

# WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 36  
Diciembre 2019

## PETROLERA



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

**Determinación  
del daño mediante  
análisis nodal  
y diseño de  
tratamiento**

*Damage Identification  
by Nodal Analysis and  
Treatment Design*

**Generación de la  
ventana operativa  
de perforación**

*Creation of the Drill  
Operating Window*

**Acumulaciones de  
gas en yacimientos  
fracturados  
altamente  
complejos**

*Gas Accumulations  
in Highly Complex  
Fractured Fields*

**Metodología para  
determinar el tipo  
de Yacimiento  
Naturalmente  
Fracturado**

*Methodology to  
Determine the Naturally  
Fractured Reservoir Type*

# 2019: Soberanía energética, pilar del desarrollo nacional

*2019: energy  
sovereignty, key to  
national development*





**E**stimados Colegiados: Es hora de hacer el recuento de hechos en este 2019. Un año que, tal como señalamos cuando iniciaba, nos presentó grandes retos y oportunidades. Los principales desafíos estaban orientados, sin duda, a la definición de los objetivos del nuevo gobierno y el papel que la industria petrolera jugaría en su programa económico y en su visión para el país.

Afortunadamente, la administración que tomó en sus manos la conducción del país, encabezada por el presidente Andrés Manuel López Obrador, mostró sensibilidad, no solamente para entender la relevancia actual del sector y de Pemex, sino del papel que ambos pueden y deben jugar en un futuro para el desarrollo del país.

Los ingenieros petroleros mexicanos debemos sentirnos orgullosos de nuestra actuación en este año que se termina. La industria petrolera se reconfiguró a través de varias obras y acciones en las que nos involucramos y demostramos, una vez más, el compromiso que tenemos por México.

El inicio de la construcción de lo que será la séptima refinería del país, ubicada en Dos Bocas, Tabasco, con ahorros en logística que redundarán en mayor rentabilidad; las obras de recuperación de las otras seis refinerías para conformar una red productiva que impulsará a la economía mexicana, cuando trabajen todas con una capacidad muy superior a la que hoy tienen. Además de las tareas de exploración en zonas someras de la geografía nacional, lo que garantiza el éxito productivo, entre muchas otras.

En este año se sentaron las bases de lo que, con toda seguridad, será una industria pujante hacia mediados del sexenio, y la palanca que requiere el desarrollo nacional. No se nos olvida que una empresa petrolera fuerte es sinónimo de una industria similar. Pemex es también para nosotros una prioridad; estamos conscientes de que la compañía le ha dado mucho al país y que solamente fortaleciéndola podremos esperar más de ella.

Este 2019 fue un año de gran trabajo, de retos superados y de logros; un periodo que nos marcó el camino, una etapa de trabajo duro y una oportunidad para demostrar nuestras capacidades profesionales y técnicas. No me queda más que agradecerles a todos su apoyo y el compromiso que tienen con México. A nombre del Colegio de Ingenieros Petroleros de México les deseo unas felices fiestas y nuestros mejores deseos para el 2020.



**D**ear Collegiate: It is time to do the recount of facts in 2019. A year that, as we pointed out when it began, brought us great challenges and opportunities. The main threats were undoubtedly aimed at defining the objectives of the new government and the role that the oil industry would play in its economic program and vision for the country.

Fortunately, the administration that took the leadership of the country, headed by President Andrés Manuel López Obrador, showed sensitivity, not only to understand the current relevance of the sector and Pemex, but also the role that both can and

should play in the future for the country's development.

Mexican oil engineers should feel proud of our performance this year that is ending. The oil industry was reshaped through various actions in which we got involved and demonstrated, once again, the commitment we have for Mexico.

The beginning of the construction of what will be the seventh refinery in the country, located in Dos Bocas, Tabasco, with savings in logistics that will result in greater profitability; the recovery works of the other six refineries to form a productive network that will boost the Mexican economy, when they all work with a much higher capacity than they have today. In addition to exploration tasks in shallow areas of the national geography, which ensures productive success, among many others.

This year, the foundations were laid for what will surely be a booming industry by the middle of the six-year administration, and the leverage required for national development. We will not forget that a strong oil company is synonymous of a similarly strong industry. Pemex is also a priority for us; we are aware that the company has given much to the country and that only by strengthening it can we expect more from it.

This 2019 was a year of great work, of challenges overcome and of achievements; a period that marked the way, a stage of hard work and an opportunity to demonstrate our professional and technical capabilities. I can only thank you all for your support and commitment to Mexico. On behalf of the College of Petroleum Engineers of Mexico, I wish you happy holidays and our best wishes for 2020.

**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  
*Ter. Secretario Propietario / 1st Owner Secretary*

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

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

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

M.I. Saúl Bautista Frago  
*Tesorero / Treasurer*

Ing. Roberto Banda Morato  
*Subtesorero / Treasurer Assistant*

**Comisiones / Commissions**

M.A. José Carlos Pacheco Ledesma  
*Eventos / Events*

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

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

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

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

M.I. Francisco Castellanos Páez  
*Editorial*

Ing. Rafael Rodríguez Amador  
*Integración de Miembros / Membership*

M.I. Jorge Alberto Osorno Manzo  
*Proyectos / Projects*

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

**Realización:**

**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**

2019: soberanía energética, pilar del desarrollo nacional  
 2019: *energy sovereignty, key to national development*

**Página 6**

Generación de la ventana operativa de perforación  
*Creation of the Drill Operating Window*

**Página 10**

Metodología para determinar el tipo de Yacimiento Naturalmente Fracturado  
*Methodology to Determine the Naturally Fractured Reservoir Type*

**Página 14**

Determinación del daño mediante análisis nodal y diseño de tratamiento  
*Damage Identification by Nodal Analysis and Treatment Design*

**Página 18**

Acumulaciones de gas en yacimientos fracturados altamente complejos  
*Gas Accumulations in Highly Complex Fractured Fields*



El sector energético mexicano camina hacia su consolidación como pilar del desarrollo nacional.  
/ The Mexican energy sector is moving towards its consolidation as a pillar of national development.

# 2019, el inicio de la recuperación de la soberanía energética para México

## 2019, the beginning of energy sovereignty recovery for Mexico

El sector petrolero mexicano vivió este 2019 un año de profundos cambios, enfocados en un solo objetivo de largo plazo: recuperar la soberanía energética.

Las acciones del gobierno se encaminaron a reconfigurar la industria para ponerla al servicio de nuestro país y consolidarla como el pilar del desarrollo de México, a partir de la segunda mitad del sexenio.

The Mexican oil sector experienced this 2019 a year of profound changes, focused on a single long-term objective: to recover energy sovereignty.

The government's actions were aimed at reconfiguring the industry to put it at our country's service and consolidate it as the pillar of Mexico's development, starting in the second half of the six-year term.



Por la relevancia de los cambios que se hicieron en este sector, vital para la economía mexicana, así como las expectativas que se generaron dentro y fuera del país, vale la pena enumerar las acciones más relevantes en la industria. Estas acciones sentaron las bases para un mejor futuro en beneficio de México y de sus petroleros.

### Refinería Dos Bocas

El pasado dos de junio, el presidente Andrés Manuel López Obrador puso en marcha oficialmente la construcción de la refinería Dos Bocas, que se ubicará en el puerto del mismo nombre en Tabasco. De acuerdo con el mandatario, el proyecto tendrá un costo de 150 mil millones de pesos; cifra que, al tipo de cambio promedio actual, representa poco menos de 8 mil millones de dólares. La construcción durará tres años; está proyectada para ser inaugurada en marzo de 2022, y se espera que genere un total de 100 mil empleos directos e indirectos.



Due to the relevance of the changes made in this sector, vital for the Mexican economy, as well as the expectations generated inside and outside the country, it is worth listing the most relevant actions in the industry. These actions laid the foundations for a better future for the benefit of Mexico and its oil experts.

### Dos Bocas Refinery

On June 2, President Andrés Manuel López Obrador officially launched the construction of the Dos Bocas refinery, which will be located in the port of the same name in Tabasco. According to the president, the project will cost 150 billion pesos; a figure that, at the current average exchange rate, represents just under 8 billion dollars. The construction will last three years, is projected to be inaugurated in March 2022, and is expected to generate a total of 100,000 direct and indirect jobs.

One of the most important reasons for building the refinery in this location is that it will generate significant savings in logistics costs, since large quantities of oil are extracted in that area, which will go directly to the refinery to supply energy production. According to the head of the Energy





Uno de los motivos más importantes para construir la refinería en este destino es que se espera generar importantes ahorros por costos de logística, ya que en esa zona se extraen grandes cantidades de petróleo que irán directo a la refinería para alimentar las tareas de producción de energéticos. De acuerdo con la titular de la Secretaría de Energía, Rocío Nahle García, la nueva refinería tendrá una capacidad de procesamiento de 340 mil barriles diarios, para obtener 170 mil barriles de gasolina y 120 mil de diésel.

### Pemex, empresa vital para México

Petróleos Mexicanos (Pemex) es la empresa pública más importante del país y su viabilidad es indispensable para el futuro de México. El nuevo gobierno así lo entendió desde un inicio y, por ello, se propuso no solamente mantener su operación, sino diseñar mecanismos que le permitan sacarla de la difícil situación financiera en la que la encontraron.

El febrero pasado, el presidente López Obrador anunció una inyección de capital a la compañía petrolera por un total de 107 mil millones de pesos. Al mismo tiempo, señalaba que la inversión en términos reales destinada a Pemex para este año sería 36% superior a lo registrado un año antes.

La situación financiera de la empresa estaba sumamente comprometida. El sexenio pasado Pemex adquirió deuda por un total de 842 mil millones de pesos, dejándola como la empresa petrolera más endeudada del mundo. Las acciones de su saneamiento financiero buscan recuperar a la empresa para que a mediados del sexenio se convierta en palanca del desarrollo nacional.

Pemex sigue en pie, con una nueva visión y objetivos; su producción registró en mayo pasado un punto de inflexión respecto al declive que mostraba. Sin duda queda mucho por hacer, pero Pemex está en camino de una recuperación que pretende alcanzar, al final del sexenio, una plataforma de producción de 2.65 millones de barriles diarios de petróleo.

### Plan de Negocios de Pemex

La administración federal presentó a la comunidad financiera y del sector energético nacional e internacional el Plan de Negocios 2019-2023 de Pemex. En este documento se marca la ruta que seguirá la compañía para recuperar su capacidad productiva y consolidarse como el garante económico que el país espera.

Algunos de los puntos más destacados de este Plan de Negocios son: Pemex buscará mantener un endeudamiento neto de cero en términos reales; cuidará su disciplina financiera; deberá acelerar el desarrollo de nuevos yacimientos. Incrementará e intensificará la actividad exploratoria; aumentará la eficiencia de las operaciones y optimizará costos en exploración y producción, además de ampliar su capacidad de refinación.

### Los 11 objetivos estratégicos del Plan de Negocios de Pemex son los siguientes:

- 1) Fortalecer la situación financiera de la empresa.
- 2) Acelerar la incorporación de reservas para asegurar la sostenibilidad de la empresa.
- 3) Incrementar la producción de hidrocarburos.
- 4) Adecuar y modernizar la infraestructura de producción.
- 5) Aumentar la confiabilidad y seguridad de las operaciones.
- 6) Proveer servicios de coordinación y soporte al negocio de manera eficiente y oportuna.

Secretariat, Rocío Nahle García, the new refinery will have a processing capacity of 340,000 barrels per day, to obtain 170,000 barrels of gasoline and 120,000 barrels of diesel.

### Pemex, a vital company for Mexico

Petróleos Mexicanos (Pemex) is the most important public company in the country and its viability is crucial for the future of Mexico. The new government understood this from the beginning and, therefore, proposed not only to maintain its operation but also to design mechanisms to get it out of its difficult financial situation.

Last February, President López Obrador announced a capital injection to the oil company for a total of 107 billion pesos. At the same time, he noted that the investment in real terms for Pemex for this year would be 36% higher than that recorded a year earlier.

The financial situation of the company was extremely compromised. For the last six years, Pemex acquired debt for a total of 842 billion pesos, leaving it as the most indebted oil company in the world. The actions of its financial reorganization seek to recover the company so that by the middle of the six-year presidential term it becomes a lever for national development.

Pemex is still standing, with a new vision and objectives; last May its production registered a turning point concerning the decline it showed. Without a doubt, much remains to be done, but Pemex is on the way to a recovery that aims to reach, at the end of the six-year term, a production platform of 2.65 million barrels of oil per day.

### Pemex's Business Plan

The federal administration presented Pemex's 2019-2023 Business Plan to the financial community and the national and international energy sector. This document marks the route that the company will follow to recover its productive capacity and consolidate itself as the economic guarantor that the country expects.

Some of the highlights of this Business Plan are: Pemex will seek to maintain a net debt of zero in real



- 7) Crecer la producción de combustibles y petroquímicos.
- 8) Reforzar la comercialización y contribuir a garantizar el abasto de productos de manera eficiente y oportuna.
- 9) Fortalecer las competencias para incrementar la eficiencia de las actividades operativas y administrativas.
- 10) Impulsar el enfoque de responsabilidad social, minimizar el impacto ambiental y mejorar la eficiencia energética.
- 11) Asegurar la integridad física de las instalaciones y sistemas de información.

### Pemex reduce deuda en 5 mil mdd

El apoyo a la petrolera mexicana es irrestricto; así lo ha señalado el presidente Andrés Manuel López Obrador a lo largo de este 2019. En este contexto, el pasado mes de septiembre, la compañía realizó una operación con el aval del gobierno federal que le permitió reducir, de manera anticipada, su deuda en 5 mil millones de dólares (mdd).

La operación de pago anticipado de deuda consistió en utilizar la capitalización recibida del gobierno federal para lanzar una oferta de recompra de bonos con vencimientos en los próximos años, por un monto de hasta 5 mil millones de dólares. La reducción de deuda se focalizó en los vencimientos programados para los años 2020 y 2023. Esto también le permitió a la empresa ampliar el plazo promedio de vencimiento de su deuda en dólares y disminuir el perfil de vencimientos de deuda de corto plazo.

### Producción de Pemex logra punto de inflexión

La estrategia de Pemex y el gobierno federal para frenar la declinación de producción en Pemex empezó a rendir frutos. La compañía marcó un punto de inflexión a principios de año y lo consolidó hacia los meses finales de 2019, con respecto a la tendencia decreciente que mostraba cuando empezó el año.

Si bien octubre fue un mes de descenso en la producción de la petrolera, lo cierto es que era un ajuste ya esperado por la reconfiguración a la que están sometidas las seis refinerías de la compañía. En realidad, la petrolera mexicana marcó un punto de inflexión en febrero pasado cuando se registró la producción más baja con poco más de 1.620 millones de barriles diarios de petróleo.

El objetivo es alcanzar, al final del año, una cifra cercana a los 1.8 millones de barriles diarios; de modo que, para finales del sexenio, se espera terminar en niveles de 2.65 millones de barriles. Es una meta ambiciosa que se logrará a través de tareas como la reconfiguración de las seis refinerías existentes, la puesta en marcha de la refinería de Dos Bocas, más la producción de los nuevos participantes, que debe incrementarse con el paso de los años.

Este 2019 es el inicio de la recuperación de la soberanía energética. Todas las acciones se encaminaron hacia ese propósito, y se sentaron las bases para que los años siguientes se coseche lo sembrado.

terms; it will take care of its financial discipline; it will have to boost the development of new reservoirs. It will increase and intensify exploration activity; it will boost the efficiency of operations and optimize exploration and production costs, in addition to expanding its refining capacity.

### The 11 strategic objectives of Pemex's Business Plan are as follows:

- 1) Strengthen the company's financial situation.
- 2) Accelerate the incorporation of reserves to ensure the sustainability of the company.
- 3) Increase hydrocarbon production.
- 4) Adapt and modernize the production infrastructure.
- 5) Increase the reliability and safety of operations.
- 6) Provide business coordination and support services in an efficient and timely manner.
- 7) Boost fuel and petrochemical production.
- 8) Reinforce commercialization and contribute to guarantee product supply in an efficient and timely manner.
- 9) Strengthen competencies to increase the efficiency of operational and administrative activities.
- 10) Promote a social responsibility approach, minimize environmental impact and improve energy efficiency.
- 11) Ensure the physical integrity of facilities and information systems.

### Pemex reduces debt by 5 billion dollars

Support for the Mexican oil company is unrestricted; this is what President Andrés Manuel López Obrador has pointed out throughout 2019. In this context, last September, the company carried out an operation with the endorsement of the federal government that allowed it to reduce its debt by 5 billion dollars.

The debt prepayment operation consisted of using the capitalization received from the federal government to launch an offer to repurchase bonds maturing in the coming years, for an amount of up to 5 billion dollars. The debt reduction focused on the maturities scheduled for 2020 and 2023. This also allowed the company to extend the average maturity of its dollar debt and lower the profile of short-term debt maturities.

### Pemex production reaches an inflection point

The strategy of Pemex and the federal government to halt the decline of production in Pemex began to bear fruit. The company marked a turning point at the beginning of the year and consolidated it towards the end of 2019, concerning the declining trend it showed when the year began.

Although October was a month of decline in the oil company's production, the truth is that it was an adjustment already awaited by the reconfiguration to which the company's six refineries are undergoing. The Mexican oil company marked a turning point last February when it recorded the lowest production with just over 1.620 million barrels of oil per day.

The goal is to reach, at the end of the year, a figure close to 1.8 million barrels per day, so that, by the end of the six-year period, is expected to end at levels of 2.65 million barrels. It is an ambitious target that will be achieved through tasks such as the reconfiguration of the six existing refineries, the start-up of the Dos Bocas refinery, plus the production of new participants, which must increase over the years.

This 2019 is the beginning of the recovery of energy sovereignty. All actions were aimed at that purpose, and the foundations were laid so that in the following years the crops will be harvested.



Una solución alternativa para la selección de puntos de lutitas  
/ An alternative solution for shale point selection

# Generación de la ventana operativa de perforación, mediante discretización de propiedades elásticas-geomecánicas en lutitas

Autores/Authors: Daniel López Aguirre, Nicolás López Rubén, José Aurelio España Pinto, Oscar Valdiviezo Mijangos

*La predicción de la presión de poro ( $P_p$ ), que es contenida en las formaciones geológicas del subsuelo, es de gran importancia económica. A través del análisis de geomecánica, ya que es un insumo (Input), sirve para resolver las ecuaciones que analizan a mayor detalle el subsuelo.*

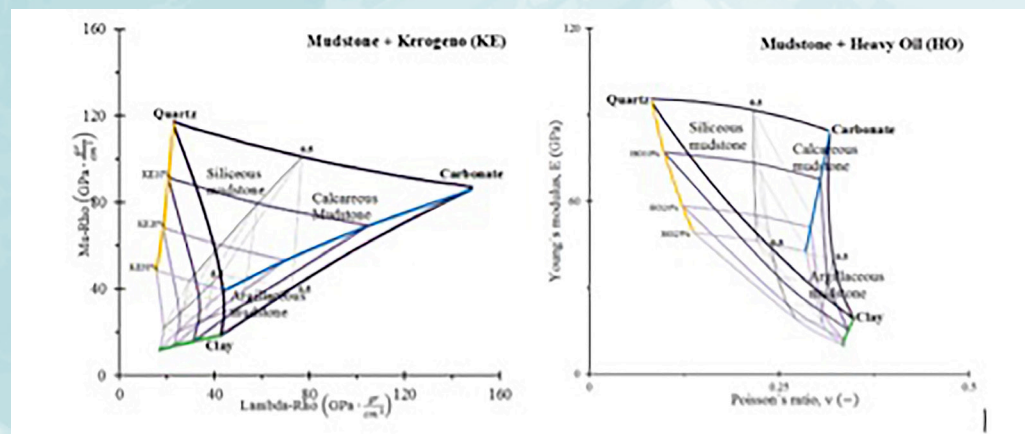
Existen varios procesos que afectan el comportamiento de la presión de poro; la mayoría de ellos son de tipo geológico. Dicha presión de poro normalmente debería corresponder con la presión hidrostática de los fluidos que la generan (presión normal); sin embargo, no siempre ocurre así. Desde aproximadamente 50 años, se han desarrollado numerosos métodos para predecir la presión de poro anormal que ocurre cuando no corresponde con la presión hidrostática, pudiendo ser mayor o menor a ella.

El método más recurrente para predecir la presión de poro es el método de Eaton (1975), pensado para encontrar la presión en litologías arcillosas. Éstas ocasionan mayores incrementos de presión de poro, debido a su composición química y arreglo geométrico al depositarse en cuencas; además, es el material más abundante en las secuencias sedimentarias. Sin embargo, el método Eaton presenta problemas cuando se prueba en litologías diferentes a los siliciclásticas arcillosas, como los carbonatos. Por ello, se propone una metodología alterna para predecir la presión de poro en carbonatos.

## Problemática en la Metodología de Predicción de Presión de Poro de Eaton

Como se mencionó, el método de Eaton es muy utilizado por los profesionales que diseñan la perforación de pozos petroleros; ofrece resultados aceptables, rápidos

**Figura 1.**  
Diagramas ternarios elásticos (Nicolás y Valdiviezo, 2015)  
**Figure 1.**  
Elastic Ternary Diagrams (Nicolás and Valdiviezo, 2015)



## Generation of the drilling operating window, by discretization of shale elastic-geomechanical properties

*The prediction of pore pressure ( $P_p$ ), which is contained in the subsoil's geological formations, is of great economic importance. Through the analysis of geomechanics, it helps solve the equations that analyze the subsoil in greater detail.*

Several processes affect the performance of pore pressure; most of them are geological. This pore pressure should normally correspond to the hydrostatic pressure of the fluids that generate it (normal pressure); however, this is not always the case. For approximately 50 years, numerous methods have been developed to



y generalizables para muchos campos petroleros del país. Sin embargo, su mayor problemática es que es un método gráfico; por lo que devolverá un rango amplio de calidad en los resultados, en función del grado de dominio del método (software) del usuario. Además, su extrapolación al medio continuo no resulta tan sencilla, como lo sería con un algún método más analítico o numérico.

El método de Eaton consta de varios pasos gráficos. Como parte de ellos, se deben seleccionar los “puntos de lutitas” en el registro de Rayos Gamma (GR), para después migrarlos al registro de tiempo de tránsito (DTCO), en donde se traza la línea de tendencia de compactación normal (TCN). Este último también es un paso subjetivo, y en este trabajo nos enfocaremos en el primero.

La selección de puntos de lutitas en el registro GR consiste en identificar los puntos con mayor magnitud de dichos registros. Estos puntos corresponden con los intervalos con mayor contenido de arcilla, lo cual debería ocurrir si pensamos que las arcillas aportan toda la radiactividad que mide la herramienta de registros. Sin embargo, se encuentran algunos detalles en esta interpretación:

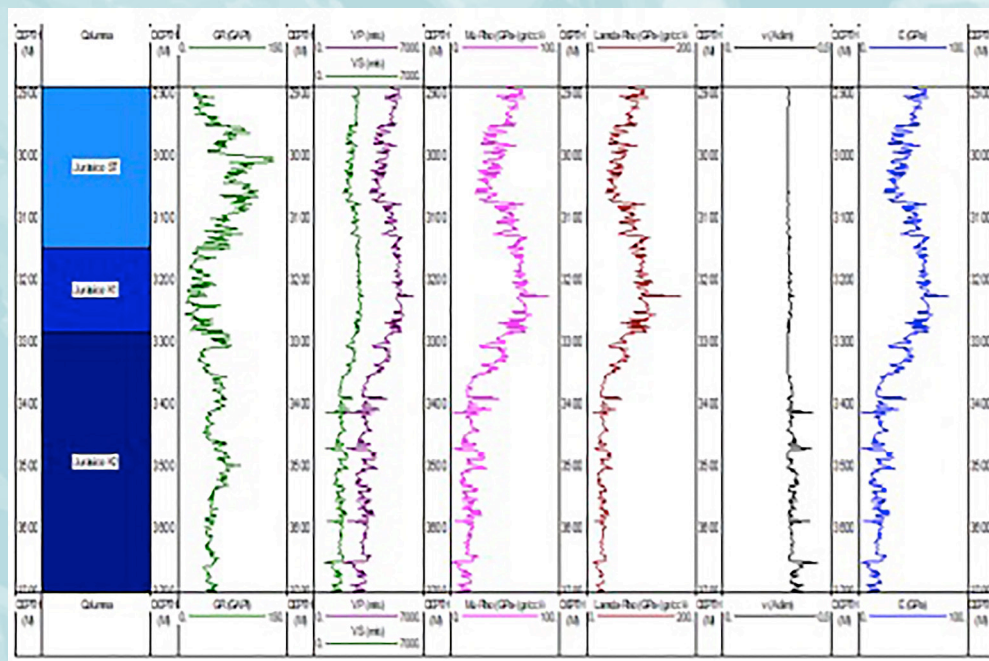
- No toda la radiactividad es aportada por las arcillas. El caso más representativo está dado por el contenido de materia orgánica, asociado al Uranio, uno de los tres elementos radiactivos detectados por la herramienta GR.
- En este caso, se plantea que las arcillas no son siempre radiactivas y que se definen por dos parámetros: por su composición química (asociada a la radiactividad); y por el tamaño de la partícula, en el que cualquier material que sea más pequeño a cierto umbral (1/256 [mm]) puede ser definido como arcilla. En el subsuelo, existen ambos tipos de materiales.
- Existen otros materiales del subsuelo con contenidos variables de minerales como el potasio (K) y, en menor medida, el Torio (Th), como ocurre con los feldespatos potásicos. Lo anterior puede enmascarar y sobreestimar la lectura de GR.

### Descripción de la Metodología Propuesta para la Discretización de los puntos de Lutitas con Parámetros Elásticos

Los parámetros elásticos han sido recientemente utilizados para abundar en el conocimiento del subsuelo desde diferentes aristas de análisis. Los más recurrentes son aportar en la caracterización geomecánica de formaciones para la perforación de pozos, así como el análisis de subsidencia en campos maduros.

Autores como Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2015), generaron plantillas ternarias para distintas litologías a partir de la densidad volumétrica ( $\rho$ ); con parámetros elásticos como Módulo de Young (E), Relación de Poisson ( $\nu$ ), Módulo de Corte ( $\mu$ ) y Parámetro de Lamé ( $\lambda$ ). Gracias a esto ha sido posible discretizar las fracciones arcillosas para trazar los puntos de lutita, desde un enfoque mecánico-elástico.

Las plantillas maestras de propiedades elásticas ( $\mu$ - $\lambda$ ) (E- $\nu$ ) propuestas por Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2015), son una para identificar propiedades mecánicas de la roca, porcentajes de



**Figura 2.**

Columna geológica (carril 1), los registros de entrada (carriles 2, 3 y 4), y parámetros elásticos del área de estudio (carriles 5 al 8).

**Figure 2.**

Geological column (lane 1), entry registers (lanes 2, 3 and 4), and elastic parameters of the study area (lanes 5 to 8)

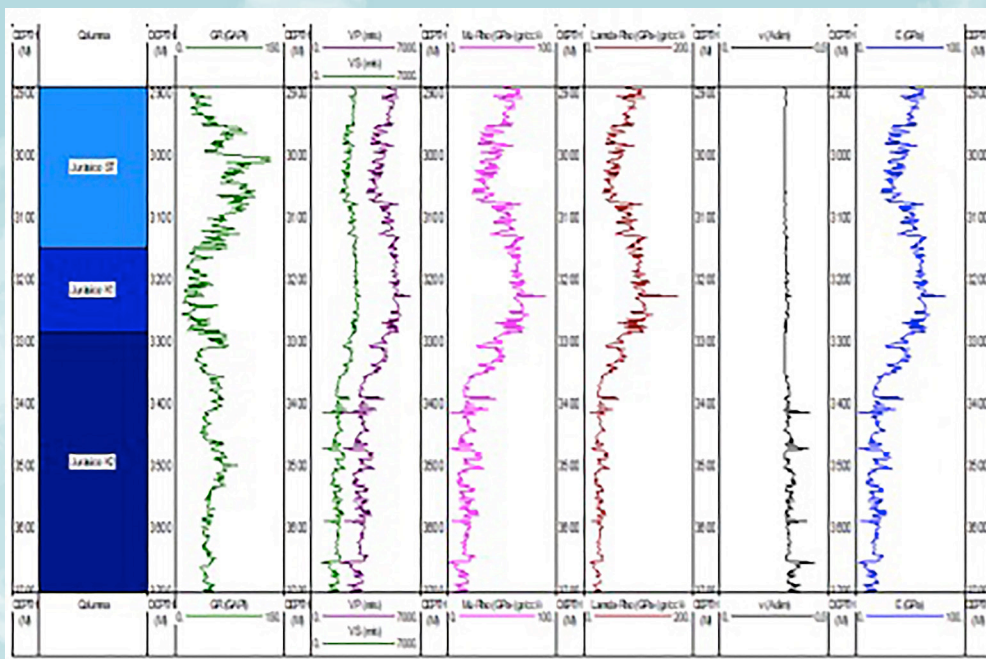
predict the abnormal pore pressure that occurs when it does not correspond to the hydrostatic pressure, which may be greater or lower than it.

The most common method to predict pore pressure is the Eaton method (1975), thought to find the pressure in clay lithologies. These cause greater increases in pore pressure, due to its chemical composition and geometric arrangement when placed in basins; also, it is the most abundant material in sedimentary sequences. However, the Eaton method shows problems when tested in lithologies other than clayey siliciclastics, such as carbonates. Therefore, an alternative methodology is suggested to predict pore pressure in carbonates.

### The Problem in Eaton's Pore Pressure Prediction Methodology

As mentioned, the Eaton method is widely used by professionals who design the drilling of oil wells; it offers acceptable, quick and generalizable results for many of the country's oil fields. However, its biggest problem is that it is a graphical method; so it will show a wide range of quality results, depending on the degree of mastery of the user's method (software). Moreover, its extrapolation to the continuous medium is not as simple as it would be with a more analytical or numerical method.





**Tabla 1.**

Valores de módulos elásticos de referencia para diferentes materiales presentes en las rocas sedimentarias (Agilegeoscience, 2011)

**Table 1.**

Values of elastic reference modules for different materials present in sedimentary rocks (Agilegeoscience, 2011)

diferentes minerales de componentes de las rocas sedimentarias como arcilla, calcita y cuarzo; así como el contenido de fluidos como el agua de formación, aceite, kerógeno o gas (Figura 1).

- **Módulo de Young (E).** Una medida de elasticidad y, consecuentemente, de la rigidez de un material. Es utilizado en la interpretación sísmica cuantitativa, petrofísica y mecánica de rocas. Se define como la relación entre el esfuerzo uniaxial a la deformación unitaria cuando se aplica elasticidad lineal (Tabla 1).
- **Relación de Poisson (v).** Es un parámetro elástico que relaciona la deformación de acortamiento transversal con la deformación de alargamiento logitudinal. En otras palabras, es una medida del grado en el que un material se expande en un eje cuando se comprime en otro.
- **Módulo de Corte (μ).** También conocido como módulo de rigidez o el segundo parámetro de Lamé. Algunos autores lo representan con la letra G.

### Caso de Estudio

Se analizaron las respuestas de presión en tres formaciones geológicas del Jurásico Superior. Se tienen litologías arcillosas de diferentes tipos, además de la materia orgánica que exagera la respuesta del registro de rayos gamma.

**a) Formación Jurásico ST.** La litología se compone de una secuencia de calizas de color gris oscuro en capas delgadas con bandas de pedernal. Se reportan también calizas mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, con abundante materia orgánica. Contiene lentes de pedernal negro, los estratos de carbonatos se distinguen por contener gran cantidad de foraminíferos, y se tienen horizontes de coquinas con abundantes amonitas dentro de las calizas arcillosas de color negro.

The selection of shale points in the GR register consists of identifying the points with the greatest magnitude of these registers. These correspond to the intervals with the highest clay content, which should occur if we think that the clays provide all the radioactivity measured by the recording tool. However, some details are found in this interpretation:

- Not all the radioactivity is provided by the clays. The most representative case is given by the content of organic matter, associated with Uranium, one of the three radioactive elements detected by the GR tool.
- In this case, it is proposed that clays are not always radioactive and that they are defined by two parameters: by their chemical composition (associated with radioactivity); and by the size of the particle, in which any material that is smaller than a certain threshold (1/256 [mm]) can be defined as clay. In the subsoil, both materials are found.
- There are other subsoil materials with variable mineral contents such as potassium (K) and, to a lesser extent, Thorium (Th), as is the case with potassium feldspars. The above may mask and overestimate GR reading.

### Description of the Suggested Methodology for the Discretization of Shale points with Elastic Parameters

Elastic parameters have recently been used to abound in the knowledge of the subsoil from different edges of analysis. The most common is to contribute to formation geomechanical characterization for well drilling, as well as the subsidence analysis in mature fields.

Authors such as Nicolás-López and Valdiviezo-Mijangos (2015), generated ternary templates for different lithologies from volumetric density ( $\rho$ ); with elastic parameters such as Young's Module (E), Poisson's Relation (v), Cutting Module ( $\mu$ ) and Lamé's Parameter ( $\lambda$ ). Due to this, it has been possible to discretize the clay fractions to trace shale points, from a mechanical-elastic approach.

The master templates of elastic properties ( $\mu\rho$ - $\lambda\rho$ ) (E-v) proposed by Nicolás-López and Valdiviezo-Mijangos (2015), are one to identify rocks' mechanical properties, percentages of different minerals of components of sedimentary rocks such as clay, calcite, and quartz; as well as fluid content such as formation water, oil, kerogen or gas (Figure 1).

- **Young's Module (E).** A measure of elasticity and, consequently, of the stiffness of a material. It is used in quantitative seismic interpretation, petrophysics, and rock mechanics. It is defined as the ratio of uniaxial stress to unit deformation when linear elasticity is applied (Table 1).
- **Poisson Ratio (v).** An elastic parameter that relates the transverse shortening deformation with the longitudinal elongation deformation. In other words, it is a measure of the degree to which a material expands in one axis when compressed in another.
- **Cutting Module (μ).** Also known as modulus of stiffness or the second Lamé parameter. Some authors represent it with the letter G.



**b) Formación Jurásico K1.** Una secuencia de calizas bien estratificadas de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutitas negras. Incluye una alternancia de lutitas calcáreas color negro, carbonosas, con caliza arcillosa de color gris oscuro, en espesores de 40 a 50 cm; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm.

**c) Formación Jurásico K2.** Un paquete competente de decenas a cientos de metros en ciertas zonas de limolitas y lutitas negras calcáreas, ocasionalmente intercaladas con calizas de color negro con alto contenido de materia orgánica. Se define, junto con las formaciones anteriores, como en sistema generador del área de estudio de la metodología propuesta.

### Conclusiones

- La metodología propuesta está sustentada en el análisis de las propiedades elástico-mecánicas del subsuelo y los resultados de varios trabajos realizados en relación al tema.
- Los resultados obtenidos invitan a ser emulados en otros casos de estudio, sobre todo en aquellos en los que exista incertidumbre en la configuración de la presión de poro del subsuelo (como en los pozos exploratorios).
- La metodología no descarta la técnica convencional de determinación de puntos de arcilla con el registro GR. Más bien la enriquece, dándole sustento y convirtiéndose en un complemento cuando lo que se tiene hasta el día de hoy no es suficiente.
- Esta metodología es susceptible de integrarse a los otros métodos de predicción de presión de poro, para mejorar las interpretaciones que hace el ingeniero de diseño de perforación y terminación.

### Case Study

Pressure responses in three Upper Jurassic geological formations were analyzed. There are clay lithologies of different types, in addition to the organic matter that exacerbates the gamma-ray register response.

**a. Jurassic Formation ST.** The lithology is made up of a sequence of dark grey limestones in thin layers with flint bands. Mudstone-wackestone and black to dark grey clay limestones are also reported, interspersed with thin layers of calcareous shales and black lamellar shales, with abundant organic matter. It contains black flint lenses, carbonate strata are distinguished by their large amounts of foraminifera, and coquina horizons with abundant ammonites are found within black clay limestones.

**b. Jurassic Formation K1.** A sequence of well stratified black, fine-grained, microcrystalline limestones with interbedded black shales. It includes an alternation of black calcareous shales, carbonaceous, with dark grey clay limestone, in thicknesses of 40 to 50 cm; shales have thicknesses of 10 to 15 cm.

**c. Jurassic Formation K2.** A competent package of tens to hundreds of meters in certain areas of limestone and calcareous black shales, occasionally interspersed with black limestones with high organic matter content. It is defined, along with the previous formations, as a generating system of the study area of the suggested methodology.

### Conclusions

- The proposed methodology is based on the analysis of the elastic-mechanical properties of the subsoil and the results of several works carried out on the subject.
- The results obtained invite to be emulated in other study cases, especially in those with uncertainty in the configuration of the pore pressure of the subsoil (as in exploratory wells).
- The methodology does not rule out the conventional technique of determining clay points with the GR register. On the contrary, it enriches it, giving it sustenance and becoming a complement when what we have to date is insufficient.
- This methodology is susceptible to be integrated into the other methods of pore pressure prediction, to improve the interpretations made by the drilling and termination design engineer.



Los YCNF representan un porcentaje importante de la producción base a nivel mundial  
 / NFCRs account for a significant percentage of global base production

# Metodología para determinar el tipo de Yacimiento Naturalmente Fracturado, a partir de datos petrofísicos y dinámicos

Autores/Authors: Lauro Jesús Vargas Muñoz, J. Mateo Amador Hernandez y María del Carmen Muñoz Ruiz (Pemex PEP)

Uno de los puntos esenciales del estudio de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (YCNF) es la interacción del flujo entre las fracturas y la matriz. Esta dinámica debe ser clasificada con base en los efectos positivos que el sistema de fracturas provee sobre la calidad del yacimiento (Figura 1).

- **Tipo 1.** Las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria. Habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción iniciales altos, pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.
- **Tipo 2.** Pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos para una matriz de baja permeabilidad, pero presentar dificultades durante la recuperación secundaria (si la comunicación entre la fractura y la matriz es pobre).
- **Tipo 3.** Habitualmente más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos buenos. Pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria. Poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz, pero a veces se encuentran compartimentalizados; esto hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.
- **Tipo 4.** La permeabilidad se graficaría próxima al origen, ya que la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa.

## Methodology to determine the type of Naturally Fractured Reservoir, from petrophysical and dynamic data

One of the key points of the study of Naturally Fractured Carbonate Reservoirs (NFCRs) is the interaction of the flow between the fractures and the matrix. This dynamic must be classified based on the positive effects that the fracture system provides on the quality of the reservoir (Figure 1).

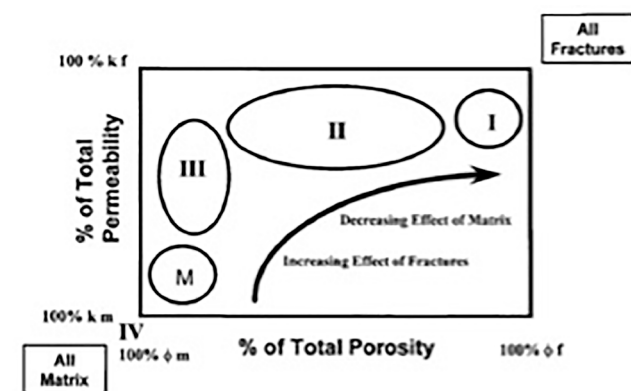
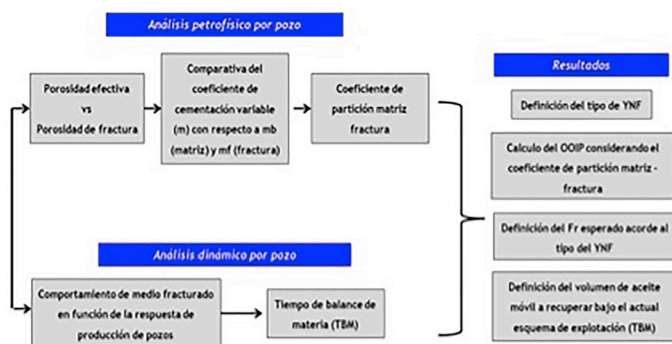


Figura 1. Porcentaje poroso vs. porcentaje de permeabilidad del yacimiento  
 Figure 1. Porous percentage vs. reservoir permeability percentage

## Flujo de trabajo



**Figura 2.** Flujo de trabajo propuesto.  
**Figure 2.** Proposed workflow.

La ventaja de esta clasificación (metodología de Nelson) es que describe los parámetros del sistema de fracturas que son importantes para un yacimiento en particular. Esto permite la predicción de los posibles problemas de producción que pudiesen ocurrir durante la explotación.

Otra clasificación es la de Roberto Aguilera, la cual se caracteriza por la definición del porcentaje de porosidad en matriz y en fracturas:

- **Tipo A.** Alta capacidad de almacenamiento en matriz y baja capacidad de almacenamiento en fractura.
- **Tipo B.** Matriz y fractura tienen igual capacidad de almacenamiento.
- **Tipo C.** Todo el almacenaje se encuentra en el medio fracturado.

### Metodología

#### - Premisas

- o El yacimiento de interés debe ser naturalmente fracturado.
- o Contar con el registro geofísico de resistividad con el cual se haya identificado el contacto agua aceite original
- o Tener el coeficiente de cementación variable del área de interés del yacimiento.
- o Contar con la historia de producción acumulada por pozo

### Datos de entrada

1. Definición de tipo de YNF por análisis petrofísico:
  - Tipo de yacimiento
  - Profundidad (md)
  - Resistividad total (ohms-m)
  - Porosidad total (%)
  - Porosidad efectiva (%)
  - Coeficiente de Cementación Variable (m) para cada dato de profundidad del espesor de interés

2. Definición de tipo de YNF por análisis dinámico:

- **Type 1.** Fractures provide both primary porosity and primary permeability. They usually have large drainage areas per well and require fewer wells for development. These reservoirs show high initial production regimes but are also subject to rapid declines in production, early outbreaks of water, and difficulties in determining reserves.
- **Type 2.** These may have surprisingly good initial production regimes for a low permeability matrix, but show difficulties during secondary recovery (if communication between fracture and matrix is poor).
- **Type 3.** Usually more continuous and have sustained production regimes. They may exhibit complex relationships of directional permeability, generating difficulties during the secondary recovery phase. They have impressive matrix qualities, but are sometimes compartmentalized; this makes their performance lower than initial producibility estimates and the effectiveness of the secondary recovery phase fluctuates within the same field.
- **Type 4.** The permeability would be plotted close to the origin since the contribution of fractures to permeability in these reservoirs is negative.

The advantage of this classification (Nelson methodology) is that it describes the parameters of the fracture system that are important for a particular reservoir. This allows the prediction of possible production problems that may occur during exploitation.

Another classification is that of Roberto Aguilera, which is characterized by the definition of the percentage of porosity in matrix and fractures:

- **Type A.** High storage capacity in the matrix and low storage capacity in the fracture.
- **Type B.** Matrix and fracture have equal storage capacity.
- **Type C.** All storage is in fractured media.

### Methodology

#### - Premises

- o The site of interest must be naturally fractured.
- o Have the geophysical resistivity record with which the original oil-water contact has been identified.
- o Have the variable cementation coefficient of the reservoir's area of interest.
- o Have a history of accumulated production per well.

### Input data

1. Definition of NFR type by petrophysical analysis:
  - Reservoir Type
  - Depth (MD)
  - Total resistivity (ohms-m)
  - Total porosity (%)
  - Effective porosity (%)
  - Variable Cementation Coefficient (m) for each depth data of the thickness of interest





- Historia de producción de aceite y producción acumulada, a nivel campo y por pozo
- Historia de pozos operando
- Caracterización dinámica

### Aplicación

1. Definición del tipo de YNF aplicando análisis petrofísico: Siguiendo el flujo de trabajo propuesto (Figura 2), los datos de entrada requeridos y aplicando las ecuaciones de Pirson y Roberto Aguilera, se calcula lo siguiente:

- Índice de fracturamiento  $\rightarrow FII = \Phi m$
- Porosidad de fractura  $\rightarrow \Phi f = (\Phi m + 1 FII)(FII - 1)$
- Coeficiente de partición matriz-fractura  $\rightarrow v = \Phi m + 1$

Según Roberto Aguilera

- Porosidad de fractura  $\rightarrow \Phi 2 = v \Phi$
- Coeficiente de partición matriz-fractura  $\rightarrow v = \Phi 2 / \Phi$

2. Definición del tipo de YNF aplicando análisis dinámico:

El siguiente paso es aplicar la metodología de Nelson; consiste en graficar el porcentaje de producción acumulada de aceite versus el porcentaje de número de pozos operando, teniendo la siguiente clasificación:

Tipo I:

- Fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria
- Poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo
- Muestran regímenes de producción iniciales altos. También están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas
- Las fracturas proveen tanto elementos de porosidad como elementos de permeabilidad
- Coeficiente de Impacto de Fractura (CIF) mayor a 0.59

Tipo II:

- Tienen regímenes de producción iniciales buenos, para una matriz de baja permeabilidad
- Pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre
- Poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz, y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad
- Coeficiente de Impacto de Fractura (CIF) = 0.50 – 0.59

Tipo III:

- Poseen regímenes de producción sostenidos. Pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria
- Poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas
- Las fracturas proveen permeabilidad adicional
- Coeficiente de Impacto de Fractura (CIF) = 0.30-0.50

Tipo IV:

- Aporte de matriz, principalmente
- Algunos yacimientos se encuentran en zonas compartimentalizadas
- Baja/nula contribución de fracturas
- Algunas fracturas actúan como barrera al flujo
- Coeficiente de Impacto de Fractura (CIF) = 0 - 0.30

### Resultados

- Comparativa del coeficiente de cementación variable
- Análisis desarrollado por el método (Logaritmo de Rasmus)
- El valor de m para la zona de yacimiento es de 2.2; esto indica

Tabla 1 Características Generales del campo A

Características Campo A	
Tipo de fluido	aceite negro
Inicio de explotación	nov-12
Numero de pozos productores	4
Edad productora	Cretácico superior
Observaciones	Deposiciones de asfaltenos/ no presenta producción de agua

Tabla 1. Características generales del Campo A  
Table 1. General characteristics of Field A

2. Definition of NFR type by dynamic analysis:

- History of oil and cumulative production, at field level and by well
- History of operating wells
- Dynamic Characterization

### Application

1. Definition of the NFR type applying petrophysical analysis:

Following the suggested workflow (Figure 2), the required input data and applying the equations of Pirson and Roberto Aguilera, the following is calculated:

- Fracture Index  $g FII = \phi m$
- Fracture porosity  $g \phi f = (\phi m + 1 FII)(FII - 1)$
- Partition coefficient matrix-fracture  $g v = \phi m + 1$

According to Roberto Aguilera

- Fracture porosity  $g \phi 2 = v \phi$
- Partition coefficient matrix-fracture  $g v = \phi 2 / \phi$

2. Definition of the NFR type applying dynamic analysis:

The next step is to apply Nelson's methodology; it consists of graphing the percentage of accumulated oil production versus the percentage of the number of operating wells, having the following classification:

Type I:

- Fractures provide both primary porosity and primary permeability
- Have large drainage areas per well and require fewer wells for development
- Show high initial production regimes. They are also subject to rapid declines in production, early bursting of water and difficulties in determining reserves
- Fractures provide both porosity and permeability elements
- Fracture Impact Coefficient (FIC) greater than 0.59

Type II:

- Have good initial production regimes, for a low permeability matrix
- May show difficulties during secondary recovery, if the communication between the fracture and the matrix is poor
- Low porosity and low matrix permeability, and fractures provide the permeability essential for productivity
- Fracture Impact Coefficient (CIF) = 0.50 - 0.59

Type III:

- They have sustained production regimes. They can exhibit complex relations of directional permeability, generating difficulties during the secondary recovery phase.
- They have high porosity and can produce without fractures.
- Fractures provide additional permeability
- Fracture Impact Coefficient (CIF) = 0.30-0.50

que el medio poroso de matriz es el que más influye en la producción de hidrocarburos. Los valores de m fractura fueron calculados solo en las zonas donde se identificaron fracturas acordes al registro de imágenes.

### Resultados de evaluación petrofísica:

- Tipo de YNF en función del valor de m:  $m_f = 1.3$  ( $m = 2.2$ )  $m_b = 2.2$ .
  - Tipo de YNF en función del valor de la  $\Phi_2$  y  $\Phi_b$ :  $\Phi_2 = 0.34\% < \Phi_b = 7.31\%$
1. Acorde a los valores antes mencionados, y tomando en consideración la metodología de Aguilera, el yacimiento corresponde a un Tipo A, donde la matriz tiene un alto almacenamiento y las fracturas un bajo almacenamiento.
  2. Cálculo del volumen original, considerando el coeficiente de partición matriz – fractura.
  3. Del análisis realizado, se consideró el coeficiente de cementación variable promedio de la zona del yacimiento. Esto para poder calcular el Petróleo Original (OOIP, por sus siglas en inglés) asociado a la matriz y a la fractura.

### Conclusiones

- A partir de datos de phi total y phi efectiva del registro geofísico, se identificó el tipo de yacimiento naturalmente fracturado (III), el cual se validó con el análisis dinámico de la producción acumulada por pozo.
- Se estimó el OOIP de manera volumétrica, considerando el coeficiente de partición matriz-fractura; el 96% del volumen está en la matriz.
- El medio poroso de matriz es el que prevalece en este tipo de yacimientos. Por tal razón, la productividad de los pozos es de media a baja; se necesita evaluar la factibilidad de intervenciones que incrementen la permeabilidad del sistema, así como recuperar el aceite almacenado en la matriz y así incrementar la productividad del campo (fracturamiento).
- Se identificó el volumen a recuperar relacionado al esquema de explotación actual del campo; el cual es 1 MMb.
- El factor de recuperación actual de aceite es de 3.7%; se considera bajo. Es importante validar el área del yacimiento y tomar muestras PVT (presión-volumen-temperatura) para tener las propiedades del fluido producido y disminuir la incertidumbre en análisis de yacimiento, ya que el OOIP oficial parece sobreestimado.
- Realizar un análisis de vaciamiento y de balance de materia para validar el OOIP calculado volumétricamente.

**Tabla 2. Datos de entrada para análisis**  
Table 2. Input data for analysis

Datos de yacimientos (Aceite)		Datos estáticos	
Parámetro		Parámetro	
A Area (acres)	452.1868	Edad productora	KS
h espesor (ft)	321.538	Contacto original de agua (mwbmm)	3176
Porosidad efectiva (fracción)	0.062	m (coeficiente de cementación de matriz)	2.2
Swi(fracción)	0.1	m (coeficiente de cementación de fractura)	1.37
Bol ( $m^3/m^3$ )	1.398	Coefficiente de partición matriz fractura	0.039
* API	22		



### Type IV:

- Matrix contribution, mainly
- Some sites are in compartmentalized areas
- Low/no contribution from fractures
- Some fractures act as a barrier to the flow
- Fracture Impact Coefficient (CIF) = 0 - 0.30

### Results

- Comparison of variable cementation coefficient
- The analysis developed by the method (Rasmus Logarithm)
- The value of m for the reservoir zone is 2.2; indicating that the porous matrix medium is the most influential in hydrocarbon production. Fracture values were calculated only in areas where fractures were identified according to the image record.

### Petrophysical evaluation results:

- NFR Type as a function of the value of m:  $m_f = 1.3$  ( $m = 2.2$ )  $m_b = 2.2$ .
- NFR Type as a function of the value of  $\Phi_2$  and  $\Phi_b$ :  $\Phi_2 = 0.34\% < \Phi_b = 7.31\%$

1. According to the above-mentioned values, and taking into consideration the Aguilera methodology, the reservoir is Type A, where the matrix has high storage and fractures a low storage.
2. Calculation of the original volume, considering the matrix-fracture partition coefficient.
3. From the performed analysis, the average variable cementation coefficient of the reservoir zone was considered. This to calculate the Original Oil in Place (OOIP) associated with the matrix and fracture.

### Conclusions

- The type of naturally fractured reservoir (III) was identified from total and effective phi data in the geophysical record and validated by dynamic analysis of the accumulated production per well.
- The OOIP was estimated volumetrically, considering the matrix-fracture partition coefficient; 96% of the volume is in the matrix.
- The porous matrix medium is the one that prevails in this type of reservoirs. For this reason, well productivity is medium to low; it is necessary to evaluate the feasibility of interventions that increase the permeability of the system, as well as to recover the oil stored in the matrix and thus increase the productivity of the field (fracture).
- The volume to recover related to the current exploitation scheme of the field was identified, which is 1 MMb.
- The current oil recovery factor is 3.7%; it is considered low. It is important to validate the reservoir area and take PVT (pressure-volume-temperature) samples to obtain the properties of the produced fluid and decrease the uncertainty in reservoir analysis, since the official OOIP seems overestimated.
- Perform a material balance and void analysis to validate the volumetrically calculated OOIP.



• La estimulación de pozos mejora la productividad de los mismos.  
/ Oil field stimulation for better productivity.

# Determinación del daño mediante el análisis nodal y diseño de tratamiento a la formación

Autores/Authors: Roberto Velázquez Díaz, Guillermo Gutiérrez Murillo y Jaime Hernández Pérez (Pemex)

## Damage determination through nodal analysis and treatment design for formation

*Definir el daño producido al pozo, mediante análisis nodal, es el objetivo principal de este trabajo. Además, se intentó proponer un tratamiento a la formación para remoción del mismo.*

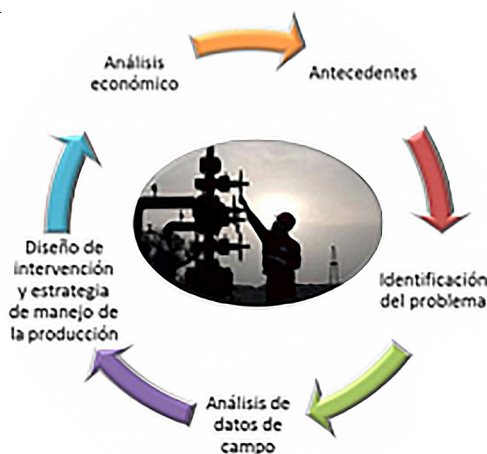
*Defining the damage produced to the well, by means of nodal analysis, is the main objective of this paper. In addition, an attempt was made to propose a treatment to the formation to remove it.*

### Metodología

- **Datos.** Se recabó toda la información del pozo: estado mecánico, historia de producción, presión; aforos, tratamientos previos, comportamiento del campo; información litológica, registros, muestras, pruebas de laboratorio, análisis PVT, propiedades de los fluidos.
- **Potencial del pozo e identificación de daño.** Con los datos filtrados y analizados, se determinó el potencial del pozo mediante un análisis nodal y se cuantificó el daño.
- **Técnica de estimulación.** Con el daño cuantificado se tomaron muestras del pozo en la superficie. Se realizaron análisis de laboratorio y pruebas de compatibilidad para la selección de productos del tratamiento a la formación.

Se determinó que el pozo tenía un daño de 37 con 1988 bd de aceite. Posterior a la ejecución del tratamiento a la formación y remoción del daño, se llevó a 0.9; se obtuvo un ganancial de 571 bd, quedando con 2549 bd de aceite e incrementando su pwf en un 15%. Además, reduciendo el bloqueo por gas dentro del pozo, ya que la presión de yacimiento se encontraba cerca de la presión de burbuja ( $P_{yac} = 345 \text{ kg/cm}^2$ ,  $P_b = 337 \text{ kg/cm}^2$ ).

La estimulación de pozos concierne al mejoramiento de la productividad del mismo y es uno de los desarrollos tecnológicos más



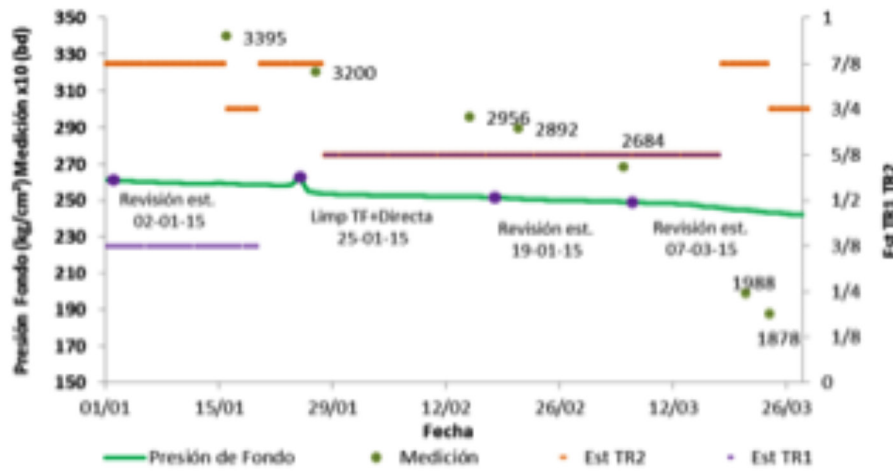
### Methodology

- **Data.** All well information was collected: mechanical conditions, production history, pressure; gauging, pre-treatment, field performance; lithology information, logs, samples, laboratory tests, PVT analysis, fluid properties.
- **Well potential and damage identification.** With the data filtered and analyzed, well potential was determined through nodal analysis and the damage was quantified.
- **Stimulation Technique.** With the damage quantified, samples were taken from the well at the surface. Laboratory analysis and compatibility tests were performed for the selection of products from the treatment to the formation.

It was determined that the well had damage of 37 with 1988 bd of oil. After the execution of the formation treatment and damage removal, it was brought to 0.9; a profit of 571 bd was obtained, leaving 2549 bd of oil and increasing its pwf by 15%. Also reducing the gas blockage inside the well, since the reservoir pressure was close to the bubble pressure ( $P_{yac} = 345 \text{ kg/cm}^2$ ,  $P_b = 337 \text{ kg/cm}^2$ ).

Well stimulation concerns the improvement of well productivity and is one of the most important technological developments for the oil industry. Almost all producing wells have been submitted to these procedures, and many of them are profitable thanks to the performance obtained.





**Figura 1.** Comportamiento de presión de fondo, mediciones e intervenciones.

*Figure 1.* Bottom-hole pressure behavior, measurements and interventions.

## Background

The latest measurements and downhole pressures show a rapid decline in the reservoir. Also, the interventions carried out have not shown an increase in production.

## Problem Identification

The well pressure profile was adjusted to three periods with four to nine-month intervals in between. At time 1: the well profile adjustment was performed with downhole pressure flowing at a sensor depth of 383 kg/cm<sup>2</sup> and, as a result, an IP= 15.3 bdp/psi.

Data for adjustment 1:  
 Pwf sensor = 383 kg/cm<sup>2</sup>  
 Pth = 149 kg/cm<sup>2</sup>  
 PD = 239 kg/cm<sup>2</sup>  
 IP = 5442/355 = 15.3 bpd/psi  
 RGA = 398 m<sup>3</sup>/m

## Field Data

The analysis of the data obtained from the surface oil samples was carried out. Figure 2 shows the percentage by weight of asphaltenes and paraffins. According to Figure 1, as time goes by, the percentage of asphaltenes is drastically reduced. A recycler can be a useful tool in the design of new pavement, as it allows the pavement to be constructed more stably.

importantes para la industria petrolera. Tal es su importancia que casi todos los pozos productores han sido sometidos a estos procedimientos, y muchos de ellos son rentables gracias al rendimiento obtenido.

## Antecedentes

Las últimas mediciones y presiones de fondo del pozo muestran una rápida declinación del yacimiento. Asimismo, las intervenciones realizadas no han mostrado incremento de producción.

## Identificación del problema

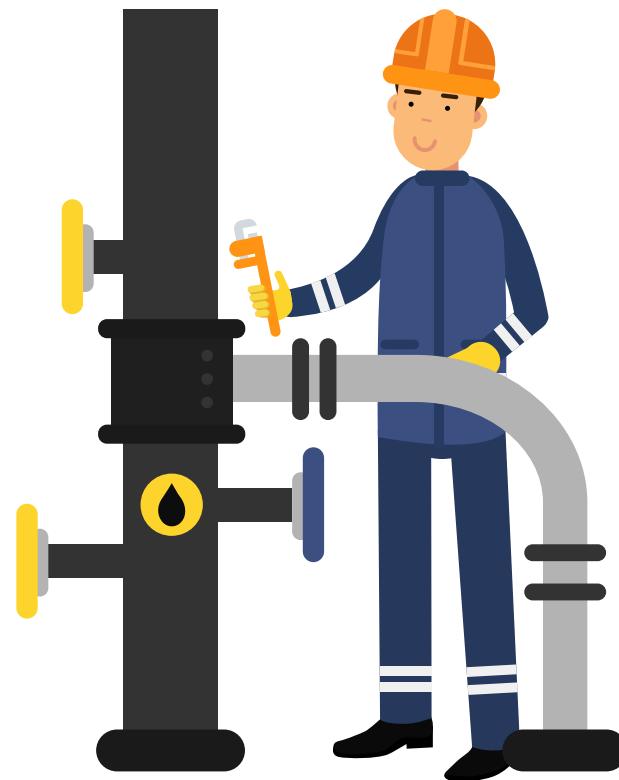
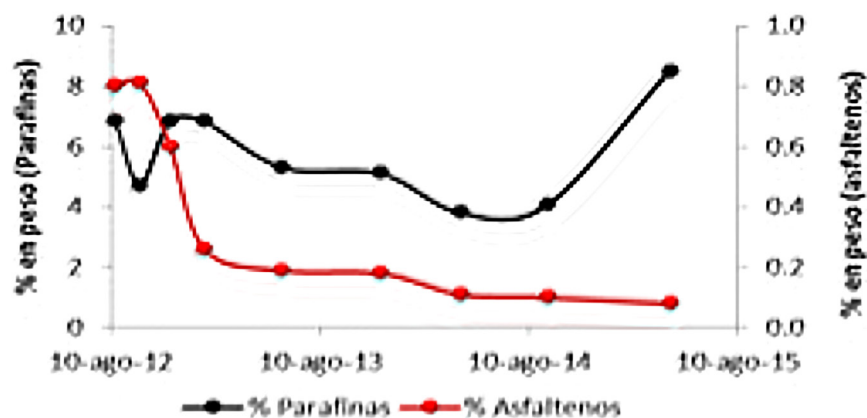
Se realizó el ajuste del perfil de presión del pozo a tres periodos con intervalos de cuatro a nueve meses entre cada uno de ellos. Al tiempo 1: el ajuste del perfil del pozo se realizó con presión de fondo fluyendo a profundidad del sensor de 383 kg/cm<sup>2</sup> y, como resultado, un IP= 15.3 bdp/psi.

Datos para el ajuste 1:  
 Pwf sensor = 383 kg/cm<sup>2</sup>  
 Pth = 149 kg/cm<sup>2</sup>  
 DP = 239 kg/cm<sup>2</sup>  
 IP = 5442/355 = 15.3 bpd/psi  
 RGA = 398 m<sup>3</sup>/m



**Figura 2.** Gráfico con porcentajes en peso de asfaltenos y parafinas

Figure 2. Graph with percentages of asphaltenes and paraffin by weight



### Datos de Campo

Se realizó el análisis de los datos obtenidos de las muestras superficiales de aceite. En la Figura 2, se muestra gráficamente el porcentaje en peso de asfaltenos y parafinas. De acuerdo a la Figura 1, se observa que conforme pasa el tiempo, el porcentaje de asfaltenos se reduce drásticamente. Lo anterior es un indicativo de que los componentes orgánicos se están depositando dentro del yacimiento sin posibilidad de alzarse a la superficie.

Para completar el análisis, se realizó el gráfico de la envolvente de asfaltenos encontrada en el PVT representativo del campo y se comparó con el perfil de presión-temperatura del pozo. Con esto, se identificó que la zona de deposición de asfaltenos se encuentra a nivel del medio poroso. Con el ajuste nodal con daño de 37 podría confirmarse que de realizar un tratamiento a la formación se podría aumentar la productividad del mismo.

### Diseño de Intervención

Con los antecedentes de la deposición de asfaltenos en el fondo del pozo, se realizó el ajuste del modelo con la finalidad de simular la remoción del daño mediante un tratamiento a la formación. Con los resultados de la simulación, se puede decir que de realizar un tratamiento a la formación de forma exitosa, se obtendría un incremental de producción de entre 300 y 600 bd.

### Manejo de la Producción

Para garantizar que la producción incremental que se obtuviera como resultado de la estimulación llegase a batería, se completó la sensibilidad en el modelo de red superficial a fin de conocer la capacidad de transporte. En dicha simulación, se introdujo un incremental a su máximo potencial; es decir, a 600 bd. Los resultados de la simulación arrojaron que a la llegada a batería solo se reflejaría un incremental de 556 bd. Es decir, de los 600 bd de incremental, solo el 93% de estos llegaría a su destino final.

### Análisis Económico

Se realizó el análisis económico con incremental de 600 bd, y con el costo de la intervención que rondaba los 2.82 millones de pesos. Como resultado, se puede observar que la intervención, en este caso estimulación a la formación, es altamente rentable, aún después de impuestos; el periodo de recuperación de la inversión es de 24 días.



To complete the analysis, the asphaltene found in the field's representative PVT was plotted and compared to the pressure-temperature profile of the well. With this, the asphaltene deposition zone is at the level of the porous medium. With the nodal adjustment with damage of 37 it could be confirmed that the productivity of the formation could be increased through a treatment to the formation.

### Intervention Design

With the background of the asphaltene deposition at the bottom of the well, the model was adjusted to simulate the removal of the damage through treatment to the formation. With the results of the simulation, it can be seen that if a treatment to the formation is successfully carried out, an incremental production of between 300 and 600 bd would be obtained.

### Production Management

To ensure that the incremental output obtained as a result of the stimulation would reach battery power, the sensitivity in the surface network model was completed to know the transport capacity. In this simulation, an incremental to its maximum potential, i.e. 600 bd, was introduced. The results of the simulation showed that only an incremental of 556 bd would be reflected. That is to say, of the 600 bd of incremental, only 93% would get to their final destination.

### Economic Analysis

The economic analysis was carried out with an incremental of 600 bd, and with the cost of the intervention being around 2.82 million pesos. As a result, the intervention, in this case training stimulation, is highly profitable, even after taxes; the investment recovery period is 24 days.

#### Results

The stimulation was carried out as planned and an incremental of 561 bd was obtained. The nodal adjustment was applied to know the new values of well productivity and damage reduction. According to the data from the well measurement and the real-time bottom sensor, the nodal adjustment was achieved to evaluate the new damage and well productivity index, resulting in a damage of 0.9 and

## Resultados

Se realizó la estimulación de acuerdo a lo planeado y se obtuvo un incremental de 561 bd. Se aplicó el ajuste nodal para conocer los nuevos valores de productividad del pozo y la reducción del daño. De acuerdo a los datos de la medición del pozo y el sensor de fondo en tiempo real, se logró el ajuste nodal para evaluar el nuevo daño e índice de productividad del pozo, dando como resultado un daño de 0.9 y un  $IP = 14.9$  bd/psi. Con estos resultados se puede decir que la intervención fue exitosa.

## Conclusiones

Es acertado decir que el tratamiento de estimulación analizado en el presente estudio fue exitoso. Principalmente por la reducción del daño a la formación de 37 a 0.9, el cual se evidencia con el incremento de la producción de 1988 bd a 2549 bd; un ganancial de 561 bd. Es posible que en un determinado tiempo, el pozo vuelva a presentar problemas similares por su tendencia a presentar material orgánico. Un tratamiento similar solucionará el problema pero no con la misma eficiencia.

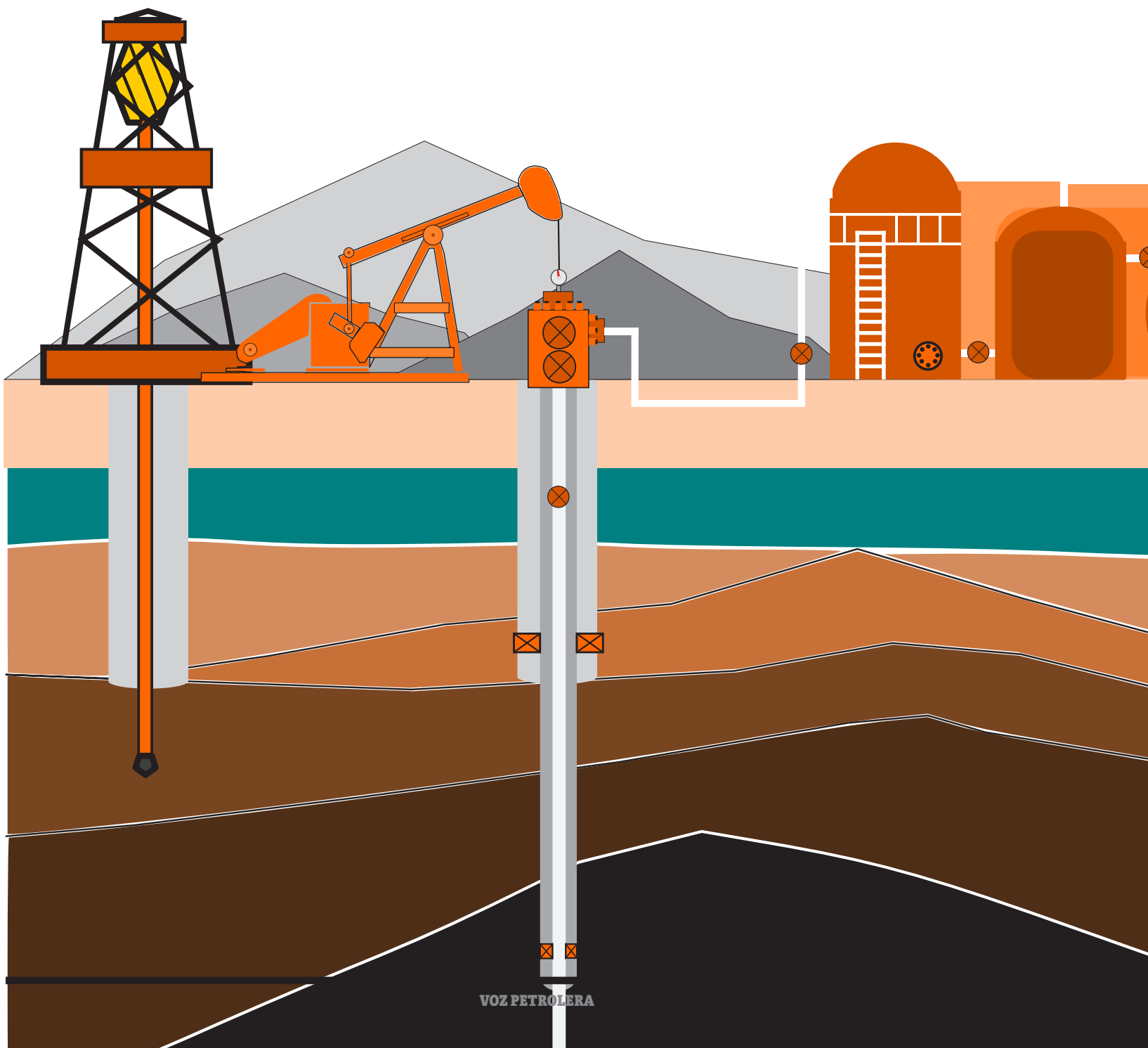
Los avances tecnológicos son consecuencia de la investigación que se lleva a cabo día a día; sin embargo, los conocimientos sobre estimulación de pozos aún no han sido desarrollados al 100%. Entonces, la aplicación del conocimiento actual para optimizar técnica y económicamente los diseños de los tratamientos a la formación puede ser incierta y, como consecuencia, presentar resultados no deseados. Por ello, la investigación en tratamientos a la formación continuará por tiempo indefinido.

an  $IP = 14.9$  bd/psi. With this outcome, the intervention was successful.

## Conclusions

It is fair to say that the stimulation treatment analyzed in this study was successful. Mainly by reducing formation damage from 37 to 0.9, which is evidenced by the increase in production from 1988 bd to 2549 bd; a gain of 561 bd. It is likely for the well to show similar problems in a given time, due to its tendency to present organic material. A similar treatment will solve the problem but not with the same efficiency.

Technological advances are the result of day-to-day research; however, knowledge about well stimulation is not yet 100% developed. Therefore, the application of current knowledge to technically and economically optimize treatment designs to the formation may be uncertain and, as a consequence, show undesirable results. For this reason, research into formation treatments will continue indefinitely.



◆ Es un reto importante lograr la explotación de este tipo de yacimientos  
/ It is a major challenge to achieve the exploitation of these types of reservoirs

# Detección de acumulaciones de gas en yacimientos fracturados, altamente complejos

## *Detection of gas accumulations in highly complex fractured fields*

Autores / Authors: Anel Margarita Olmos Montoya, Jaime Castañeda Andrade y Jorge Ricardez González (Pemex)

*El presente trabajo está referido a la aplicación y nuevo enfoque de la metodología propuesta por el Dr. Heber Cinco Ley, en la que se relacionan variables como la presión de fondo fluyendo, la relación de solubilidad y la relación gas-aceite. Lo anterior, a través de gráficos especializados que permiten la identificación cualitativa de permeabilidad vertical en los pozos con producción. Asimismo, con un análisis dinámico detallado a nivel de pozo, es posible ubicar acumulaciones parciales de gas en yacimientos naturalmente fracturados altamente complejos.*

*The present paper refers to the application and new approach of the methodology proposed by Dr. Heber Cinco Ley, in which variables such as the flowing background pressure, the solubility ratio and the gas-oil ratio are related. This through specialized graphs that allow the qualitative identification of vertical permeability in the wells with production. Likewise, with a detailed dynamic analysis at well level, it is possible to locate partial gas accumulations in highly complex naturally fractured reservoirs.*



**E**l caso de estudio es un campo del sureste mexicano que produce aceite ligero en etapa de saturación con una extensión de 73 km<sup>2</sup> y 115 pozos perforados que han estado sometidos a recuperación primaria y secundaria. Con más de 30 años de explotación, el campo está comprendido por un anticlinal cortado por sistemas de fallas normales e inversas que delimitan la zona en bloques hidráulicamente conectados; en la zona sur, las formaciones Jurásico Superior Kimmeridgiano y Jurásico Superior Tithoniano están constituidas principalmente por dolomías. Por otra parte, en la zona norte, a nivel de la formación Jurásico Superior Tithoniano, se presentan dolomías con intercalaciones de caliza; los espesores van desde 700-1000 m, mientras que en la zona sur van desde 60-600 m.

Debido a la alternancia de zonas densas y zonas porosas en las formaciones carbonatadas, se han observado acumulaciones de fluidos independientes. Excepto en una zona entre las formaciones Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Superior Kimmeridgiano, donde existe comunicación limitada. Debido a las características particulares de este tipo de yacimientos, es un gran reto ubicar algún casquete secundario de gas hidrocarburo que resulte atractivo para su explotación.

### Antecedentes

El campo ha estado sometido a inyección de Nitrógeno (N<sub>2</sub>), cuyo objetivo principal fue mantener la presión del yacimiento y controlar el avance natural del acuífero asociado. Sin embargo, inicialmente se efectuó una prueba piloto en la zona norte del campo, inyectando gas dulce –de septiembre del 2003 a abril de 2005— acumulando 8.43 MMMpc de gas. Posteriormente, se realizó una prueba piloto en la zona sur, inyectando gas amargo de abril de 2005 a noviembre de 2007, acumulando un volumen inyectado de 41.07 MMMpc de gas (Figura 1).

La inyección de nitrógeno inició el 7 de diciembre de 2007, con un gasto promedio de 90 MMpcd. Después de ocho años de inyección de N<sub>2</sub> al yacimiento, se suspendió el 18 de febrero de 2015, acumulando un volumen inyectado de 158.24 MMMpc. Derivado de la canalización del N<sub>2</sub> hacia los pozos productores, a partir de junio de 2008 fue necesario reinyectar

**T**he case study is a field in southeastern Mexico that produces light oil in the saturation stage, with an extension of 73 km<sup>2</sup> and 115 drilled wells that have been submitted to primary and secondary recovery. With over 30 years of exploitation, the field is comprised of an anticlinal cut by normal and inverse fault systems that define the area in hydraulically connected blocks; in the southern zone, the Upper Jurassic Kimmeridgian and Upper Jurassic Tithonian formations are mainly made up of dolostones. The northern zone of the Upper Jurassic Tithonian formation is made up of dolostones with limestone interlays, with a thicknesses ranging from 700-1000 m, while in the southern zone it ranges from 60-600 m.

Due to the alternation of dense and porous zones in the carbonate formations, independent fluid accumulations have been noted; with the exception of an area between the Upper Jurassic Tithonian and Upper Jurassic Kimmeridgian formations where there is limited communication. Given the particular characteristics of this type of reservoir, it is a great challenge to locate a secondary hydrocarbon gas cap that is suitable for exploitation.

### Background

The field has been subjected to nitrogen (N<sub>2</sub>) injection, with the objective of maintaining the pressure of the reservoir and control the natural advance of the associated aquifer. However, initially a pilot test was carried out in the northern zone of the field, injecting fresh gas –from September 2003 to April 2005— accumulating 8.43 MMcf of gas. Subsequently, a pilot test was conducted in the southern zone, injecting sour gas from April 2005 to November 2007, accumulating an injected volume of 41.07 MMcf of gas (Figure 1).

Nitrogen injection began on December 7, 2007, with an average expenditure of 90 million cubic feet per day. After eight years of N<sub>2</sub> injection into the reservoir, it was ceased on February 18, 2015, with an accumulated injected volume of 158.24 billions of cubic feet. Derived from the channeling of the N<sub>2</sub> to the producing wells, since June 2008 it was necessary to reinject the bitter gas contaminated with nitrogen produced in the southern zone of the field, seeking a double goal, maintaining the energy of the field and complying with the quality of the gas sent to the Processing Complex Gas de Cactus. From January 2017 the injection of bitter gas contaminated with nitrogen into the southern zone was suspended, accumulating an injected volume of 109.67 billion cubic feet.

### Theoretical Basis

Derived from the various exploitation mechanisms to which the field has been exposed, the distribution of dissolved gas released and injected is irregularly

el gas amargo contaminado con nitrógeno producido en la zona sur del campo. Con esto, se buscaba un doble objetivo: mantener la energía del yacimiento y cumplir con la calidad del gas enviado al Complejo Procesador de Gas de Cactus. A partir de enero de 2017, se suspende la inyección de gas amargo contaminado con nitrógeno en la zona sur, acumulando un volumen inyectado de 109.67 MMMpc.

### Base Teórica

Derivado de los diversos mecanismos de explotación a los cuales ha estado sometido el campo, la distribución del gas disuelto liberado y el inyectado está conformado de forma irregular a lo largo de la estructura. Por ello, es necesario identificar en qué condiciones se puede presentar la segregación de gas en el yacimiento y en qué condiciones este fenómeno no ocurre.

Si la presión en el yacimiento cae por debajo de la presión de saturación, el gas disuelto liberado se segrega formando una acumulación de gas; si los pozos productores e inyectores se encuentran en las partes altas de la estructura y si se cuenta con buena permeabilidad vertical.

### Análisis de Resultados

#### • Zona Norte:

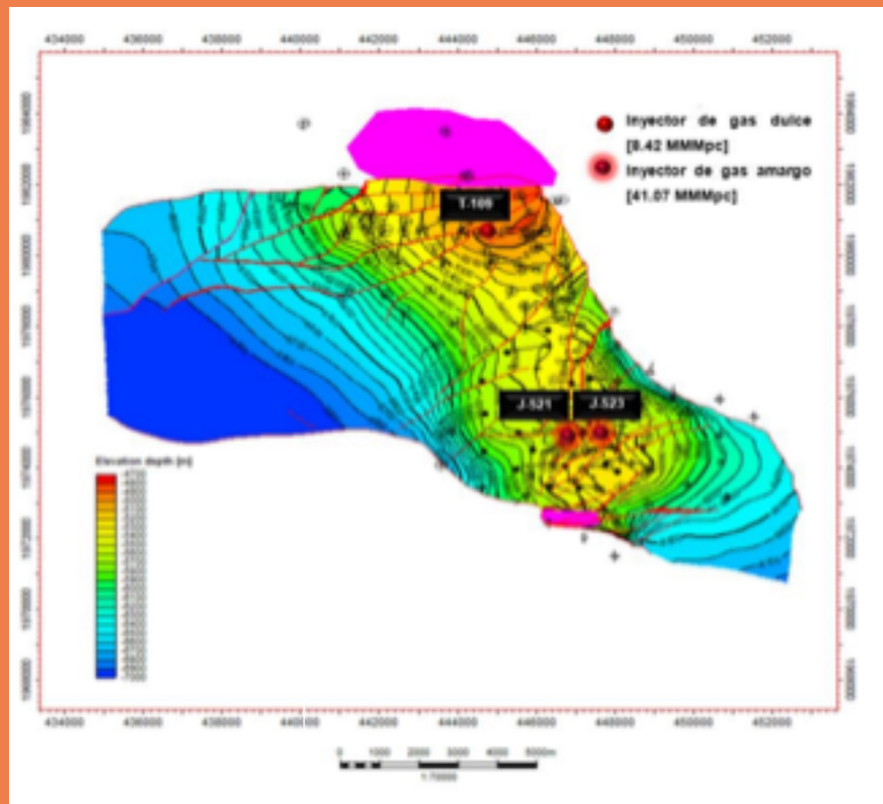
En esta zona, la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano está constituida principalmente por dolomías, el 98% de los pozos son productores en ésta. En la formación Jurásico Superior Tithoniano se presentan dolomías con intercalaciones de caliza, lo que ocasiona que a este nivel se tenga baja permeabilidad.

Derivado del proceso de inyección de gases, se cerraron pozos productores en esta zona; los fluidos presentan efectos de segregación gravitacional. Derivado de lo anterior, existe una acumulación de gas que los pozos más bajos estructuralmente no han drenado, debido a la condición de baja permeabilidad en la formación Jurásico Superior Tithoniano. La acumulación de gas se localiza en la cima de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano; esto ha sido cotejado, a su vez, mediante la revisión de registros de producción en los pozos ubicados en la parte más alta de la estructura.

Asimismo, se observó que los pozos que se alejan de las partes altas de la estructura no muestran evidencia de segregación de gas, debido a que el gas tiende a viajar a zonas de menor presión (intervalos disparados). El pozo T-446 mostró evidencia de segregación antes de la inyección de gases. Sin embargo, posteriormente, ese gas acumulado fue producido a consecuencia de un cambio de intervalo en la cima de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

**Figura 1.** Distribución de pozos en las pruebas piloto

*Figure 1.* Well distribution in pilot tests



shaped along with the structure. Therefore, it is necessary to identify under which conditions gas segregation can occur in the reservoir and under which conditions this phenomenon does not take place. If the pressure in the reservoir falls below the saturation pressure, the dissolved gas released is segregated forming a gas accumulation; whether the producing and injecting wells are at the top of the structure, and whether there is good vertical permeability.

#### • Zona Sur:

En esta zona, las formaciones Jurásico Superior Kimmeridgiano, Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico están constituidas principalmente por dolomías, por lo que se tienen pozos productores en estas formaciones. Derivado del proceso de inyección de gases, se cerraron pozos productores en esta zona. A pesar de ello, este gas ha sido producido, ya que ha viajado a zonas de menor presión, sin permitir que se presenten efectos de segregación gravitacional. Por otro lado, no se cuenta con evidencia de acumulaciones considerables de gas debido a que los pozos han mostrado que el gas asociado al aceite está siendo extraído.

#### Conclusiones

El campo en estudio posee una gran complejidad dinámica y estructural; está caracterizado como tipo II, según la clasificación de Nelson. Debido a estas características, el gas producido e inyectado se mueve a través de las fallas y fracturas, manifestándose siempre en las zonas de menor presión (intervalos disparados) antes de llegar a las partes altas estructuralmente. La zona del campo que observa acumulación de gas, es la región alta de la estructura en la cima de JSK; esto es debido a que en las formaciones de KI y JST ocurre un cambio de facies que no permiten acumulación de gas a esos niveles.

Después de la inyección de gases, hubo formación de otras acumulaciones parciales de gas; sin embargo, con el vaciamiento y ritmos de extracción, éstas se fueron "disipando". Se aplicó la metodología para detectar las zonas de acumulación de gas. A pesar de ello, debido a los resultados observados en este trabajo, se corrobora que la eficiencia de inyección de fluidos en este tipo de Yacimiento Naturalmente Fracturado es baja y que por esta condición es difícil que el gas se segregue. Una vez que las acumulaciones de gas han sido identificadas, es posible realizar estimaciones del volumen de gas almacenado y con ello se pueden replantear las estrategias de explotación futuras de los campos en estudio.

#### Result Analysis

##### • Northern Zone

In this area, the Upper Jurassic Kimmeridgian formation is mainly made up of dolostones, 98% of the wells are producers in this area. In the Upper Jurassic Tithonian formation, there are dolostones with limestone intercalations, which causes low permeability at this level.

Derived from the gas injection process, production wells were closed in this area, which, being in the highest part of the structure, the fluids present gravitational segregation effects. As a result, there is a gas accumulation that the lower wells structurally have not drained, due to the low permeability condition in the Upper Jurassic Tithonian formation. The gas accumulation is located at the top of the Kimmeridgian Upper Jurassic formation; this has been verified by checking production records in the wells located at the top of the structure.

Also, the wells that move away from the high parts of the structure do not show evidence of gas segregation, because the gas tends to travel to areas of lower pressure (triggered intervals). Well T-446 showed evidence of segregation prior to gas injection. However, this gas accumulation was caused by an interval change at the top of the Kimmeridgian Upper Jurassic formation.

##### • Southern Zone

In this area, the Upper Jurassic Kimmeridgian, Upper Jurassic Tithonian, and Cretaceous formations are mainly made up of dolostones, so there are producing wells in these formations. As a result of the gas injection process, production wells were closed in this area. However, this gas has been produced, as it has traveled to areas of lower pressure, avoiding gravitational segregation effects. Furthermore, there is no evidence of considerable accumulations of gas because the wells have shown that the gas associated with the oil is being extracted.

#### Conclusions

According to Nelson's classification, the field under study has a great dynamic and structural complexity and is characterized as type II. Due to these characteristics, the gas produced and injected moves through the faults and fractures always showing itself in the areas of lower pressure, before reaching the high parts of the structure. The zone of the field that observes gas accumulation in the upper region of the structure at the top of UJK; this is because in the KI and UJT formations a change in facies occurs that does not allow gas accumulation at those levels.

After gas injection, it was observed that other partial gas accumulations were formed, however; with draining and extraction rates, these were "dissipated". The methodology for detecting gas accumulation zones was applied. However, due to the results observed in this work, it is corroborated that the efficiency of fluid injection in this type of NFR is low and that, due to this condition, it is difficult for the gas to be segregated. Once the gas accumulations have been identified, it is possible to make calculations of the volume of gas stored and thus reconsider the future exploitation strategies of the fields under study.