

WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 38
Febrero 2020

PETROLERA



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

**Modelado de
cuencas y análisis
de física de rocas**

*Basin Modeling and
Rock Physics Analysis*

**Clasificación de
rocas generadoras**

*Classification of
Generating Rocks*



Programa Especial de Transición Energética

**Tecnología en
administración
de hidratos**

*Technology
in Hydrate
Management*

*Special Energy
Transition Program*

**Potenciales
reservas en
Jurásico**

*Potential
Reserves in
Jurassic*





Estimados Colegiados:
La transición energética es uno de los compromisos de nuestro gobierno con el mundo, y una de las convicciones de la presente administración. México tiene el compromiso de crear, con el paso de los años, un ambiente lo más sano posible, en el que las energías limpias y renovables jugarán un papel estelar.

La Transición Energética Soberana (TES) significa, para nuestro país, la estrategia que no sólo conducirá a la generación de energías limpias, sino que implicará un bien para la nación con el objetivo de fortalecer la soberanía. Éste es un punto ineludible que ya no nos podemos dar el lujo de perder de vista.

En este sentido, México tiene grandes ventajas frente a otras naciones. Por algo atrajo en los años recientes a muchas empresas del sector de energías renovables; su clima, su posición geográfica, la relevancia de su economía y, de manera especial, el capital humano en la industria, fueron un imán para estas compañías.

Es así como el país tiene una enorme capacidad competitiva, sobre todo por los profesionales con que contamos: ingenieros de primer nivel en las diferentes áreas que abarca nuestra profesión. En lo que respecta al gremio petrolero, un aspecto que hemos desarrollado en nuestras reuniones internas y tenemos en nuestra agenda desde hace años es, precisamente, el de la transición energética.

Orgullosamente podemos ofrecer a las autoridades toda la experiencia de nuestros agremiados, así como la información desarrollada gracias a los trabajos de investigación de los ingenieros petroleros. El acervo es muy amplio: año con año se publican estudios que contribuyen al conocimiento, el cual, igualmente, es implementado en las aulas. A su vez, éste se comparte con las siguientes generaciones que continúan con su enriquecimiento y retroalimentación.

Sigamos en la misma línea. El desarrollo de México también atraviesa la generación de energías alternativas que limpien el medio ambiente. Entre las muchas aportaciones que nuestro gremio ha dejado al país, y dejará siempre, se destacan los saberes orientados a un medio ambiente más sano, con visión de futuro.

En los próximos años, las energías renovables tendrán mucho que ver en el desarrollo del planeta. Nuestras autoridades ya han fijado las líneas generales de acción; los ingenieros petroleros tomamos el compromiso de desarrollar técnicas y conocimiento que hagan un México más limpio.

Dear Collegiate:
The energy transition is one of our government's commitments to the world and is also one of the convictions of the

present administration. Mexico is committed to creating, over the years, an environment as healthy as possible, in which clean and renewable energies will play a starring role.

The Sovereign Energy Transition (SET) means, for our country, the strategy that will not only lead to the generation of clean energies but will also imply a benefit for the nation to strengthen sovereignty. This is an inescapable point that we can no longer afford to leave aside.

In this sense, Mexico has great advantages over other nations. There is a reason why it has attracted many companies in the renewable energy sector in recent years; its climate, its geographical position, the relevance of its economy and, especially, the human capital in the industry, were a magnet for these companies.

This is how the country has an enormous competitive capacity, above all because of our professionals: top-level engineers. As regards the oil industry, one aspect that we have developed in our internal meetings and have had on our agenda for years is, precisely, that of the energy transition.

We can proudly offer the authorities all the experience of our members, as well as the information developed thanks to the research work of the oil engineers. The collection is very broad: year after year, studies are published that contribute to knowledge, which is also implemented in the classrooms. In turn, this is shared with the following generations who continue to enrich and provide feedback.

Let us continue in the same line. Mexico's development also goes through the generation of alternative energies that clean the environment. Among the many contributions that our guild has left to the country we highlight the knowledge-oriented to a healthier environment, with a vision of the future.

In the coming years, renewable energies will have a lot to do with the planet's development. Our authorities have already set the general lines of action; we, the oil engineers, are committed to developing techniques and knowledge that will lead to a cleaner Mexico.

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 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

Programa Especial de Transición Energética, la estrategia integral del gobierno mexicano para honrar sus compromisos globales

Special Energy Transition Program, the comprehensive strategy of the Mexican government to honor its global commitments

Página 8

Determinación de la ventana operativa de pozos en campos de desarrollo, aplicando modelado de cuencas y análisis de física de rocas

Determination of the Well Operating Window in Development Fields, Applying Basin Modeling and Rock Physics Analysis

Página 12

Clasificación de rocas generadoras en yacimientos de gas en lutita usando registros geofísicos de pozos convencionales

Classification of Generating Rocks in Shale Gas Reservoirs Using Conventional Geophysical Well Records

Página 16

Tecnología emergente en la administración de hidratos en aguas profundas

Emerging Technology in Deep-Water Hydrate Management

Página 20

Potenciales reservas en Jurásico para revitalizar campos en asignaciones de perforación

Potential Reserves in Jurassic to Revitalize Fields in Production Allocations

• La Transición Energética Soberana impulsará el desarrollo y será fuente de miles de empleos.
/ The Sovereign Energy Transition will boost development and provide thousands of jobs.

Programa Especial de Transición Energética, la estrategia integral del gobierno mexicano para honrar sus compromisos globales



Special Energy Transition Program, the comprehensive strategy of the Mexican government to honor its global commitments

El gobierno mexicano apresura los trabajos formales para dotar al país de un Programa Especial de Transición Energética 2019-2024, que le permita a nuestra nación contar con al menos un 35% de energías limpias para el final de la administración.

Además de los efectos positivos que conlleva contar con un programa de transición en el sector, también es importante este elemento para el desarrollo de la infraestructura energética. La administración lo sabe y honrará dicho compromiso para que México sea una nación en la que las energías limpias y renovables impulsen la actividad económica. Con esto, también se buscará reducir la huella de carbono de nuestro país en el mundo.

Los trabajos van muy avanzados y la publicación del plan se derivará del Programa Nacional de Desarrollo 2019-2024, mismo que previsiblemente será publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF), a finales de marzo próximo.

La Secretaria de Energía, Rocío Nahle, señaló que, actualmente, nuestro país ya tiene la infraestructura necesaria para producir el 30% de la energía que se consume mediante fuentes limpias.

Con esta información, el presidente Andrés Manuel López Obrador instruyó la repotencialización de las plantas hidroeléctricas, la optimización de Laguna Verde y, en general, el impulso a las energías renovables. De esta forma, se espera que México alcance en breve el 5% restante para cumplir con los compromisos internacionales.

Sin embargo, las metas gubernamentales son más ambiciosas, ya que uno de los objetivos prioritarios de la administración es habilitar a Petróleos Mexicanos (Pemex) y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como operadores estratégicos del proceso de Transición Energética Soberana (TES). Para dicho efecto, será necesario sustituir con producción nacional la actual importación de combustibles, mediante acciones de eficiencia, mitigación y adaptación.

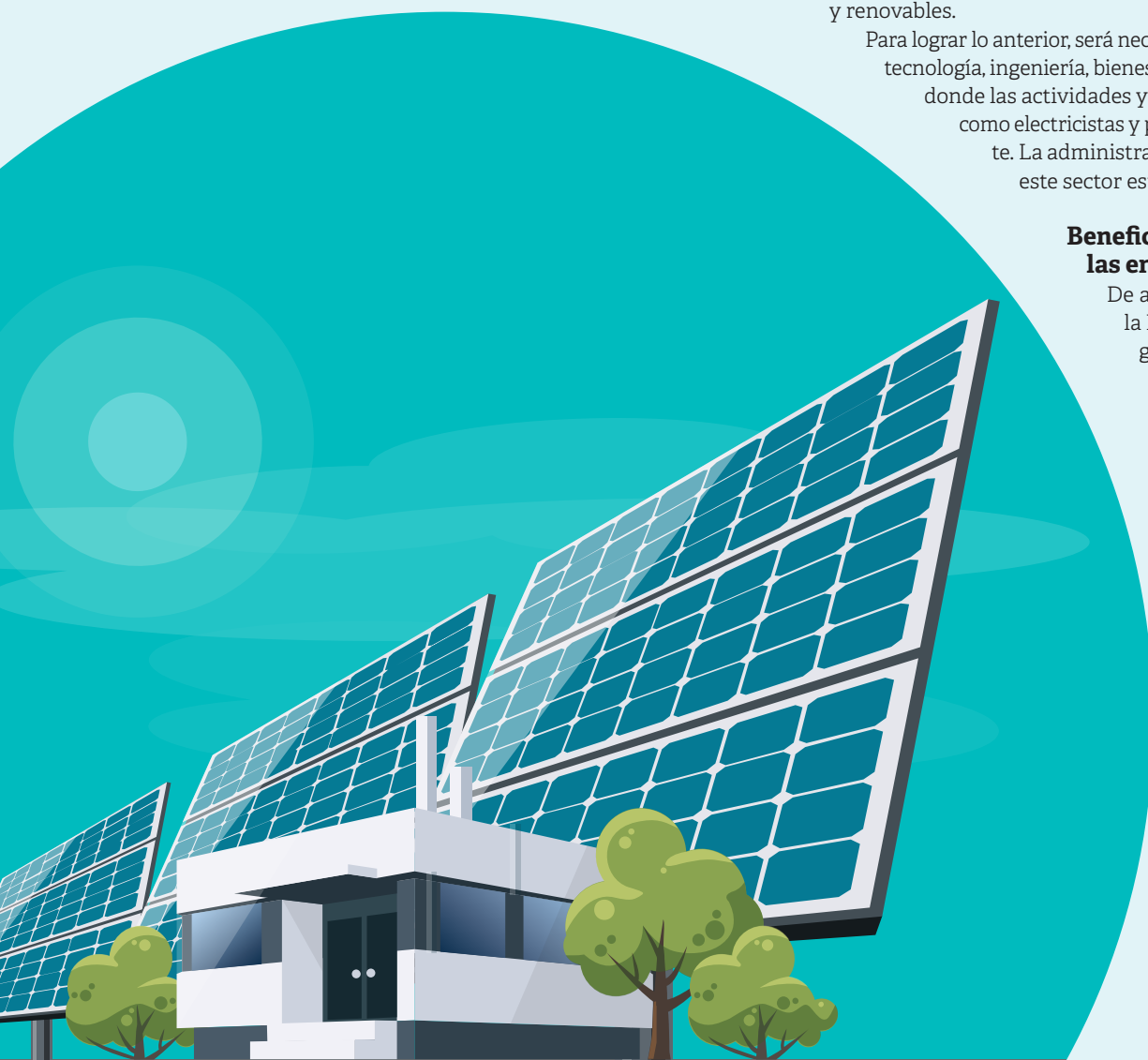
En este caso, es evidente una vez más el compromiso del gobierno federal para alcanzar a la brevedad posible la soberanía energética. La estrategia se complementa con un cambio planificado de la matriz energética, con una incorporación segura y económicamente viable de energías limpias y renovables.

Para lograr lo anterior, será necesaria la producción nacional de ciencia, tecnología, ingeniería, bienes de capital y equipo para la TES. Es aquí donde las actividades y los profesionales del sector energético, como electricistas y petroleros, jugarán un papel determinante. La administración está decidida a que ellos impulsen este sector estratégico para la economía nacional.

Beneficios en México de las energías limpias

De acuerdo con la Asociación Mexicana de la Industria Fotovoltaica (AMIF), cada Megawatt (MW) de energía solar equivale a 3,000 paneles en el país, lo que a su vez genera 220 empleos directos. De este modo, México está en posibilidad de crear alrededor de 29,000 puestos de trabajo estables y con buen nivel de remuneración hacia el año 2024. Esta cifra se alcanzaría sólo por la generación de energías limpias.

Los inversionistas lo saben, el nuestro es un mercado atractivo en muchos sentidos y, respecto al área de las fuentes renovables, no es la excepción. Igualmente, la AMIF señala que hacia 2024 nuestro país espera un monto acumulado de inversiones para proyectos de energías limpias por alrededor de 4 mil millones





The Mexican government is rushing formal work to provide the country with a Special Energy Transition Program 2019-2024, which will allow our nation to have at least 35% of clean energy by the end of the current administration.

Along with the positive effects of having a transition program in the sector, this is also important for the development of the energy infrastructure. The administration knows this and will honor the commitment to make Mexico a nation in which clean and renewable energy boost economic activity. This will also seek to reduce our country's carbon footprint.

The effort is well advanced and the plan's publication will be derived from the National Development Program 2019-2014, which is expected to be announced in the Official Journal of the Federation at the end of March. The Secretary of Energy, Rocío Nahle, pointed out that, currently, our country has the necessary infrastructure to produce 30% of the energy we use through clean sources.

With this information, President Andrés Manuel López Obrador instructed the repowering of hydroelectric plants, the optimization of Laguna Verde and, in general, the promotion of renewable energies. In this way, it is expected for Mexico to soon reach the remaining 5% to comply with international commitments.

However, the government's goals are more ambitious, since one of the administration's main objectives is to enable Petróleos Mexicanos (Pemex) and the Federal Electricity Commission (CFE) as strategic operators of the Sovereign Energy Transition process (SET). For this purpose, it is crucial to replace the current fuel imports with national production, through efficiency, mitigation, and adaptation actions.

In this case, it is once again clear that the federal government is committed to achieving energy sovereignty as soon as possible. The strategy is complemented by a planned change in the energy matrix, with safe and economically viable incorporation of clean and renewable energies.

To reach the above, national production of science, technology, engineering, capital goods and equipment for SET will be necessary. This is where





activities and professionals in the energy sector, such as electricians and oil experts, will play a decisive role. The administration is determined to promote this sector, strategic for the national economy.

Benefits of Clean Energy in Mexico

According to the Mexican Association of Photovoltaic Industry (AMIF), each Megawatt (MW) of solar energy is equivalent to 3,000 panels in the country, which also generates 220 direct jobs. In this way, Mexico can create about 29,000 stable jobs with good pay by 2024. This figure would be reached only by clean energy generation.

Investors know that ours is an attractive market and renewables are no exception. Likewise, AMIF points out that by 2024 our country expects an accumulated investment for clean energy projects of around 4 billion dollars. If it is achieved, 200,000 direct jobs will be created for the sector. In 2019, total investments amounted to 2 billion dollars, which represented a 45% increase over the amount recorded a year earlier.

In this sense, and with a long-term vision, one of the great challenges that Mexico will have in the following decades is energy storage. Hence the great importance of the country being able to achieve its energy sovereignty in terms of production as soon as possible. This is the great objective of President López Obrador's administration. At the same time, he hopes that this will act as a basis for infrastructure generation that will allow, over the years, to promote the energy storage that our country will require for its development.

The numbers provided by specialists, as well as the sector's agencies, are clear, even in regulatory matters. In 10 years, Mexico will require 2.3 Gigawatts of storage to avoid distortions in the electricity network, according to data from the Energy Regulatory Commission (CRE). This along with what must be kept in its oil stocks to satisfy hydrocarbon demand.

These tasks require a strategic plan. That is why SET is emerging as the solution and one of the future energy legacies of the current administration. Storage will be an indispensable element in our country's energy sovereignty since it is expected for energy production to be on and off at a global level. At least as long as technologies continue to be developed to take advantage of all the weather conditions of the planet

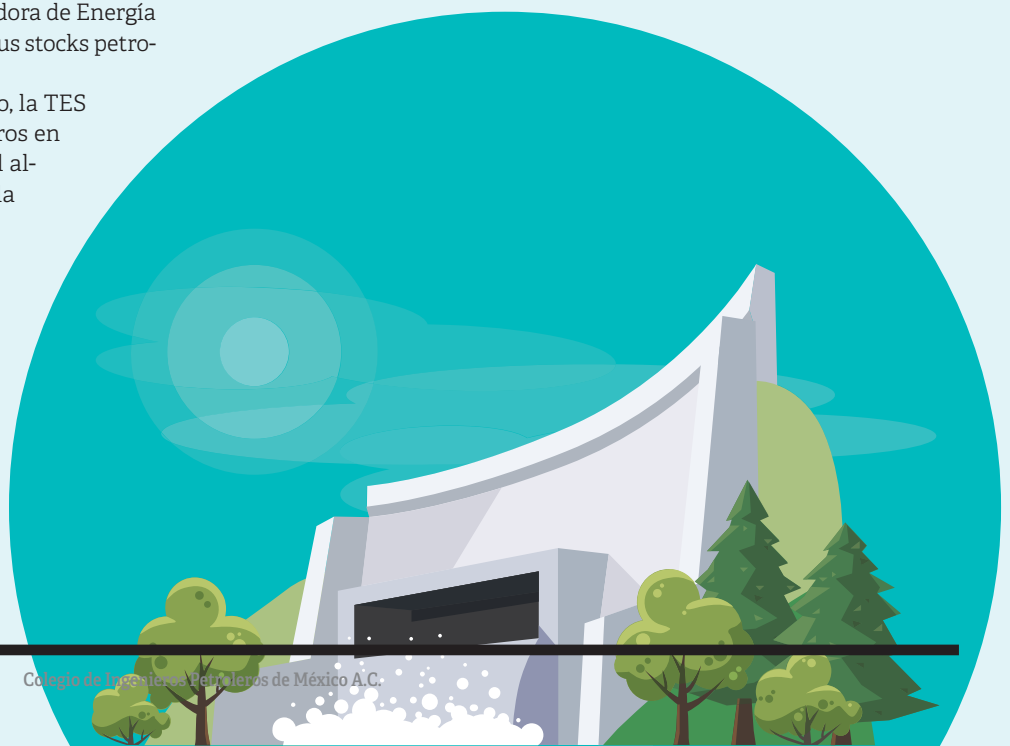
de dólares. De concretarse, habría un total de 200 mil empleos directos generados por el sector. Sólo en 2019 las inversiones totales ascendieron a 2 mil millones de dólares, lo cual representó un aumento de 45% respecto al monto registrado un año antes.

En este sentido, y con una visión a largo plazo, uno de los grandes retos que tendrá México en las siguientes décadas es el almacenamiento de energía. De ahí la gran relevancia de que el país pueda alcanzar a la brevedad su soberanía energética en materia productiva. Éste es el gran objetivo de la administración del presidente López Obrador. Al mismo tiempo, espera que sirva como base para la generación de infraestructura que permita, con el paso de los años, impulsar el almacenamiento de la energía que requerirá nuestro país para su desarrollo.

Las cifras de los especialistas, así como de los organismos del sector, son claras, incluso en materia reguladora. En 10 años México requerirá de 2.3 Gigawatts de almacenamiento para evitar distorsiones en la red eléctrica, de acuerdo con datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Lo anterior aunado a lo que deba mantener en sus stocks petroleros para satisfacer la demanda de hidrocarburos.

Estas tareas requieren un plan estratégico. Por eso, la TES se perfila como la solución y uno de los legados futuros en materia energética de la presente administración. El almacenamiento será un elemento indispensable en la soberanía energética de nuestro país, toda vez que en el futuro se espera una intermitencia en la producción energética a nivel global. Al menos mientras sigan desarrollándose las tecnologías que permitan aprovechar todas las condiciones meteorológicas del planeta y de cada nación para generar energía.

En este contexto, México es un país que empieza a ponerse a la vanguardia. Uno de los ejes de trabajo es el diseño e implementación de una política de Estado para la producción nacional de Tecnologías Críticas: electromovilidad, celdas





fotovoltaicas, medios de almacenamiento, redes inteligentes, robots, inteligencia artificial.

Además, no se deja de lado la integración de tareas que le darán mayor certidumbre a la transición energética y garantizará, entre otras cosas, la transparencia de los recursos. En este sentido, se establecerá un plan conjunto que vincule a todas las instituciones gubernamentales involucradas y al sector privado en lo que respecta a compras de gobierno, financiamiento nacional, banca de desarrollo y apoyo empresarial. Este Programa Especial de Transición Energética 2019-2024 no será hecho por unos cuantos ni será la voluntad de una sola persona, sino el resultado de tareas multidisciplinarias e interinstitucionales para que resulte lo más integral posible.

En las primeras reuniones para los trabajos de elaboración del programa participaron el Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Víctor Manuel Toledo Manzur; el Director General de la CFE, Manuel Bartlett Díaz; el Subsecretario de Agricultura, Miguel García Winder; la Directora General del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt), María Elena Álvarez-Buylla Rocés, así como el Director del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Alfonso Morcos Flores y, desde luego, la titular de la Secretaría de Energía, Rocío Nahle, entre otros.

and of each nation to generate energy. Mexico is a country that is beginning to take the lead. One of the working axes is the design and implementation of State policy for the national production of Critical Technologies: electromobility, photovoltaic cells, storage media, intelligent networks, robots, artificial intelligence.

Furthermore, the inclusion of tasks that will give greater certainty to the energy transition and ensure, among other things, the transparency of resources is not neglected. In this regard, a joint plan will be established that links all the government institutions involved and the private sector in terms of government procurement, national financing, development banking, and business support. This Special Energy Transition Program 2019-2024 will not be carried out by a few people or be the will of just one person but will be the result of multidisciplinary and inter-institutional tasks to make it as integrated as possible.

The first meetings for the program's elaboration were attended by the Secretary of Environment and Natural Resources, Víctor Manuel Toledo Manzur; the General Director of the CFE, Manuel Bartlett Díaz; the Undersecretary of Agriculture, Miguel García Winder; the General Director of the National Council of Science and Technology (Conacyt), María Elena Álvarez-Buylla Rocés, as well as the Director of the National Center for Energy Control (CENACE), Alfonso Morcos Flores and, of course, the head of the Secretariat of Energy, Rocío Nahle, among others.



Las ventanas operativas documentadas en los programas de perforación distan mucho de la realidad
/ Operating windows documented in drilling programs are far from reality

Determinación de la ventana operativa de pozos en campos de desarrollo, aplicando modelado de cuencas y análisis de física de rocas

Cuando se perfora en yacimientos donde la ventana operativa es muy reducida, se tiene el problema que en condiciones dinámicas existe pérdida de fluidos. En condiciones estáticas (viajes y conexiones) brotes, estos problemas incrementan considerablemente el tiempo y costo de las operaciones, poniendo en riesgo la rentabilidad del proyecto.

Autores / Authors: Huitz-Alvarado Y., España-Pinto J.A., Nicolás-López R.

Pérdidas de circulación, atrapamientos, inestabilidad de agujeros, gasificaciones, arrastres y fricciones son algunos de los obstáculos más frecuentes relacionados con la formación. Generalmente, las ventanas operativas documentadas en los programas de perforación distan mucho de la realidad; ocasionando que los ingenieros de perforación no se anticipen a eventos inesperados.

A partir de las plantillas definidas por Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2016), se realiza el análisis de física de rocas 1D con datos de registros geofísicos, o 2D y 3D con datos de inversión sísmica. Con este análisis se pueden caracterizar, en función de su componente mineralógico, los porcentajes de mezclas litológicas de las diferentes unidades estratigráficas.

Los elementos de análisis involucrados en el modelado de cuencas y sistemas petroleros son: análisis estratigráfico y sedimentológico, que definen el marco crono estratigráfico y modelo litológico; la tectónica y geología estructural, que permiten establecer modelos de evolución termal y evolución estructural, respectivamente; y el análisis geoquímico,

Determination of the Well Operating Window in Development Fields, Applying Basin Modeling and Rock Physics Analysis

When drilling in reservoirs where the operating window is very small, there is fluid loss under dynamic conditions. In static conditions (travel and connections) outbreaks, these problems considerably increase operation time and cost, risking the project's profitability.

Circulation losses, trapping, hole instability, gasification, dragging and friction are some of the most frequent obstacles related to formation. Generally, the operating windows documented in drilling programs are far from reality; causing drilling engineers to miss unexpected events.

Based on the templates defined by Nicolás-López and Valdiviezo-Mijangos (2016), 1D rock physics analysis is performed with data from geophysical records, or 2D and 3D with seismic inversion data. With this analysis, the percentages of lithological mixtures of the different stratigraphic units can be described, depending on their mineralogical component.

The elements of analysis involved in basin and oil system modeling are: stratigraphic and sedimentary analysis, which define the stratigraphic chronological framework and lithological model; tectonics and structural geology, which allow establishing models of thermal evolution and structural evolution, respectively; and geochemical analysis, which enables knowing the characteristics of the generating rock, mainly the maturity and organic richness, among other elements.

que permite conocer las características de la roca generadora, principalmente la madurez y riqueza orgánica, entre otros elementos.

Aplicación de parámetros elásticos para determinar mezclas litológicas e intervalos de interés

Nuevos modelos matemáticos consideran las propiedades efectivas dinámico-elásticas a partir de la dispersión y atenuación de las ondas P y S. Esto permite caracterizar simultáneamente la mineralogía, materias orgánicas y fluidos en una columna geológica. Esta caracterización se hace a partir de las gráficas cruzadas de Vp, Vs, densidad y parámetros elásticos.

Determinación de geopresiones para la construcción de la ventana operacional

Se utiliza un software convencional y se cargan los registros sísmicos compresionales de superficie a la profundidad total de un pozo (Caso I). Las líneas base de lutitas se construyeron con la finalidad de identificar, según el registro gamma ray, los intervalos lutíticos para poder proyectarlos al registro sísmico correspondiente. Con esto, se define una nueva curva, la cual es filtrada para obtener la presión de poro.

La presión del poro se calculó a partir del método de Bowén. La curva de presión de poro generada se modificó y se ajustó con los eventos de perforación y la presión de yacimiento, con la finalidad de adaptarla a la realidad.

Igualmente, la presión de fractura se ajustó a los valores de presión de formación, obtenidos a partir de las pruebas de integridad de formación (FIT, por sus siglas en inglés) en las diferentes unidades de la formación del Caso I.

La ventana operativa del Caso I es la que se observa en

Application of Elastic Parameters to Determine Lithological Mixes and Intervals of Interest

New mathematical models consider the effective dynamic-elastic properties from the dispersion and attenuation of P and S waves. This allows the simultaneous characterization of mineralogy, organic matter, and fluids in a geological column. This is made from the cross graphs of Vp, Vs, density and elastic parameters.

Geopressure Determination for the Operational Window Construction

Conventional software is used and surface compressional sonic records are loaded to the full depth of a well (Case I). The shale baselines were constructed to identify shale intervals from the gamma-ray record to route them to the appropriate sonic log. With this, a new curve is defined and filtered to obtain the pore pressure.

The pore pressure was calculated using the Bowén method. The generated pore pressure curve was modified and adjusted with the drilling events and the reservoir pressure, to adapt it to reality. Likewise, the fracture pressure was adjusted to the formation pressure values, derived from the formation integrity tests (FIT) in the different units of the Case I formation.

The operational window of Case I is shown in Figure 2; we will use it to calibrate the pore pressure data in the basin and oil system modeling.

1D Basin Modeling of a Control Well

Basin modeling is a representation of the processes in an area of interest; ranging from a single well to an entire basin. The data involved and/or defined in these procedures are processed by a special simulator that determines the history of hydrocarbon generation and migration, along with the evolution of temperature and pressure conditions. It also provides a dynamic model of the geological evolution of the area of interest over time.

Basin modeling gives information on hydrocarbon formation over the entire history of the basin (Welte et al. 1997). This is accomplished through the detailed integration of geophysical, geological, geochemical, and reservoir information found in the study area. To do this, multidimensional (1D, 2D, and 3D) analysis methods are used to integrate, both in time and space, the existing information. In this way, a coherent geological evolution model is generated with the data.



la Figura 2; nos servirá para calibrar los datos de presión de poro en el modelado de cuencas y sistema petrolero.

Modelados de Cuencas 1D de un pozo testigo

El modelado de cuencas es una representación de los procesos de un área de interés; puede ser desde un pozo hasta una cuenca completa. Los datos involucrados y/o definidos en dichos procedimientos son procesados por un simulador especial que determina la historia de la generación y migración de hidrocarburos, junto con la evolución de las condiciones de temperatura y presión. Además, proporciona un modelo dinámico de la evolución geológica del área de interés a través del tiempo.

El modelado de cuencas provee información de la formación de los hidrocarburos en términos de toda la historia de la cuenca (Welte et al. 1997). Lo anterior se logra con la integración detallada de información geofísica, geológica, geoquímica y de yacimientos presente en la zona de estudio. Para esto, se emplean métodos de análisis multidimensionales (1D, 2D y 3D) que permiten integrar, tanto en el tiempo como en el espacio, la información existente. De esta manera, se genera un modelo de evolución geológica coherente con los datos.

El modelamiento de sistemas petroleros implica un cambio del concepto estático clásico de definición de estructuras y trampas dentro del proceso exploratorio, a un concepto de entendimiento y cuantificación de los procesos dinámicos involucrados en la formación de las trampas y sus acumulaciones.

Modelados de Cuencas 1D de un pozo de desarrollo

Definida una nueva localización en un campo de desarrollo, se propone, con la sísmica en profundidad, una columna geológica probable con sus respectivas formaciones. Esta columna es cargada en el simulador de modelado de cuencas y sistemas petroleros, calibrándose con las mezclas litológicas y porosidad de la columna geológica del Caso I. Solo se diferencia la profundidad de cada formación y, de esta manera, se tiene una presión de poro estática para ese nuevo pozo.



The modeling of oil systems implies a change from the classic static concept of structure and trap definition within the exploratory process, to a concept of understanding and quantifying the dynamic processes involved in trap formation and their accumulations.

1D Basin Modeling of a Development Well

Once a new location is defined in a development field, a possible geological column with its respective formations is proposed using seismic depth. This column is loaded in the basin and oil system modeling simulator, being calibrated with the lithological mixtures and porosity of the geological column of Case I. Only the depth of each formation is differentiated and, in this way, static pore pressure is created for that new well.



Figura 1. Valores Lambda Rho
- Mu-Rho del Caso I (0-6420 mv).

Figure 1. Lambda Rho
- Mu-Rho values of Case I (0-6420 mv).

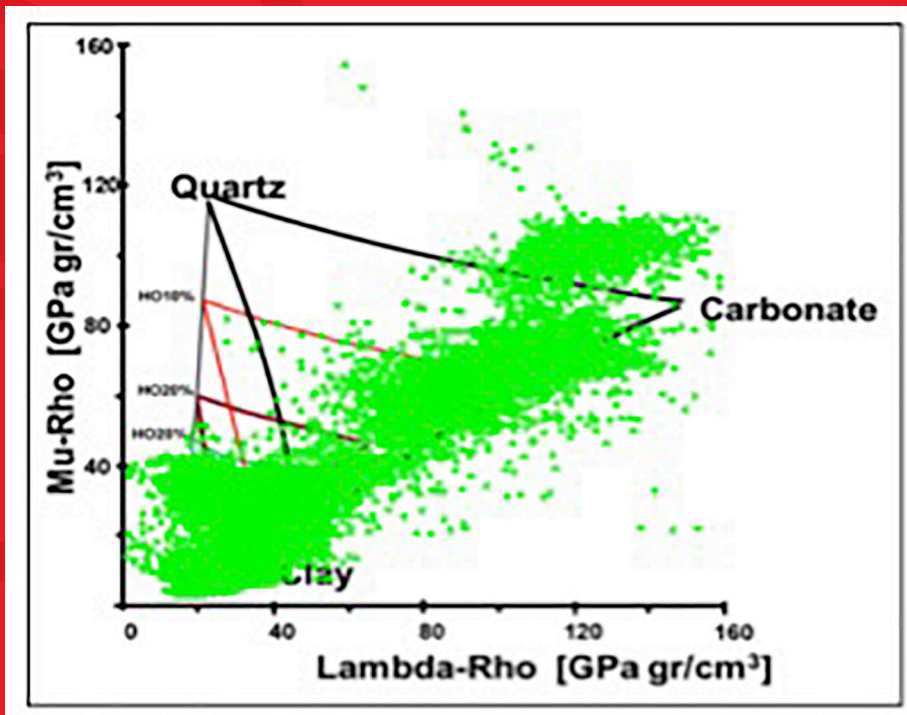
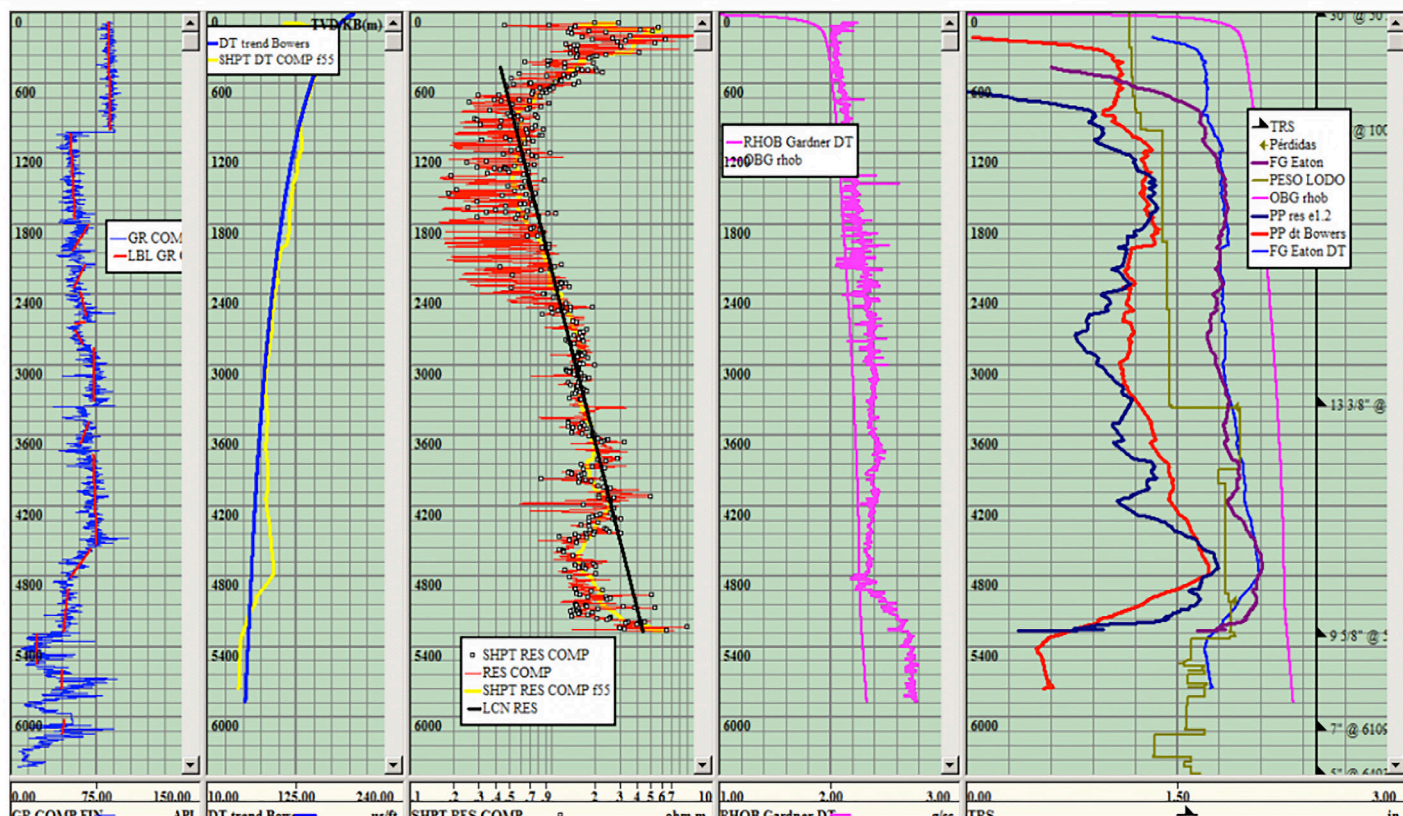


Figura 2. Ventana operativa del Caso I, utilizando el método convencional de geopresiones.

Figure 2. Case I operational window, using the conventional geo-pressure method.



La presión de poro calculada se puede cargar en un software convencional de cálculo de geopresiones, creando una ventana operativa más precisa. Así, el ingeniero de pozo puede optimizar la programación de los fluidos de perforación y las profundidades de asentamientos de las tuberías de revestimiento. Esto minimiza la ocurrencia de pegadura por presión diferencial, atrapamiento de sarta, provocado por derrumbes de las paredes del agujero; así como brotes y pérdidas de circulación.

Conclusiones

El modelado de una cuenca y/o un sistema petrolero es una herramienta alternativa para el cálculo de presión de poro. Permite realizar una evaluación integral de dicha presión, tomando en cuenta las propiedades petrofísicas de la roca y los procesos geológicos que ocurrieron a través del tiempo.

Esta metodología se puede utilizar también para pozos exploratorios, siempre y cuando tengamos la información de los yacimientos de correlación. Se recomienda que se invierta más en los estudios petrofísicos de mayor detalle para generar un modelo petrofísico que permita la predicción de porosidades en el área.

The calculated pore pressure can be loaded into conventional geo-pressure calculation software, creating a more accurate operating window. This allows the well engineer to optimize drilling fluid scheduling and casing settlement depths. This minimizes the likelihood of differential pressure sticking, string entrapment, caused by hole wall cave-ins, as well as blowouts and circulation losses.

Conclusions

Modeling a basin and/or an oil system is an alternative tool for calculating pore pressure. It allows full evaluation of such pressure, considering the rock's petrophysical properties and the geological processes that occurred over time.

This methodology can also be used for exploratory wells, as long as we have the correlation reservoir information. Further investment in more detailed petrophysical studies is recommended to generate a petrophysical model that allows porosity prediction in the area.

◆ Existen diversas técnicas para evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos
/ There are several ways to make wells work, some naturally flowing and others where natural energy is not enough

Clasificación de rocas generadoras en yacimientos de gas en lutita usando registros geofísicos de pozos convencionales

Dentro de la clasificación de yacimientos petroleros se puede hablar de dos principales: los convencionales y no convencionales. Los primeros son aquellos que no requieren de técnicas de recuperación mejorada para conseguir tasas de recuperación, tales como el fracturamiento hidráulico. En cambio, los no convencionales necesitan ser estimulados desde el inicio de su explotación.

Classification of generating rocks in shale gas reservoirs using conventional geophysical well records

Autores / Authors:
Andrés Pérez-Mendoza y
Enrique Coconi-Morales
(Instituto Mexicano del
Petróleo)

Within the classification of oil reservoirs, there are two main ones: conventional and non-conventional. The first are those that do not require improved recovery techniques to achieve recovery rates, such as hydraulic fracturing. On the other hand, the non-conventional ones need to be stimulated from the start of their exploitation.

Por otra parte, los yacimientos de gas en lutita se encuentran dentro de los no convencionales, que han ganado enorme importancia por las reservas estimadas en diferentes plays alrededor del mundo. También son definidos como una roca de grano fino, con geología y mineralogía compleja, ricos en materia orgánica y contenido de arcilla variable.

Su sistema petrolero se encuentra dentro de una roca de la misma edad geológica, por lo que evaluar la cantidad de hidrocarburos producidos y su potencial de generación es de gran relevancia al momento de definir si son de interés petrolero. Igualmente, son yacimientos heterogéneos de muy baja permeabilidad y de sistemas porosos complejos.

Para que puedan ser explotados, los lugares en el subsuelo deben ser susceptibles a ser fracturados con técnicas de fracturamiento hidráulico y recuperación mejorada. Asimismo, requieren una alta saturación de gas y una alta concentración de materia orgánica.

Modelo roca generadora madura, no generadora y roca generadora inmadura

En la industria del petróleo se emplean diversas técnicas para evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos

Shale gas reservoirs are among the unconventional ones, which have gained great importance due to the estimated reserves in different plays around the world. These are also defined as a fine-grained rock, with complex geology and mineralogy, rich in organic matter and variable clay content.

Its oil system is located within a rock of the same geological age, so evaluating the amount of hydrocarbon produced and their generation potential is of great relevance when defining whether they are of oil interest. Likewise, they are heterogeneous reservoirs of very low permeability and complex porous systems.

To be exploited, the places in the subsoil must be susceptible to fracture with hydraulic fracturing techniques and improved recovery. They also require high gas saturation and a high concentration of organic matter.

Mature, non-generating and immature generating rock model

In the oil industry, several techniques are used to evaluate the hydrocarbon capacity of generating

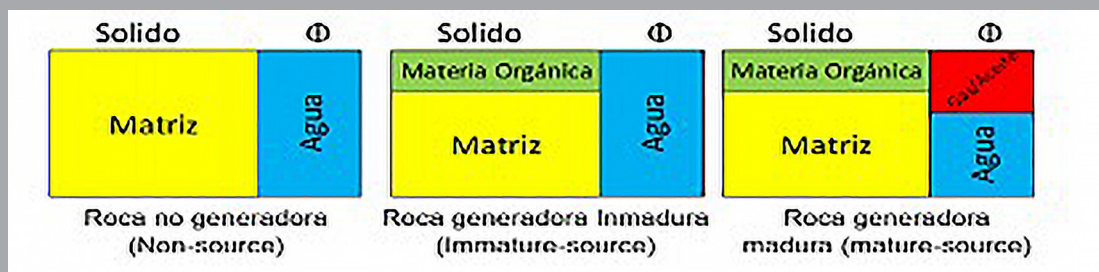


Figura 1. Modelo físico roca no generadora, roca generadora inmadura y roca generadora madura (Passey, 1990).

Figure 1. Physical model of non-generating rock, immature generating rock and mature generating rock (Passey, 1990)

de las rocas generadoras. Entre éstas se encuentran las pruebas geoquímicas de muestras de afloramientos, recortes de formaciones, muestras núcleos y de registros geofísicos de pozo. Estas últimas ayudan a determinar la cantidad, tipo y madurez de la materia orgánica presente en la roca.

Las rocas generadoras son usualmente lutitas y calizas; contienen porcentajes de materia orgánica significantes para la generación de hidrocarburo. Por lo que se refiere a las rocas no generadoras, éstas también contienen materia orgánica, aunque el promedio es insignificante (<2.0 wt %). El método más utilizado para obtener la cantidad de materia orgánica, o contenido de Carbono Orgánico Total (COT) de las rocas, así como la madurez térmica de la misma, es a través de una gran cantidad de análisis de laboratorio: análisis elemental, pirolisis, reflectancia de vitrinita, índice de alteración termal, cromatografía de gas, descripción visual del kerógeno y determinar el contenido de COT.

Metodología para la estimación del contenido de carbono orgánico total

El método desarrollado en 1979 por James W. Schmoker estima el contenido de carbón orgánico total en el miembro superior e inferior de la formación Bakken en los Estados Unidos, empleando la curva de densidad ρ_B (RHOB). Para encontrar la ecuación empírica con la que puede ser estimado el contenido de carbono orgánico total en un pozo a partir de la curva de densidad, las formaciones deben tratarse como si estuvieran constituidas por tres componentes (Passey, 1990).

Los elementos son: la matriz de la roca, poros intersticiales y la materia orgánica (representados por los subíndices m, i, y o, respectivamente). Si en el campo a evaluar se encuentran dispersos materiales más densos de los normales, como la pirita (p), éstos deben tomarse en cuenta para evaluar su efecto. Asimismo, debe realizarse una corrección.

Metodología

El primer paso para la clasificación de rocas en yacimientos de gas en lutita incluye el uso de registros geofísicos de pozo para la evaluación petrofísica y la composición mineralógica. Posteriormente, se requiere la estimación del contenido de carbono orgánico total mediante la técnica RHOB-Schmoker. Finalmente, se integran los resultados de la evaluación petrofísica y el COT estimado para determinar si una roca es generadora madura, generadora inmadura o no

rocks. These include geochemical testing of outcrop samples, formation cuts, core samples, and geophysical well registers. The latter helps to determine the amount, type and maturity of organic matter in the rock.

Generating rocks are usually shales and limestones; they contain significant percentages of organic matter for hydrocarbon generation. Non-generating rocks also carry organic matter, although the average is very low (<2.0 wt %). The most used method to obtain the amount of organic matter, or Total Organic Carbon (TOC) content of the rocks, as well as its thermal maturity, is through a large number of laboratory analyses: elemental analysis, pyrolysis, vitrinite reflectance, thermal alteration index; gas chromatography, visual description of the kerogen and determination of the TOC content.

Methodology for the estimation of the total organic carbon content

The method developed in 1979 by James W. Schmoker estimates the total organic carbon content in the upper and lower members of the Bakken formation in the United States, using the density curve ρ_B (RHOB). To find the empirical equation with which the total organic carbon content in a well can be



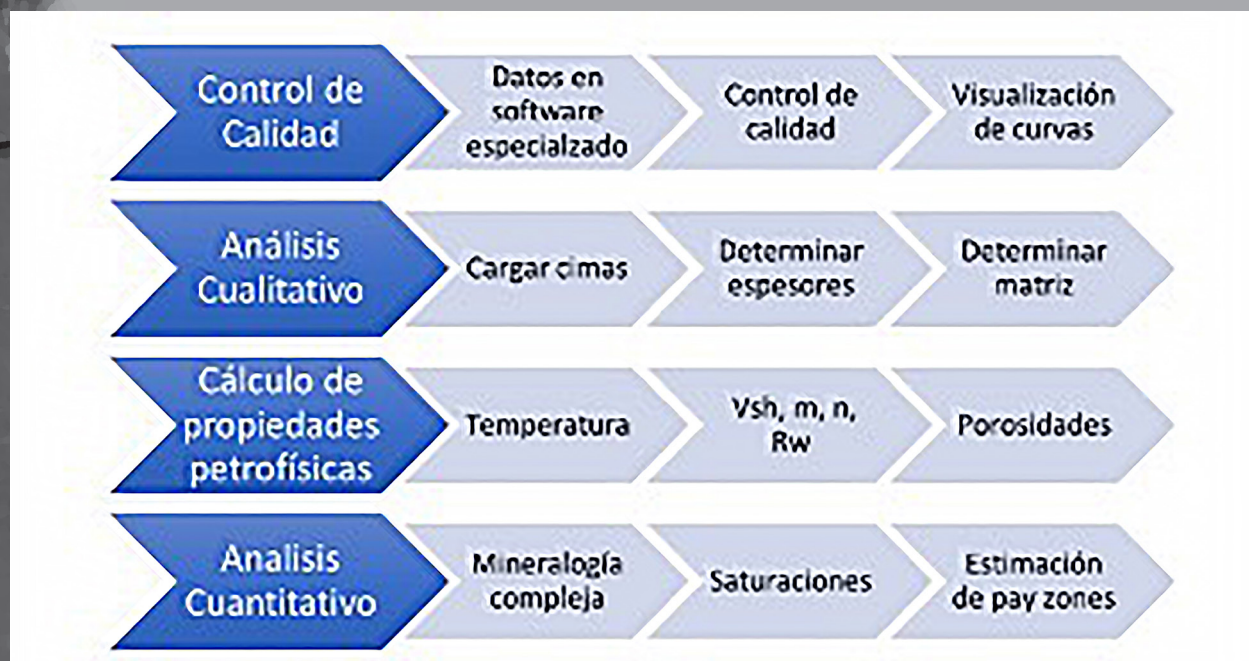


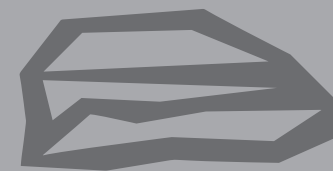
Diagrama 1. Metodología para la evaluación petrofísica, utilizada para evaluar el pozo XX-1.

Diagram 1. Methodology for petrophysical evaluation used to evaluate well XX-1

generadora. El proceso descrito se llevó a cabo utilizando datos del pozo XX-1 del Estado de Kansas, USA, donde la información es libre para uso académico.

Evaluación petrofísica

La metodología utilizada para llevar a cabo la evaluación petrofísica se encuentra resumida en el diagrama 1. Inicia con un control de calidad para observar si los datos se encuentran en un estado que sea posible procesarlo. El siguiente paso es elaborar el análisis cualitativo, donde lo principal es determinar el tipo de matriz predominante y los minerales que integran la formación. Además, se determinan espesores con los datos de campo y formaciones que atraviesa el pozo.



estimated from the density curve, the formations must be treated as if they were made up of three components (Passey, 1990).

The elements are: the rock matrix, interstitial pores and organic matter (represented by the subscripts m , i , and o , respectively). If in the field to be evaluated, materials are denser than normal, such as pyrite (p), these must be taken into account to evaluate their effect. A correction should also be carried out.

Methodology

The first step for rock classification in shale gas reservoirs includes the use of geophysical well records for petrophysical evaluation and mineralogical composition. Subsequently, the estimation of the total organic carbon content is required using the RHOB-Schmocker technique. Finally, the petrophysical evaluation results and the estimated TOC are integrated to determine whether a rock is a mature generator, an immature generator or a non-generator. The described process was carried out using data from well XX-1 in the State of Kansas, USA, where the information is free for academic use.

Petrophysical evaluation

The methodology used to carry out the petrophysical evaluation is summarized in diagram 1. It starts with quality control to see if the data can be processed. The next step is to elaborate the qualitative analysis, where the objective is to determine the type of predominant matrix and the minerals that integrate the formation. Also, thicknesses are determined with the field and formation data running through the well.



Estimación del contenido de carbono orgánico total y clasificación de roca no generadora, roca generadora inmadura y roca generadora madura.

Se estimó el contenido de carbono orgánico total. Para ello, fue empleada la curva de densidad (RHOB), que se rectificó con la curva de corrección de densidad (DRHO). En los resultados se observó que el COT para este pozo varía desde el 0 wt % hasta el 10 wt %, siendo nuestro valor de referencia de interés de COT 2 wt %, de acuerdo con McCarthy (2011) (Tabla 1).

Contenido Orgánico Total / Total Organic Content	Calidad del Kerógeno / Quality of Kerógeno
< 0.5	Muy Pobre / Very Poor
0.5 a 1	Pobre / Poor
1 a 2	Razonable / Reasonable
2 a 4	Bueno / Good
4 a 12	Muy Bueno / Very good
> 12	Excelente / Excellent

Tabla 1. Contenido orgánico total de la roca y su relación con la calidad del kerógeno (McCarthy K., 2011. Oilfield Review SLB).

Table 1. Total organic content of rock and its relation to kerogen quality (McCarthy K., 2011. Oilfield Review SLB).

A partir de ello se definió que una roca con un porcentaje mayor al 2 wt % de COT sería una roca generadora, sin hacer la diferencia de madura o inmadura. Aquellas con valores menores de 2 wt % de COT no son de interés, pues no contienen cantidades significantes de materia orgánica.

Conclusiones

Con el uso de registros geofísicos de pozo convencionales es posible obtener la estimación del contenido carbono orgánico total. A partir de esto, es posible conocer si una región en el subsuelo es de interés prospectivo, ya sea porque se trata de una roca generadora madura o una roca generadora inmadura.

Además, la integración del análisis petrofísico y el contenido de carbono orgánico total en yacimientos de gas en lutita es una metodología práctica que permite identificar nuevas zonas prospectivas para el desarrollo de este tipo de yacimientos. Como datos de entrada se toma en cuenta la información de registros geofísicos de pozos convencionales.

Por último, la evaluación petrofísica convencional de un yacimiento de gas en lutita nos permite tener una primera aproximación de la conformación del yacimiento; sin embargo, requiere de datos de núcleo para poder hacer una correcta calibración. Igualmente, existe una muy buena correlación entre la curva de hidrocarburos generados (pay flag) y la curva de roca generadora madura.

Estimation of the total organic carbon content and classification of the non-generating rock, immature generating rock, and mature generating rock

The total organic carbon content was estimated. For this purpose, the density curve (RHOB) was used, which was rectified with the density correction curve (DRHO). The results showed that the TOC for this well varies from 0 wt % to 10 wt %, with our TOC reference value being 2 wt %, according to McCarthy (2011) (Table 1).

From this it was established that a rock with a percentage greater than 2 wt % of TOC would be a generating rock, without any distinction between mature and immature. Those with values lower than 2 wt % TOC are not of interest, since they do not contain significant amounts of organic matter.

Conclusions

Through conventional geophysical well records, it is possible to obtain an estimate of the total organic carbon content. From this, we can know if a region in the subsoil is of prospective interest, either because it is a mature generating rock or an immature generating rock.

Also, the integration of petrophysical analysis and total organic carbon content in shale gas reservoirs is a practical methodology that allows the identification of new prospective areas for the development of this type of reservoir. Information from geophysical records of conventional wells is taken into account as input data.

Finally, the conventional petrophysical evaluation of a shale gas reservoir allows us to have a first overview of the reservoir's conformation; however, we require core data to make a correct calibration. Likewise, there is a very good correlation between the generated hydrocarbon curve (pay flag) and the mature generating rock curve.



La formación de hidratos es uno de los retos de la industria petrolera
/ Hydrate formation, a challenge for the oil industry

Tecnología emergente en la administración de hidratos en aguas profundas

La formación de hidratos es uno de los principales retos a los que se enfrenta la industria petrolera. Dicho fenómeno ocurre durante la explotación de campos de aguas profundas en tirantes de agua mayores a 500 m. Por tal motivo, durante el desarrollo de la metodología FEL (Front End Loading), es necesario tener en cuenta la identificación de tecnologías como inhibidores termodinámicos, usados típicamente como medida de prevención ante la formación de hidratos.

Actualmente, surge la posibilidad de utilizar inhibidores de baja dosificación (LDHI, por sus siglas en inglés) como alternativa para reducir los volúmenes de inhibición. Esto incluye su infraestructura de inyección a los árboles submarinos y cabezales de recolección en los sistemas subacuáticos de producción.

Hidratos de metano

Los hidratos de metano son compuestos cristalinos de gas formados a partir de una combinación de alta presión, baja temperatura y presencia de agua en los hidrocarburos. Por lo anterior, su estudio es de gran importancia para la selección y desarrollo de un sistema de producción. El perfil de temperatura que se ha identificado en el litoral nacional

Autores / Authors:
Rafael Abel Santiago Ramírez y Tomás Cervantes Baza (PEMEX Exploración y Producción)

Emerging technology in deep-water hydrate management

Hydrate formation is one of the main challenges faced by the oil industry. This phenomenon occurs during the exploitation of deepwater fields in water strands greater than 500 m. Because of this, it is necessary to take into consideration the identification of technologies such as thermodynamic inhibitors, typically used as a preventive measure against hydrate formations during the development of the FEL (Front End Loading) methodology.

Currently, the possibility of using low-dose hydrate inhibitors (LDHI) as an alternative for reducing inhibition volumes is rising. This includes its underwater tree injection infrastructure and harvesting heads in underwater production systems.

Methane Hydrates

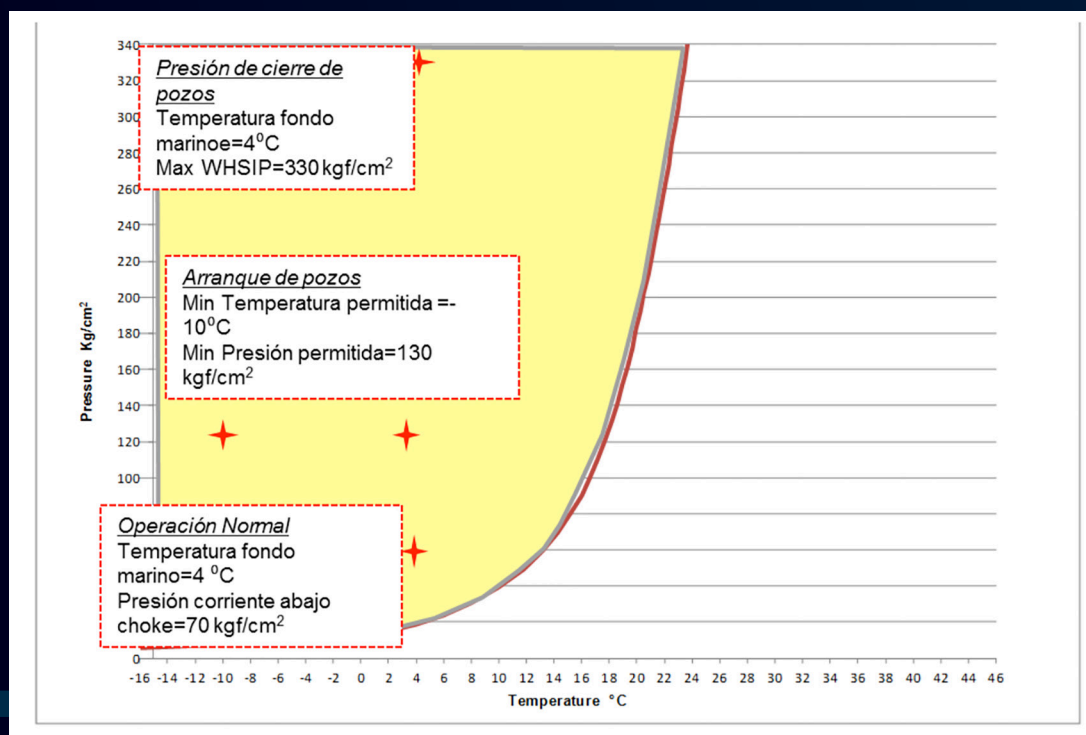
Methane hydrates are crystalline gas compounds formed from a combination of high pressure, low temperature and the presence of water in hydrocarbons. Therefore, research on this topic is highly important for the selection and development of a production system. The temperature profile identified in the national coast of the Gulf of Mexico has an average of 4°C for strands greater than 1000 m.

Hydrocarbon Production Systems

During the development of the production system's conceptual engineering, possible solutions to field

Figura 1. Curva de formación de hidratos y condiciones de operación del campo.

Figure 1. Hydrate formation curve and field operating conditions.



del Golfo de México, es de un promedio es de 4°C, para tirantes mayores a 1000 m.

Sistemas de producción de hidrocarburos

Durante el desarrollo de la ingeniería conceptual del sistema de producción, se han identificado posibles soluciones a la explotación de campos. Se trata de dos propuestas planteadas en términos generales que provienen del punto de vista del área de Aseguramiento de Flujo. La primera es el uso de sistemas flotantes de producción, donde se procese el hidrocarburo para ser enviado a los distintos centros de almacenamiento o recepción. La segunda, es la interconexión directa a un sistema flotante o interconexión directa a tierra "Tie back".

Inhibidores termodinámicos

El uso de inhibidores termodinámicos (metanol y monoetilenglicol) tiene las siguientes ventajas:

- Efectividad de la inhibición: Pueden ser 100% efectivos con la dosificación correcta y mantener esa efectividad por tiempo indefinido.
- Tecnología / Historial comprobados: Otras opciones como el metanol con recuperación y el metanol más KHI, cuentan con un historial comprobable que sólo incluye una instalación en el Golfo de México que utiliza el proceso.
- Logística (inhibido puro, transportación en México): Tener un sistema de recuperación facilita la logística debido al muy reducido requerimiento de reposición de químicos. Además, disminuye de forma significativa la carga de logística para el tratamiento de agua.
- Operación y mantenimiento (facilidad de uso y soporte): La operación y el mantenimiento de los sistemas de MEG se consideran más manejables que los sistemas de metanol.
- Calidad del producto: Será mejor con el uso de MEG, ya que el metanol se filtra hacia la fase gas, reduciendo

exploitation have been identified. There are two proposals that were put forward from the Flow Assurance point of view. The first is the use of floating production systems, where the hydrocarbon is processed to be sent to the different storage or reception centers. The second is the direct interconnection to a floating system or direct interconnection to land "Tie back".

Thermodynamic Inhibitors

The use of thermodynamic inhibitors (methanol and monoethylene glycol) has the following advantages:

- Inhibition effectiveness: They can be 100% effective with the correct dosage and can keep that level of efficiency for an indefinite period.
- Proven Technology / History: Other options such as methanol with recovery and methanol plus KHI, have a proven track record that only one facility in the Gulf of Mexico uses.
- Logistics (pure inhibit, Mexico transportation): Having a recovery system makes logistics easier due to the very low chemical replenishment requirement. Besides, it significantly reduces the logistics burden for water treatment.
- Operation and maintenance (ease of use and support): The operation and maintenance of MEG systems are considered more manageable than methanol systems.
- Product quality: It will be better with the use of MEG, as methanol is filtered into the gas phase, which reduces plant gas quality. Besides, product quality is affected by the use of methanol and a more complex recovery system.
- Safety and environmental protection: MEG is far less toxic to humans and animals and is not flammable. On the contrary, MeOH is not only flammable, but also highly toxic; therefore, it must be used under a stricter regulatory process than the one that would apply to MEG or KHI.

Inhibitor Regeneration

Thermodynamic inhibitors can be regenerated, although there are limitations regarding the salinity of the water produced for conventional MEG regeneration plants. The suppliers of the recovery system have overcome these limitations in the last decade with their continuous reclamation facilities, which produce clean water.

Hydrate Management Plan

Philosophy of Operation and Underwater Architecture

The hydrate management plan should be aligned with the operating philosophy of the field to be exploited. The flow assurance area plays an important role in defining

la calidad del gas de la planta. Además, la calidad del producto se ve afectada por el uso de metanol y de un sistema de recuperación más complejo que la del MEG.

- Seguridad y protección ambiental: El MEG es mucho menos tóxico para el ser humano y los animales; además de no ser inflamable. Por lo contrario, el MeOH no sólo es inflamable, si no también altamente tóxico; por ello, su uso debe ser bajo un proceso regulatorio más estricto que el que aplicaría para el MEG o KHI.

Regeneración de inhibidores

Los inhibidores termodinámicos pueden regenerarse, aunque hay limitaciones respecto a la salinidad del agua producida para instalaciones de regeneración de MEG convencionales. Los proveedores del sistema de recuperación han superado estas limitaciones en la última década con sus instalaciones de reclamación continua, el agua que sale de ellas es muy limpia.

Plan de administración de hidratos Filosofía de operación y arquitectura submarina

El plan de administración de hidratos deberá estar alineado a la filosofía de operación del campo a explotar. El área de aseguramiento de flujo juega un papel importante para la definición de los lineamientos y bases técnicas que, posteriormente, el grupo de operación deberá detallar en sus procedimientos operativos.

Las variables más relevantes a considerar durante el diseño y puesta en marcha de los equipos son: la inyección continua de inhibidor de hidratos y el monitoreo de las condiciones de presión y temperatura en el árbol submarino o árbol en superficie del sistema flotante. Así mismo, la redundancia en el sistema de inyección deberá tomarse en cuenta en caso de alguna falla de los tubing de inyección.

La capacidad y características del sistema de inhibición de hidratos del campo son las siguientes:

- Flujo de gas de 500 MMpcsd.
- Gasto de inyección de MEG de 3000 bd (la temperatura estimada para la inhibición es de 4°C).
- La válvula de inyección de MEG (CIMV) está limitada a 1300 bd por pozo (un pozo a la vez).
- El gasto de inyección de MeOH será de 10 gpm; la temperatura estimada para la inhibición es de 4°C.
- La dosificación de metanol debe mantenerse en niveles que permitan la inhibición de todos los pozos en un escenario de cierre no planeado. Está previsto un promedio de 750 bd de metanol desde la instalación en superficie; las cantidades deben mantenerse tan cerca del máximo nivel como sea posible.

the guidelines and technical bases that the operating group must specify in its procedures.

The most significant variables to be taken into consideration during the design and operation of the equipment are: the continuous injection of hydrate inhibitor and the monitoring of pressure and temperature conditions in the submarine or surface tree of the floating system. Likewise, injection system redundancy should be considered in the event of any injection tubing failure.

The capacity and characteristics of the field hydrate inhibition system are:

- Gas flow of 500 MMpcsd.
- MEG injection rate of 3000 bd (estimated temperature for inhibition is 4°C).
- The MEG injection valve (CIMV) is limited to 1300 bd per well (one well at a time).
- The MeOH injection rate will be of 10 gpm; the estimated inhibition temperature is 4°C.
- Methanol dosage should be kept at levels that will allow all wells to be inhibited in an unplanned shutdown scenario. An average of 750 bd of methanol is expected from the surface installation; amounts should be kept as close to the maximum level as possible.
- Onshore safety logistics should include stopping production immediately with well closures, in case the MEG injection system fails.

Economic Analysis

This process involved comparing the required volumes of MEG hydrate inhibitor over the field's entire productive life against the requirements of low KHI inhibitor. Thus, at 5% in volume percentage and 50% in MEG percentage; this implies a 50% reduction of the injected volume. The MEG recovery and regeneration plant is reduced in terms of its process and area on the floating system process deck.

Conclusions

- The technology available from KHI offers technical advantages for the hydrate management plan. It considers continuous hydrate inhibitor injection, in order to minimize the cooling effect on both the underwater choke and the flow lines.
- The combination of a thermodynamic inhibitor and a kinetic inhibitor offers potential savings of 60% in terms of volume to be dosed into the subsea system-OPEX and reduction of production infrastructure-CAPEX.

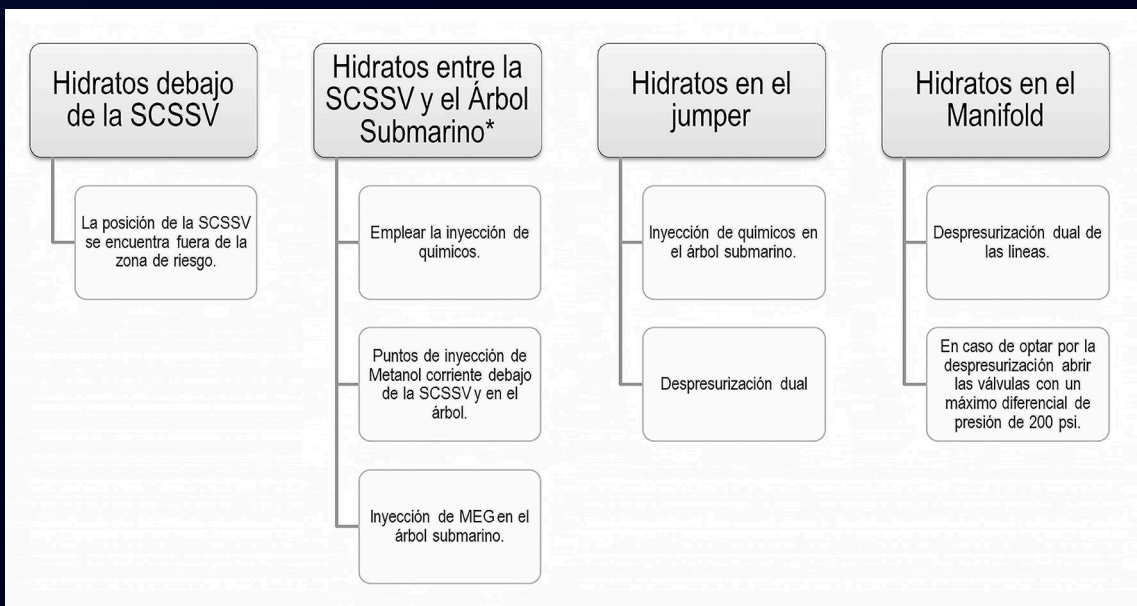
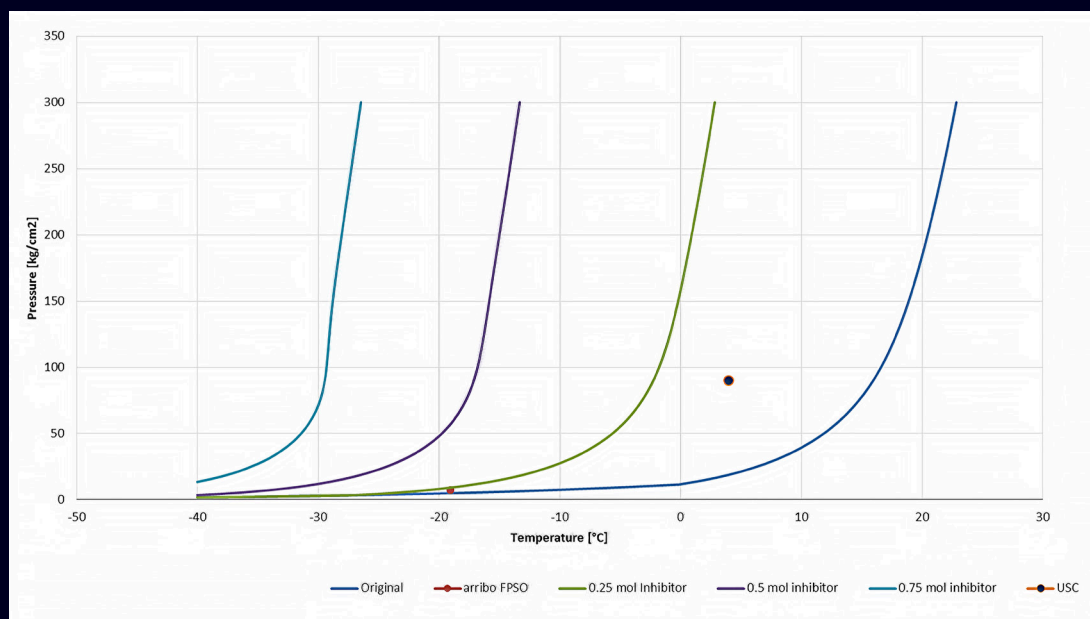


Figura 2. Plan de administración de hidratos.

Figure 2. Hydrate administration plan.

Figura 3. Curva de hidratos a diferentes concentraciones de inhibidor.

Figure 3. Hydrate curve at different inhibitor concentrations.



- La logística de seguridad en tierra debe considerar el paro de la producción inmediatamente con el cierre de los pozos, en caso de que el sistema de inyección de MEG falle.

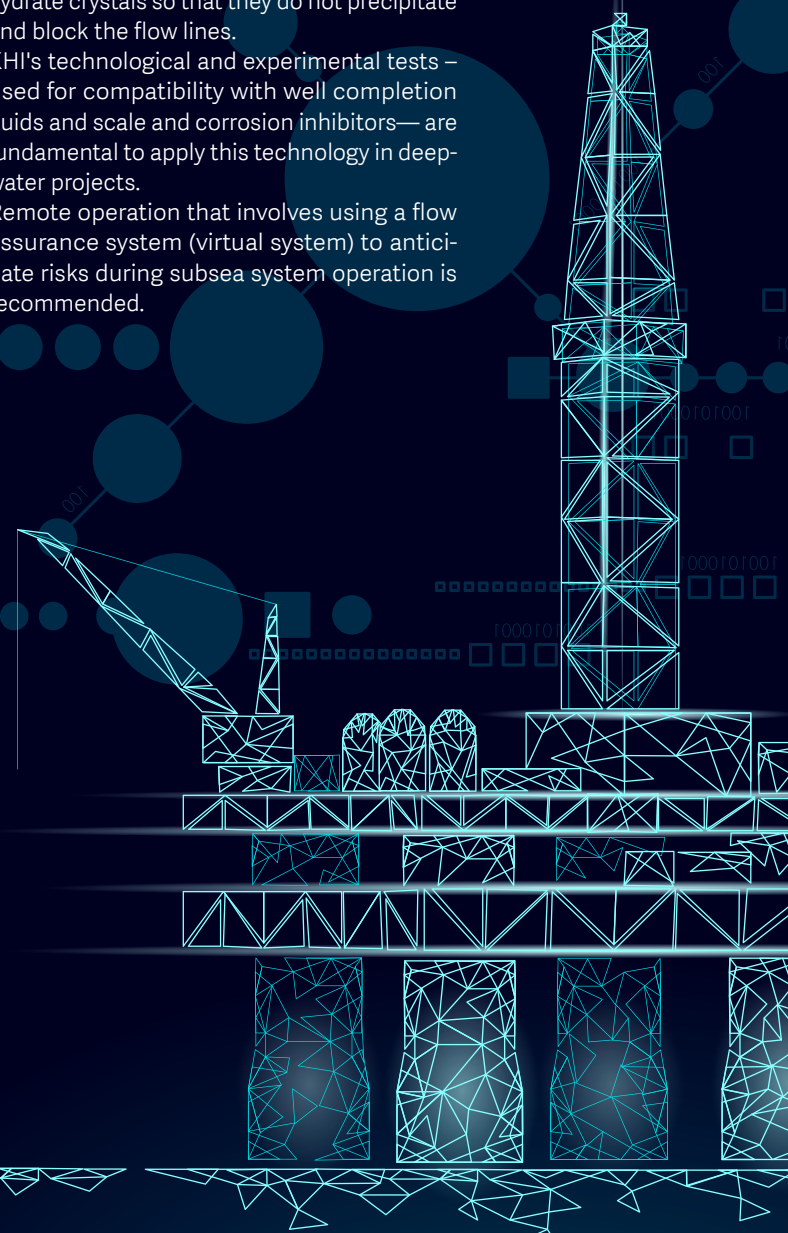
Análisis económico

Dicho proceso consistió en comparar los volúmenes requeridos del inhibidor de hidratos MEG en toda la vida productiva del campo frente a los requerimientos de inhibidor de baja dosificación KHI. Lo anterior, a 5% en porcentaje en volumen y 50% en porcentaje del MEG; esto implica una reducción del volumen a inyectar del 50%. La planta de recuperación y regeneración de MEG se reduce en cuanto a su proceso y área en la cubierta de proceso del sistema flotante.

Conclusiones

- La tecnología disponible del KHI ofrece ventajas técnicas para el plan de administración de hidratos. Considera inyección continua de inhibidor de hidratos, con el fin de minimizar el efecto de enfriamiento tanto en el estrangulador submarino como en las líneas de flujo.
- La combinación de un inhibidor termodinámico y un inhibidor cinético ofrece potenciales ahorros del 60% en cuanto al volumen a dosificar en el sistema submarino- OPEX y reducción de infraestructura de producción-CAPEX.
- La función principal del inhibidor de hidrato tipo termodinámico (monoetilenglicol) es prevenir la formación de hidratos en el sistema; mientras que el inhibidor cinético se encarga de interferir y modificar en la conglomeración de los cristales de hidratos para que no precipiten y bloqueen las líneas de flujo.
- Las pruebas tecnológicas y experimentales del KHI –utilizadas para las compatibilidades con los fluidos de terminación de los pozos e inhibidores de incrustaciones y corrosión— son necesarias para aplicar esta tecnología en proyectos de aguas profundas.
- Se recomienda la operación remota, la cual involucra utilizar un sistema de aseguramiento de flujo (sistema virtual) para anticipar riesgos durante la operación del sistema submarino.

- The main function of the thermodynamic type hydrate inhibitor (monoethylene glycol) is to prevent the formation of hydrates in the system; while the kinetic inhibitor is responsible for interfering and modifying the concentration of hydrate crystals so that they do not precipitate and block the flow lines.
- KHI's technological and experimental tests – used for compatibility with well completion fluids and scale and corrosion inhibitors— are fundamental to apply this technology in deep-water projects.
- Remote operation that involves using a flow assurance system (virtual system) to anticipate risks during subsea system operation is recommended.



Los yacimientos estratigráficos resultan más difíciles de encontrar
/ Stratigraphic reservoirs are more difficult to find

Potenciales reservas en Jurásico para revitalizar campos en asignaciones de producción

Potential Reserves in Jurassic to Revitalize Fields in Production Allocations

Autor / Author: Jaime Javier Ríos López

Se rastreó el área asignada a las características de yacimientos tipo estratigráfico con potencial de producir hidrocarburos. Las trampas estructurales que fueron, en su momento, descubiertas en el área de estudio, actualmente ya completaron los pozos de desarrollo rentables para su explotación, y presentan declinación de la producción. Los yacimientos que operan en esta área pertenecen al Cretácico y su vida productiva está pronosticada para 6 a 7 años.

Por otro lado, no hay descubrimientos nuevos que ofrezcan una verdadera restitución, en esta o en áreas aledañas. Las actuales propuestas exploratorias tienen riesgo elevado, con rentabilidad indefinida, distantes y de largo plazo. Aun cuando la interpretación de los modelos sedimentarios es cualitativa, se tiene un fundamento físico y geológico basado en el trabajo multidisciplinario para llevar a cabo las interpretaciones de litofacies y la aplicación de conceptos de estratigrafía.

The area assigned to the characteristics of stratigraphic type reservoirs with potential to generate hydrocarbons was tracked. The structural traps that were, at the time, discovered in the area of study, already completed the development wells profitable for exploitation, and present decline in production. The reservoirs operating in this area belong to the Cretaceous period and their productive life is predicted to be 6 to 7 years.

On the other hand, there are no discoveries that offer true restitution, in this or nearby areas. The current exploratory proposals have high risk, with indefinite profitability, distant and long term. Although the interpretation of sedimentary models is qualitative, there is a physical and geological basis supported by multidisciplinary work to carry out lithofacies interpretations and application of stratigraphy concepts.

In addition to conventional seismic interpretation and the use of classical lithological and structural attributes, two seismological techniques were applied in parallel for pattern recognition, reinforcing the analysis and proposals for sedimentary models. As a medium-term strategy, the potential for reserve incorporation was seen to be achievable in the Jurassic of this study area. This is because part of the investments are absorbed by exploited fields which, in turn, would receive sustainability benefits.

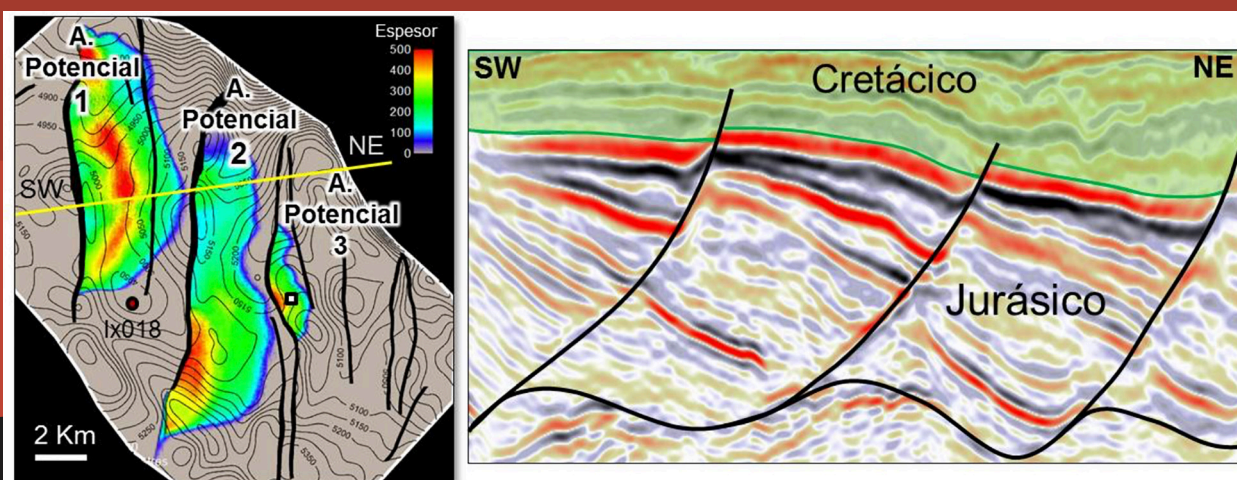


Figura 1. Mapa estructural a cima de primera Unidad potencial del JSK y espesores de la misma. En la sección sísmica se muestra el desarrollo sedimentario de las Unidades del Jurásico.

Figure 1. A structural map at the top of Potential Area 1 of the JSK and its thickness. The seismic section shows the sedimentary development of the Jurassic Units.

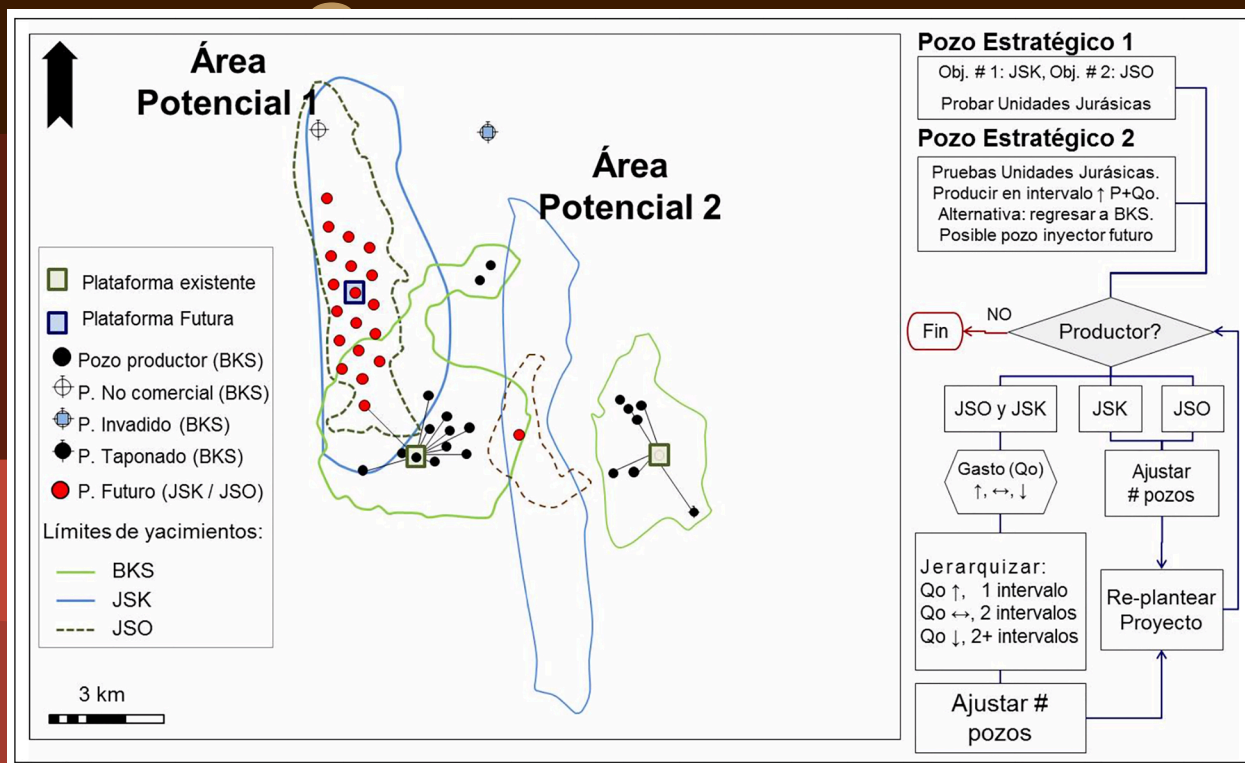


Figura 2. Límites de los yacimientos: productor y potenciales. Pozos perforados y pozos propuestos de la estrategia inicial de desarrollo.

Figure 2. Reservoir boundaries: producer and potential. Drilled wells and proposed wells from the initial development strategy.

Además de la interpretación sísmica convencional y el uso de atributos litológicos y estructurales clásicos, se aplicaron, de manera paralela, dos técnicas sísmológicas para el reconocimiento de patrones, reforzando el análisis y las propuestas de modelos sedimentarios. Como una estrategia de mediano plazo, se visualizó que en el Jurásico de la presente área de estudio, el potencial para incorporación de reserva es alcanzable. Esto se debe a que parte de las inversiones son absorbidas por campos en explotación que, a su vez, recibirían beneficio de sostenibilidad.

Por lo anterior, el objetivo consiste en visualizar y cuantificar el potencial de restituir reservas de hidrocarburos en Formaciones Jurásicas de un área en la Sonda de Campeche, para sostener la tasa de producción del Activo con rentabilidad y aprovechar la infraestructura existente.

Origen del análisis y las iniciativas

En Pemex Exploración y Producción (PEP) impera una necesidad por contribuir en el rescate de campos en declinación y aumentar nuestra capacidad de restituir las reservas. El desarrollo de las áreas potenciales, como el caso aquí propuesto, cuenta con la ventaja de infraestructura cercana y disponible para una fase inicial de explotación y posterior redimensionamiento de instalaciones de producción, si fuera necesario.

Therefore, the objective is to visualize and quantify the potential for restoring hydrocarbon reserves in Jurassic formations in an area in the Campeche Basin, to sustain the production rate of the Asset with profitability and to take advantage of the existing infrastructure.

Analysis and Initiatives Origin

In Pemex Exploration and Production (PEP) there is a need to contribute to the rescue of declining fields and increase our capacity to restore reserves. The development of potential areas, as the case discussed here, has the advantage of nearby and available infrastructure for an initial phase of exploitation and subsequent resizing of production facilities, if necessary.

Geologically, we have a functional oil system. The focus, now, is towards the exploitation of stratigraphic or combined traps, with storage and flow capacity, considering references of



Geológicamente, se tiene un sistema petrolero funcional. El enfoque, ahora, es hacia la explotación de trampas estratigráficas o combinadas, con capacidad de almacenamiento y flujo, considerando referentes de yacimientos que se operan en aguas someras del Golfo de México (Ortuño-Maldonado, 2008). La interpretación sísmica se realizó con un volumen PSDM con algoritmo RTM. Con los datos existentes, se visualizan rasgos geológicos tanto en JSK como en JSO, con potencial para ser considerados como yacimientos en el área que se denominará Área Potencial 1 y un área intermedia que será denominada Área Potencial 2 (Figura 1).

Áreas potenciales

Los yacimientos estratigráficos son más difíciles de encontrar y caracterizar; además, sus indicadores de producción son menores a los yacimientos del Cretácico. Sin embargo, con las actuales tecnologías, la experiencia ganada y la infraestructura existente, resulta oportuna su búsqueda y explotación.

Alternativas y propuestas

Ante la situación actual, se plantea re-explorar con énfasis en objetivos estratigráficos. Anteriormente, García y Chernikoff (2007) realizaron estudios en el Kimeridgiano para proponer localizaciones que se ubicaban en la Unidad superior y aisladas. En este trabajo, se estudió todo el paquete Jurásico de manera sistémica con la sobreposición de Unidades de interés. Por un lado para elevar la propuesta volumétrica y, por otro, para ser cortadas por pozos que consideren planes alternos, maximicen la recuperación de hidrocarburos y extiendan su vida útil.

La perspectiva de desarrollo es alentadora para lo que aquí se reconoce como Área Potencial 1, tomando en cuenta que los yacimientos JSK y JSO se encuentran prácticamente sobrepuestos (Figura 2). Esto significa que se tiene mayor probabilidad de éxito de encontrar Unidad(es) productora(s).

Beneficio de producción

El primer ejercicio del beneficio de producción que aquí se presenta es con 19 pozos, ya sea en serie o en paralelo. Se realiza a partir de estimación de reservas, considerando factores de recuperación de campos vecinos del sector suroeste que Jimenez y Rozano (2016) estudiaron. De ahí, se consideraron analogías y datos estadísticos; también se utilizaron referencias del sector noreste (González et al, 2015). La determinación del número de pozos también toma en cuenta gastos de pozos, costos,

reservoirs operated in shallow waters of the Gulf of México (Ortuño-Maldonado, 2008). The seismic interpretation was performed with a PSDM volume with an RTM algorithm. With the existing data, geological features are visualized in both JSK and JSO, with the potential to be considered as reservoirs within the area that will be called Potential Area 1 and an intermediate area that will be called Potential Area 2 (Figure 1).

Potential Areas

Stratigraphic reservoirs are more difficult to find and characterize; besides, their production indicators are lower than those of the Cretaceous. However, with the current technologies, the experience gained and the existing infrastructure, it is appropriate to search for and exploit them.

Alternatives and Proposals

Given the current situation, it is envisaged to re-examine with emphasis on stratigraphic objectives. Previously, García and Chernikoff (2007) conducted studies in the Kimeridgian to suggest locations that were located in the upper unit and isolated. In this study, the entire Jurassic complex was studied systematically with the overlapping of Units of interest. On the one hand, to raise the volumetric proposal and, on the other, to be cut by wells that consider alternative plans, maximize hydrocarbon recovery and extend their useful life.

The development perspective is encouraging for what is acknowledged here as Potential Area 1, taking into account that the JSK and JSO reservoirs are practically overlapping (Figure 2). This means that there is a greater success rate in finding the producing unit(s).

Production Profit

The first production benefit exercise involves 19 wells, either in series or in parallel. It is based on reserve estimates, considering recovery factors from neighboring fields in the southwest sector that Jimenez and Rozano (2016) studied. From there, analogies and statistical data were considered; references from the northeast sector were also used (González et al, 2015). The number of wells' determination also takes into account well costs, oil prices and basic production infrastructure (Hernández-Cano and Godina, 2001).

The production profile considers variable initial productions, taking into account experiences in analogous fields and conditioning by the Facies types; a variable decline that increases with time was also imposed. The "economically useful" life of each well for production and economic estimates is 500 bpd. With the production profile, the previously estimated 136.4 reserves are recovered in a maximum period of 12 years; this without specifying start dates, since it will vary depending on the project's authorization.



Figura 3. Ponderación exclusiva para el conjunto de elementos de riesgo, mediante comparaciones pareadas de atributos.

Figure 3. Exclusive weighting for the risk elements as a whole, using paired comparisons of attributes.

precios del aceite y la infraestructura elemental de producción (Hernández-Cano y Godina, 2001).

El perfil de producción considera producciones iniciales variables, tomando en cuenta experiencias en campos análogos y condicionamientos por los tipos de Facies; también se impuso una declinación variable que se incrementa con el tiempo. La vida "económicamente útil" de cada pozo para las estimaciones de producción y económicas es a los 500 bpd. Con el perfil de producción se recupera la reserva previamente estimada 136.4, en un periodo de máximo de 12 años; esto sin precisar fechas de inicio, ya que dependerá de la autorización del proyecto.

Planes de mitigación

Se cuenta con un plan preliminar donde se identifica el tipo de riesgo, descripción, impacto potencial al proyecto, iniciativas de mitigación y posibilidad de éxito. Los principales elementos de riesgos se refieren a la capacidad de almacenamiento y flujo del yacimiento, productividad de los pozos y plan de explotación. Se presenta una matriz de riesgos con la cual se planifica la información, datos, temporalidad y toma de decisiones (Figura 3).

Acciones

- En el 2015 se hizo la adquisición sísmica multi-componente con la que se pretende mitigar riesgos; actualmente, en procesamiento.
- En 2016 se ejecutó paralelamente un análisis de ingeniería con apoyos expertos, para dimensionar el proyecto, obras e inversiones.
- Durante la perforación se tomará información para la certidumbre de los modelos de yacimientos y optimizar inversiones.
- Aplicar tecnologías que impacten en la productividad de pozos y el incremento del factor de recuperación.

Conclusiones

Se posibilita la restitución de reservas y la reactivación de producción. Los yacimientos potenciales en Jurásico tienen las siguientes características:

- Atractivo geológico: Volumen original de 813 MMb. La reserva más probable es de 136 MMb.
- Impacto en volumen de producción, por lo menos en los siguientes 10 a 12 años a partir del primer barril. Se alcanzarían picos de 50 Mbd hasta 72 Mbd, en los esquemas aquí analizados.
- Hasta en el escenario fiscal más severo (vigente), la rentabilidad de este proyecto es positiva.
- El proyecto tiene capacidad para aislarse o interconectarse a instalaciones de producción existentes.
- Se considera urgente y crítico el trámite para echar a andar este proyecto. Es un proceso con observaciones regulatorias, ya que el primer barril podría rezagarse hasta el cierre de los campos actualmente en operación en esta asignación.

Mitigation Plans

There is a preliminary plan identifying the type of risk, description, potential impact on the project, mitigation initiatives and possibility of success. The main risk elements are related to the reservoir's storage and flow capacity, well productivity and exploitation plan. A risk matrix is presented with which information, data, timing and decision making are mapped out (Figure 3).

Actions

- In 2015, the multi-component sísmica acquisition was done to mitigate risks; currently, it is being processed.
- In 2016, an engineering analysis was carried out in line with expert support to measure the project, works, and investments.
- During the drilling, the information will be taken for the certainty of the reservoir models and to optimize investments.
- Apply technologies that impact on well productivity and increase the recovery factor.

Conclusions

It is possible to restore supplies and reactivate production. The potential reservoirs in Jurassic have the following features:

- Geological attraction: Original volume of 813 MMb. The most probable reserve is 136 MMb.
- Impact on production volume, at least in the next 10 to 12 years from the first barrel. Peaks of 50 Mbd to 72 Mbd would be reached, in the schemes analyzed here.
- Even in the most severe financial scenario (in effect), this project's profitability is positive.
- The project can be isolated or interconnected to existing production facilities.
- It is urgent and critical to get this project underway. It is a process with regulatory observations since the first barrel could lag until the fields currently in operation in this assignment are closed.

