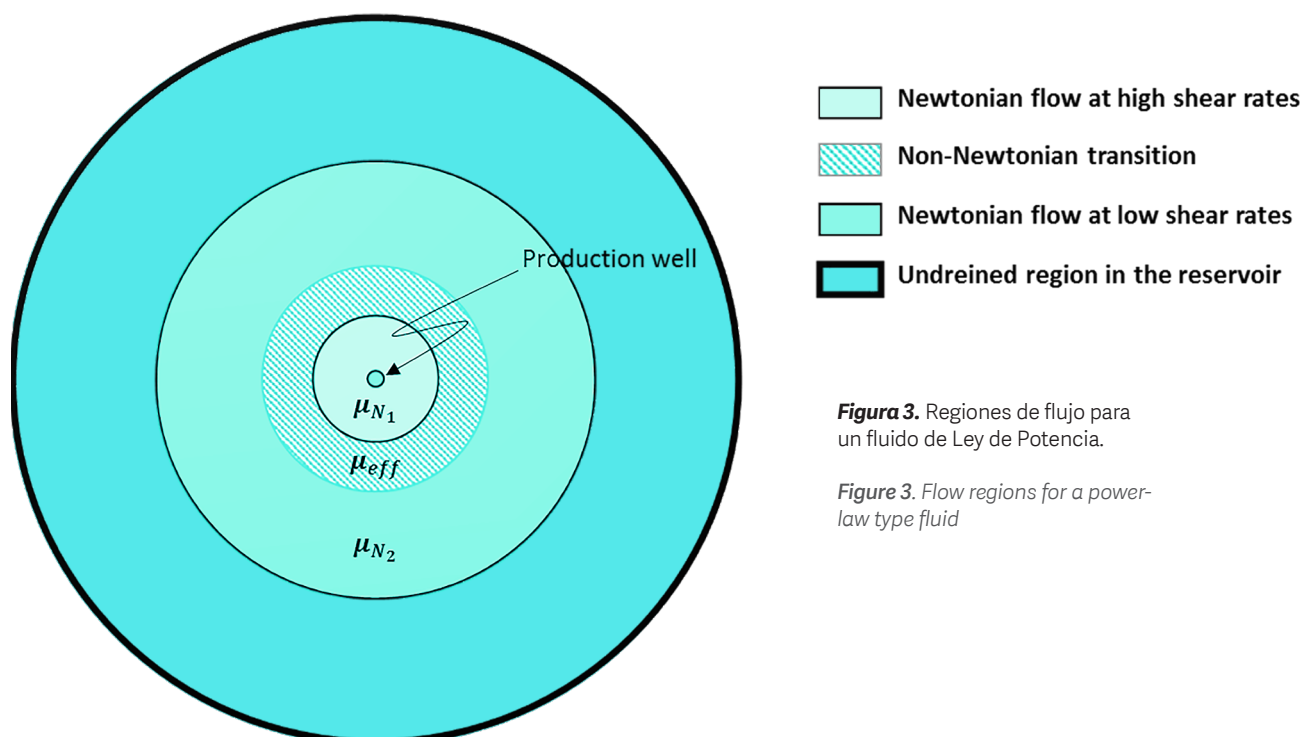


Figura 3. Regiones de flujo para un fluido de Ley de Potencia.

Figure 3. Flow regions for a power-law type fluid

Fluidos plásticos de Bingham

Se logra un uso más eficiente de la energía de presión cuando G_D tiene valores pequeños, y que este parámetro afecta el rendimiento de $p_{(D_NN)}$ como un tipo de efecto límite. De hecho, los valores grandes de G_D pueden provocar problemas operativos. Sin embargo, como este parámetro depende inversamente de la velocidad de producción, cuanto mayor sea la velocidad del flujo en el medio poroso, menor será la influencia de G_D ; en consecuencia, un pequeño p_{wf} y el uso de un sistema de elevación artificial pueden mejorar las condiciones del flujo Newtoniano cerca del pozo.

Conclusiones

El uso de modelos Newtonianos para representar el flujo de fluidos no Newtonianos puede causar errores en el análisis de ingeniería realizado.

El software comercial para la simulación de yacimientos no considera el uso de modelos de flujo no Newtonianos.

Considerando la existencia de efectos visco-elásticos en un fluido, se desarrolló un modelo para representar los efectos de la Ley de Potencia con un factor pseudo-superficial. Se vio que la energía de presión requerida para su transporte es mayor para un fluido pseudo-plástico que para un dilatante.

Con el simulador desarrollado, se ha visto que para los fluidos plásticos de Bingham, el valor de G_D afecta considerablemente a la respuesta de presión al restringir el flujo, lo que puede interpretarse como un límite móvil.

Agradecimientos

Un agradecimiento especial al Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM) por el apoyo brindado en el desarrollo de este trabajo.

$$u = \begin{cases} -\frac{k}{\mu_B} \left(1 - \frac{G}{|\nabla p|}\right) \nabla p, & \text{for } |\nabla p| > G \\ 0, & \text{for } |\nabla p| \leq G \end{cases} \quad \dots\dots\dots 7$$

where the parameter G accounts for the minimum pressure gradient required to flow, which is related with τ_y and the characteristic pore size of the system (d) as:

$$G = \frac{\tau_y}{d} \quad \dots\dots\dots 8$$

$$\Delta p(r, t) = -\frac{qB\mu_B}{4\pi kh} \left\{ E_i \left(-\frac{4\phi\mu_c r^2}{kt} \right) + \ln|\xi| + 2G[\delta(t) - 1] \right\} \quad \dots\dots\dots 9$$

where $\delta(t)$ is the penetration distance of the pressure drop into the reservoir

$$\delta(t) = \sqrt{\xi_r \frac{kt}{\phi\mu_c r_w^2} \exp \left(0.8091 + \frac{4\pi kh r_w}{q_w B \mu_B} G \right)} \quad \dots\dots\dots 10$$

and ξ_r is a factor defined as

$$\xi_r = 1 - \frac{2\pi kh r_w}{q_w B \mu_B} G \quad \dots\dots\dots 11$$

$$v = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad \dots\dots\dots 1$$

where μ is the dynamic viscosity and k is the permeability.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi\mu_c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots\dots\dots 2$$

$$\Delta p_{wf} = p_i - p_{wf} = -\frac{q_w B \mu}{4\pi kh} E_i \left(\frac{\phi\mu_c r_w^2}{4kt} \right) \quad \dots\dots\dots 3$$

$$u^n = -\frac{k}{\mu_{eff}} \nabla p \quad \dots\dots\dots 4$$

where μ_{eff} is the effective viscosity, an adjusting parameter defined as:

$$\mu_{eff} = \frac{H}{12} (9 + 3/n)^n (150k\phi)^{(1-n)/2} \quad \dots\dots\dots 5$$

$$S_{NN} = \begin{cases} 0 & \text{for } n = 1 \\ \left(\frac{qB}{2\pi h} \right)^{n-1} \frac{\mu_{eff}}{\mu} \frac{[r_{NN}^{1-n} - r_w^{1-n}]}{1-n} - \ln \left| \frac{r_{NN}}{r_w} \right| & \text{for } n \neq 1 \end{cases} \quad \dots\dots\dots 6$$

Bingham Plastic Fluids

A more efficient use of the pressure energy is achieved when G_D has small values, and that this parameter affects the performance of $p_{(D_NN)}$ as a type of boundary effect. Indeed, large values of G_D may provoke well operational problems. Yet, as this parameter inversely depends on the production-rate, the higher the flow velocity gets in the porous media, the lower the influence of G_D is; consequently, a small p_{wf} and the use of an artificial lift system may improve conditions of Newtonian flow near the well.

Conclusions

The use of Newtonian models to represent the flow of non-Newtonian fluids can cause errors in the performed engineering analysis.

Commercial software for reservoir simulation does not consider the use of non-Newtonian flow models.

Considering the existence of viscoelastic effects in a fluid, a model to represent the power-law effects with a pseudo-skin factor was developed. It was seen that the required pressure energy for its transport is greater for a pseudo-plastic fluid than for a dilatant.

With the developed simulator, it was seen that, for Bingham plastic fluids, the value of G_D considerably affects the pressure response by restricting the flow which can be interpreted as a mobile boundary.

Acknowledgments

A special thank you to the College of Petroleum Engineers of Mexico for the support given in the development of this work.

♦ La metodología demostró su capacidad para delimitar y acceder exitosamente a yacimientos no-con convencionales.
/ The methodology demonstrated its ability to successfully delimit and access non-conventional reservoirs.

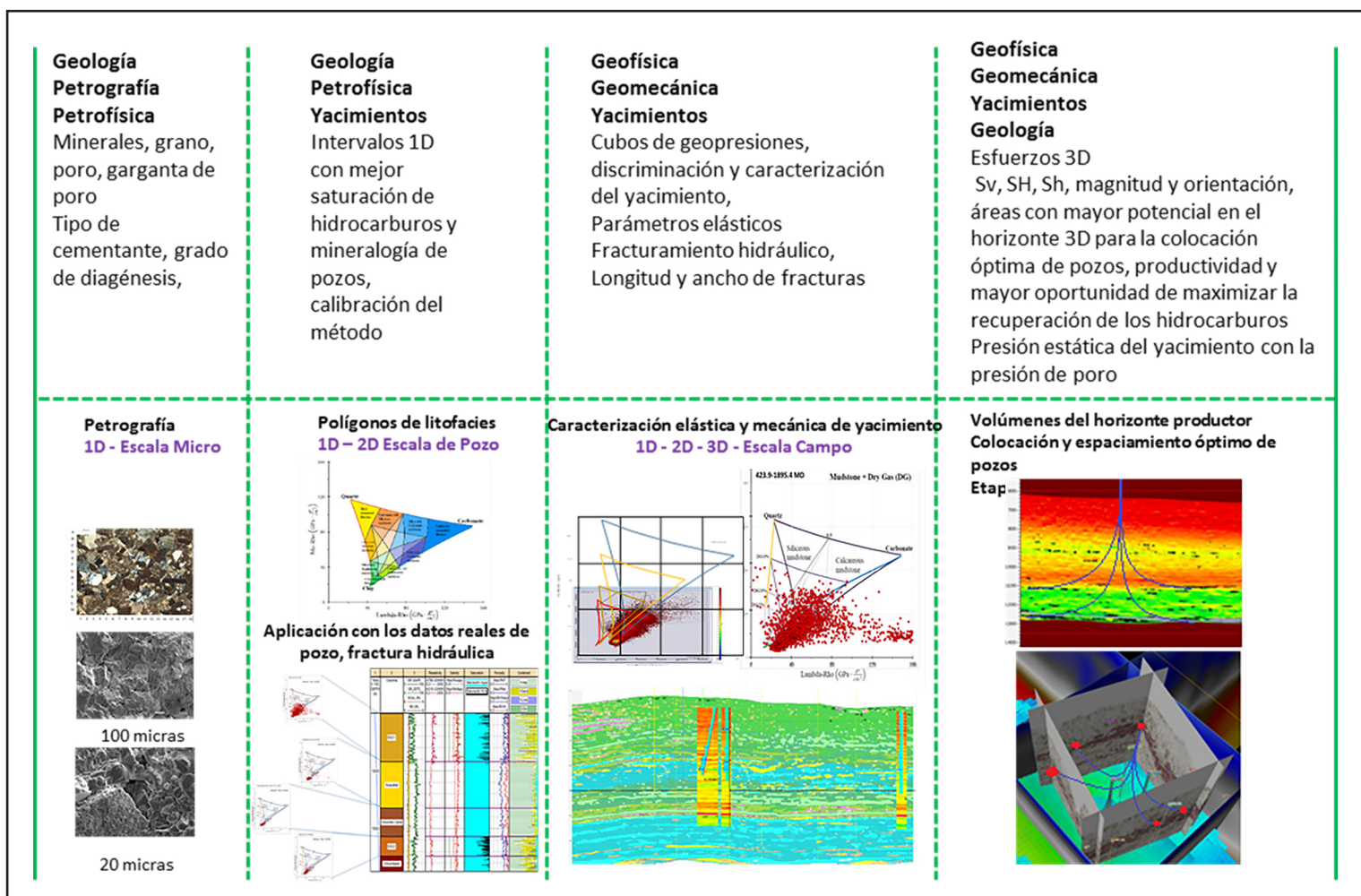
Aplicaciones modernas de la física de rocas para delimitar y acceder al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo

Modern rock physics applications to delimit and access the reservoir with ideal well geo-navigation

La física de rocas es una disciplina que caracteriza las propiedades de las rocas, basada en el comportamiento de las ondas sísmicas y su propagación a través de dichas rocas, en función de su composición mineralógica y las propiedades intrínsecas de las mismas. A su vez, la micromecánica estudia el comportamiento microscópico de componentes de materiales compuestos; en este caso, se trata de los materiales rocosos.

Autor / Author: Dr. Rubén Nicolás-López (IMP)

Rock physics is a discipline that characterizes rock properties, based on the performance of seismic waves and their spread through these rocks, depending on their mineral composition and their intrinsic properties. In turn, micromechanics studies the microscopic performance of components of compound materials; in this case, they are rocky.





El proceso se basa en plantillas de litotipos, definidos por la contribución elástica de los minerales geológicos y los fluidos en el poro. Estas plantillas de física de rocas se construyen con la solución de un modelo micromecánico auto-consistente por Sabina y Willis (1988), creado para modelar materiales compuestos. Posteriormente, Valdiviezo-Mijangos (2002) aplica este modelo para describir una roca de un solo mineral, el cual contenía un fluido.

Metodología

Para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento, se deben incorporar las escalas micro de pozo y escala de volúmenes de inversión sísmica. La estrategia para integrar y escalar la información obtenida, medida o calculada en estas disciplinas, se soportará mediante la física de rocas para el cálculo del flujo de variables, parámetros y propiedades que identifican las facies almacenadoras en cada uno de los pozos de control y en los volúmenes de inversión sísmica. Los insumos para la metodología provienen de la geología, geofísica y geomecánica de yacimientos; el tipo de dato por disciplina es:

Información geológica. Los marcadores geológicos, columnas estratigráficas, láminas delgadas, análisis petrográficos, edades, secciones estructurales, etc., son datos que permiten realizar un análisis petroelástico y determinar las características litológicas en pozos y datos de inversión sísmica.

Información sísmica. Los estudios geofísicos desde la sísmica proporcionarán la información referente a las T_z , velocidades de compresión y de corte de las formaciones intervenidas. La sísmica de pozos será útil para escalar las mediciones de los registros dipolares a volúmenes de inversión sísmica. Así, también mediante la sísmica 3D, se pueden guiar las propiedades elásticas y mecánicas para cada uno de los marcadores geológicos y modelos crono estratigráficos.

Información geomecánica. Las propiedades de resistencia, como el ángulo de fricción interna, la resistencia a la compresión uniaxial, la resistencia a la tensión; los índices de fragilidad, estado de esfuerzos regionales y de pozo, y presión de poro en terciario y mesozoico.

Figura 1. Flujo de trabajo basado en la física de rocas para la integración de información geología, geofísica, geomecánica y de yacimientos para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo.

Figure 1. Workflow based on rock physics for the integration of geological, geophysical, geo-mechanical and reservoir information to delimit and successfully access the reservoir with optimal well geo-navigation.

The process is based on lithotype templates, defined by the elastic contribution of geological minerals and pore fluids. These rock physics templates are constructed with the solution of a self-consistent micromechanical model by Sabina and Willis (1988), created to model compound materials. Subsequently, Valdiviezo-Mijangos (2002) applies this model to describe a rock of a single mineral, which has a fluid.

Methodology

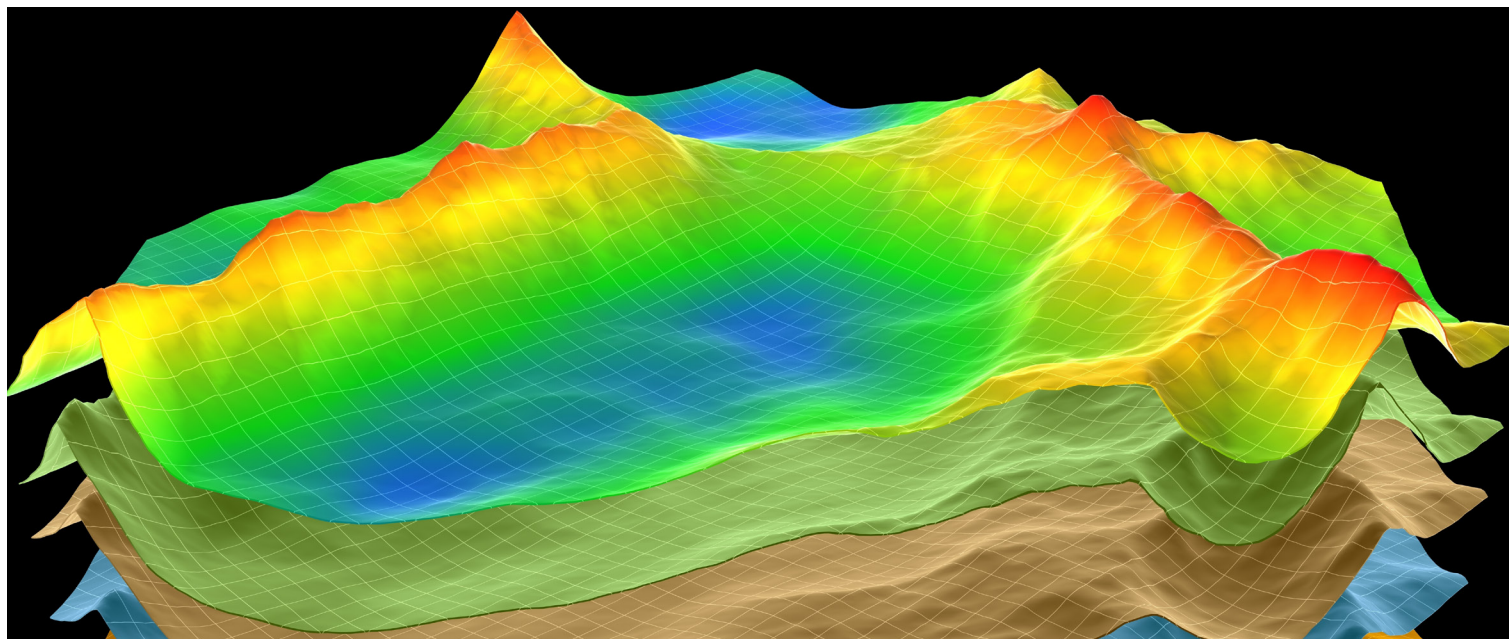
To successfully delimit and access the reservoir, micro well scales and seismic inversion volume scales must be embodied. The strategy to integrate and scale the obtained information, measured or calculated in these disciplines, will be supported by the physics of rocks for the calculation of the flow of variables, parameters, and properties that identify the storage facies in each of the control wells and the volumes of seismic inversion. The inputs for the methodology come from the geology, geophysics, and geomechanics of reservoirs; the type of data by discipline is:

Geological Information. Geological markers, stratigraphic columns, thin sheets, petrographic analysis, ages, structural sections, etc., are data that allow for petro-elastic analysis and determination of lithological characteristics in wells and seismic inversion data.

Seismic Information. The seismic geophysical studies will provide the information referring to the T_z , compression and shear speeds of the intervened formations. Well seismic will be useful to scale measurements from dipolar logs to seismic inversion volumes. Thus, also through 3D seismic, elastic and mechanical properties can be guided for each of the geological markers and stratigraphic chrono models.

Geo-mechanical Information. Resistance properties, such as internal friction angle, uniaxial compressive strength, tensile strength; fragility indices, state of regional and well stresses, and pore pressure in the Tertiary and Mesozoic.

Reservoir Information. Hydrocarbon saturation, productivity indices, petro-physics of the greatest productive zone, permeability and effective porosity are reservoir data that can be extrapolated for analysis. Figure 1 shows, in summary, how geo-disciplines



Información de yacimientos. La saturación de hidrocarburos, índices de productividad, petrofísica de la mejor zona productora, permeabilidad y porosidad efectiva son datos del yacimiento que se pueden extrapolar al análisis. La Figura 1 muestra, en forma resumida, cómo se relacionan e interactúan las geodisciplinas y el tipo de dato requerido a distinta escala de análisis; así como las aplicaciones de dicho análisis de los datos de inversión sísmica con las plantillas de física de rocas.

Plantillas de física de rocas y su aplicación

Las plantillas básicas son gráficas basadas en los parámetros elásticos de Lambda-Rho $\lambda_0 \rho_0 = (\rho_0 V_p)^2 - 2(\rho_0 V_s)^2$, contra Mu-Rho, $\mu_0 \rho_0 = (\rho_0 V_s)^2$, y de módulo de Young, $E = \rho_0 V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2)$, contra la relación de Poisson, $\nu = (V_p^2 - 2V_s^2) / (2V_p^2 - 2V_s^2)$. Donde ρ_0 es la densidad, V_p la velocidad compresional y V_s la velocidad de corte.

Casos de estudio

Plantillas en LambdaRho vs. MuRho

Se presenta el resultado de la aplicación de la metodología de posicionamiento de pozos en yacimientos terrígenos (siliciclásticos), mediante la utilización de la física de rocas en el escalamiento de propiedades petrofísicas, elásticas y geomecánicas. La metodología desarrollada se soporta en flujos de trabajo para el análisis petrofísico, modelo geológico cronoestratigráfico, modelo de litofacies y geocuerpos, de geopresiones y geomecánica. Los resultados están orientados a determinar la mejor zona de interés, a partir de la identificación y delimitación de geocuerpos saturados con hidrocarburos. El estado mecánico propuesto del pozo se define con criterios geomecánicos e índices de fragilidad de las formaciones.

Yacimientos no-convencionales de shale gas

En la Figura 3 se puede ver un ejemplo de aplicación de la plantilla LambdaRho vs. MuRho, a datos de inversión sísmica correspondientes a un yacimiento no convencional.

En este caso, la plantilla de parámetros elásticos nos permite seleccionar —en un diagrama cruzado de los datos de inversión de volúmenes sísmicos— los valores de propiedades elásticas correspondientes a una litología arcillosa con el mayor contenido de Carbono Orgánico Total (COT). Esto en función del contraste entre las propiedades elásticas de la arcilla, sin o con poco contenido de COT y la arcilla con mayor contenido COT.

Yacimientos de aceite de baja permeabilidad

Otro ejemplo de aplicación de la plantilla LambdaRho vs. MuRho a datos de inversión sísmica, lo podemos observar en la Figura 4. Se puede observar cómo se identifican y delimitan las zonas arcillosas con respecto a las zonas arenosas y con presencia de fluidos, tanto en sección como en planta.

Navegación geomecánica de pozos

Consiste en determinar la trayectoria de pozo, con las mejores condiciones mecánicas que apoyen la construcción y terminación del pozo en la zona con

and the type of data required at different scales of analysis are related and interact; as well as the applications of such analysis of seismic inversion data with rock physics templates.

Rock physics templates and their application

The basic templates are graphics based on the elastic parameters of Lambda-Rho $\lambda_0 \rho_0 = (\rho_0 V_p)^2 - 2(\rho_0 V_s)^2$, against Mu-Rho, $\mu_0 \rho_0 = (\rho_0 V_s)^2$, and the Young module, $E = \rho_0 V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2)$, against the Poisson relation, $\nu = (V_p^2 - 2V_s^2) / (2V_p^2 - 2V_s^2)$. Where ρ_0 is density, V_p is compressional speed, and V_s is shear speed.

Case Studies

Templates in LambdaRho vs. MuRho

The result of the application of the well positioning methodology in terrain reservoirs (siliciclastics) is presented, through the use of rock physics in the scaling of petro-physical, elastic and geo-mechanical properties. The methodology developed is supported by workflows for petro-physical analysis, chronostratigraphic geological model, lithofacies and geo-corps model, geo-pressures and geo-mechanics. The results are oriented to choose the best area of interest, from the identification and delimitation of geo-corps saturated with hydrocarbons. The proposed mechanical state of the well is defined through geo-mechanical criteria and indices of formation fragility.

Non-conventional Shale Gas Reservoirs

Figure 3 shows an example of the application of the LambdaRho vs. MuRho template to seismic inversion data corresponding to a non-conventional reservoir.

In this case, the template of elastic parameters allows us to select —in a crossed diagram of the seismic volume inversion data— the values of elastic properties corresponding to a clay lithology with the highest Total Organic Carbon (TOC) content. This is a function of the contrast between the elastic properties of the clay, with or without low TOC content, and the clay with the highest TOC content.

Tight Oil Reservoirs

Another example of the application of the LambdaRho vs. MuRho template to seismic inversion data can be seen in Figure 4. Clayey zones are identified and defined concerning sandy zones and with the presence of fluids, both in-section and in-plant.

Geo-mechanical navigation of wells

It consists of determining the well trajectory, with the best mechanical conditions that support the construction and

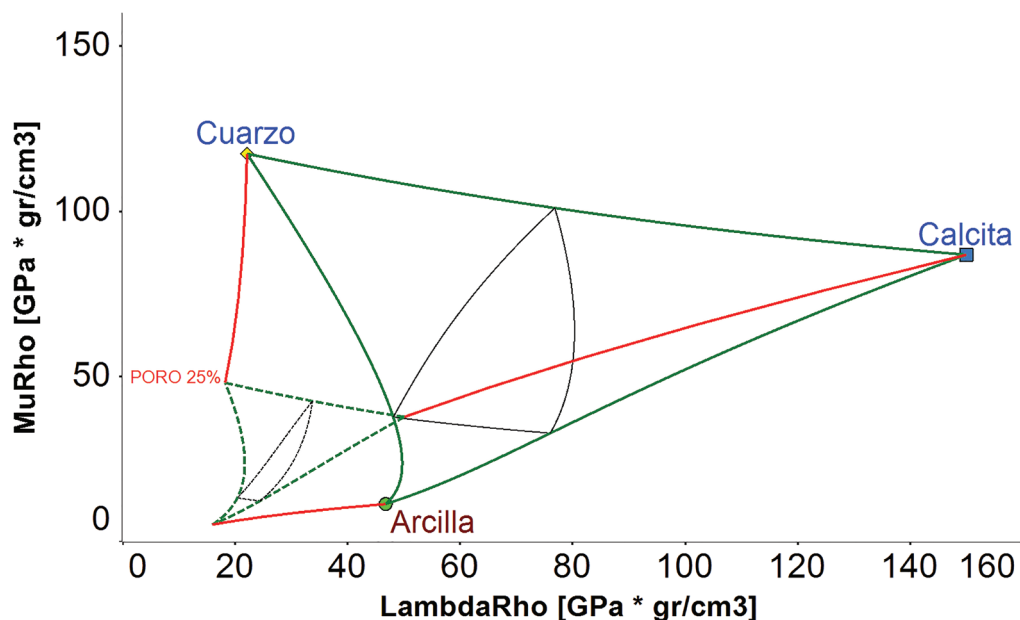


Figura 2. Plantilla de física de rocas basada en LambdaRho vs. MuRho para identificar la tendencia de los datos de pozos y datos de la inversión sísmica. Plantilla para analizar litologías e intervalos productores.

Figure 2. Rock physics template based on LambdaRho vs. MuRho to identify trend well data and seismic inversion data. Template to analyze lithologies and producer intervals.

mayor potencial productor. En general, se planean diversas trayectorias de pozo con base en el conocimiento del campo y se tiene cuidado con la creación de los perfiles de desviación y de azimut.

Vistas estereográficas

Nos permiten evaluar las trayectorias, desviación y azimut que tienen la mejor condición geomecánica para decidir cuál perfil de pozo será el definitivo. Las coordenadas del objetivo —para el posicionamiento de la localización en los casos de estudio— se establecieron mediante la integración de información geológica, sísmica de yacimientos y geomecánica de pozo y regional.

Conclusiones

- Se utilizaron las plantillas de física de rocas para integrar, consistentemente, en 1D, 2D y 3D las propiedades petrofísicas, petroelásticas y geomecánicas de un yacimiento, con el propósito de identificar sus zonas de mayor interés comercial y aumentar su productividad de hidrocarburos.
- La metodología desarrollada demostró su capacidad para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento, en los escenarios de yacimientos no-conventionales de shale gas, yacimientos apretados de aceite, yacimientos de areniscas en aguas someras y yacimientos carbonatados fracturados.
- Adicionalmente, se planteó la navegación geomecánica de pozos para optimizar los proyectos de estudio.

Agradecimientos

Se agradece al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por el financiamiento a estas ideas innovadoras y de avance tecnológico, para la explotación y desarrollo de campos.

completion of the well in the area with the greatest production potential. In general, various well paths are planned based on field knowledge, and care is taken with the creation of deviation and azimuth profiles.

Stereographic Views

They allow us to evaluate the trajectories, deviation, and azimuth that have the best geo-mechanical conditions to decide which well profile will be definitive. The objective coordinates—for location positioning in the case studies—were established through the addition of geological information, reservoir seismic, and well and regional geo-mechanics.

Conclusions

- Rock physics templates were used to consistently integrate, in 1D, 2D, and 3D, the petro-physical, petro-elastic and geo-mechanical properties of a reservoir, to identify its areas of greatest commercial interest and increase its hydrocarbon productivity.
- The methodology developed demonstrated its ability to successfully delimit and access the reservoir in non-conventional shale gas reservoirs, tight oil reservoirs, shallow water sandstone reservoirs, and fractured carbonate reservoirs.
- Also, geo-mechanical well navigation was considered to optimize the study projects.

Acknowledgments

We thank the Mexican Petroleum Institute (IMP) for the financing of these innovative ideas and technological progress for the exploitation and development of fields.

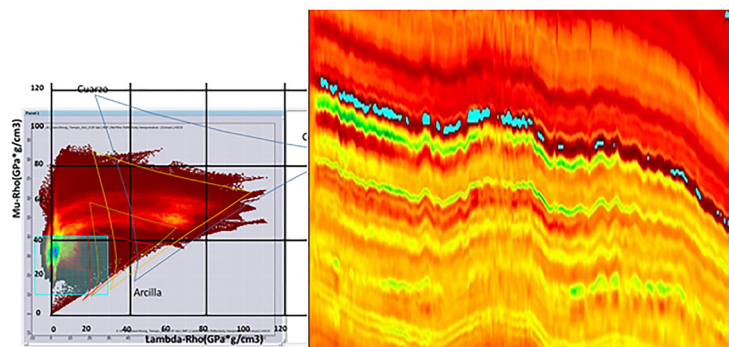


Figura 3. Aplicación de la física de rocas para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo en un yacimiento de shale gas.

Figure 3. Application of rock physics to delimit and successfully access the reservoir with optimal geo-navigation of the well in a shale gas reservoir.

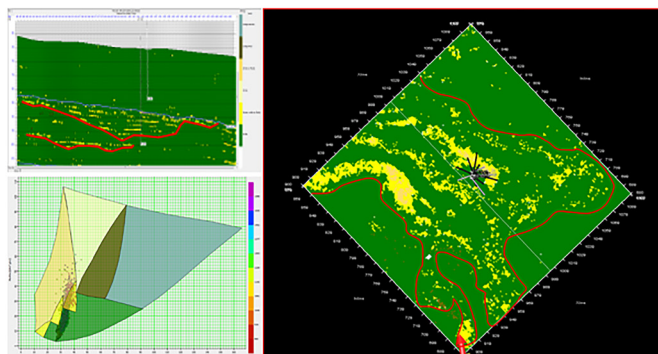


Figura 4. Aplicación de la física de rocas para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo en un yacimiento apretado de aceite (Tight Oil).

Figure 4. Rock physics application to delimit and successfully access the reservoir with optimal geo-navigation of the well in a tight oil reservoir.