

WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 32
Agosto 2019

PETROLERA



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

**Construcción
de pozos
horizontales con
desplazamiento
negativo y positivo**

*Horizontal well
construction with
negative and positive
displacement*

**Análisis
sedimentológico
en Ixtoc-
Kambesah**

*Sedimentological
analysis in
Ixtoc-Kambesah*

**CNH:
Inversiones
aprobadas
bajo un esquema
de transparencia**

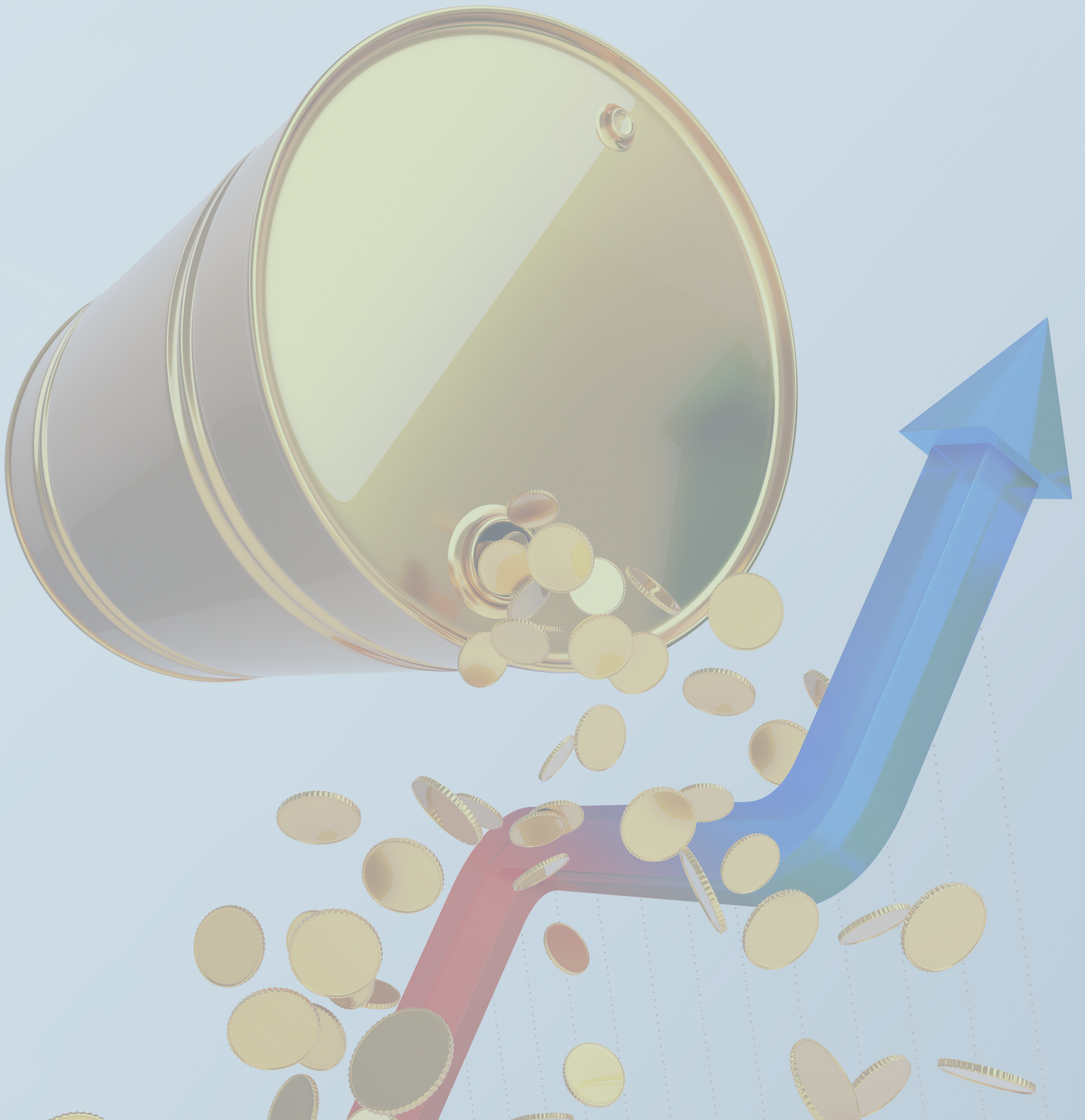
*Approved investments under
a scheme of transparency*

**Caracterización
de procesos
diagenéticos
y evolución de
porosidad**

*Characterization
of diagenetic
processes
and porosity
evolution*

**Caso
histórico:
Ayatsil**

*A historical
case: Ayatsil*



Estimados Colegiados:
El órgano regulador del sector petrolero mexicano, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), aceleró, en las últimas semanas, las aprobaciones de planes de desarrollo prioritarios presentados por Petróleos Mexicanos (Pemex), como parte de su estrategia para incrementar la producción de petróleo.

Hasta este momento, la CNH ha aprobado 15 de los 20 planes presentados por la Empresa Productiva del Estado. La inversión que se espera realizar en estos 15 campos suma USD \$7 mil 442.7 millones de dólares; dicha cifra representa 20.45% del total de USD \$36 mil 390 millones de dólares que aprobó la CNH en inversiones al sector petrolero nacional. Son 140 planes que cuentan con el visto bueno de la autoridad reguladora y están listos para el siguiente paso: invertir en el mercado mexicano.

Destaca, como hemos señalado, la cifra de inversión de nuestra empresa petrolera Pemex, prueba contundente de la prioridad que el gobierno tiene en el sector energético mexicano y en la empresa pública más grande e importante del país. Como señalaba, luego de meses de intensas tareas de reconfiguración de la política energética, que incluyó priorizar la recuperación de la soberanía en el sector, así como de la definición de estrategias y políticas que eliminaran de tajo las malas prácticas, todo indica que se intensificarán nuestras labores y la tarea petrolera.

Cuando hablamos de planes de inversión aprobados, ya no son expectativas, sino proyectos concretos. Si bien la inversión todavía es moderada respecto al potencial de nuestra industria, no es de ninguna manera un monto bajo el de poco más de USD \$36 mil millones de dólares.

Quizás falte más velocidad en los proyectos, pero debemos considerar que los procesos de transición suelen ser lentos, aunque este no fue el caso. Sin embargo, las buenas noticias en la industria han empezado a llegar con la aprobación de estos 15 planes, lo que se traducirá ya en una derrama económica y de incremento en la actividad.

A lo anterior, se han sumado elementos como los recientes acuerdos firmados por el gobierno y la iniciativa privada para continuar con la construcción de algunos gasoductos, así como el inicio de la operación de los que ya estaban finalizados, lo cual había sido interrumpido por la revisión de los contratos. Aunque dicho factor en apariencia es exclusivo del sector eléctrico, en los hechos, corresponde a la totalidad de la industria energética mexicana, y todo acuerdo ganar-ganar siempre es fuente de optimismo.

Ya están a la vista los proyectos, en breve se intensificará la actividad.



Dear Collegiate:
The regulatory body of the Mexican oil sector, the National Hydrocarbons Commission (CNH, by its acronym in Spanish), accelerated, in recent weeks, the approvals of priority development plans presented by Petróleos Mexicanos (Pemex), as part of its strategy to increase oil production.

So far, the CNH has approved 15 of the 20 plans submitted by the State Productive Company. The investment expected to be made in these 15 fields amounts to 7,442.7 million dollars; this figure represents 20.45% of the total 36,390 million dollars approved by the CNH for investments in the national oil sector. 140 plans have the consent of the regulatory authority and are ready for the next step: to invest in the Mexican market.

As we have pointed out, the investment figure of our oil company Pemex stands out as overwhelming proof of the priority that the government has in the Mexican energy sector and the largest and most important public company in the country. As I pointed out, after months of intense work to reconfigure energy policy, which included prioritizing the recovery of sovereignty in the sector, as well as the definition of strategies and policies to eliminate bad practices, everything indicates that our work and the oil task will be intensified.

When we speak of approved investment plans, they are no longer expectations, but concrete projects. Although investment is still moderate concerning the potential of our industry, it is by no means a low amount of just over 36 billion dollars.

Perhaps there is a lack of speed in the projects, but we must consider that the transition processes tend to be slow, although this was not the case. However, the approval of these 15 plans, which will already translate into an economic outflow and increased activity, are great news for the industry.

In addition, there have been elements such as the recent agreements signed by the government and the private initiative to continue with the construction of gas pipelines, as well as the beginning of the operation of those that were already completed, which had been interrupted by the revision of the contracts. Although this factor is exclusive to the electricity sector, in fact, it corresponds to the entire Mexican energy industry, and any win-win agreement is always a source of optimism.

The projects are already in sight, and soon the activity will intensify.

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 Flamenzo 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

Inversiones aprobadas por 36 mil mdd en la industria petrolera, bajo un esquema de transparencia y en abono de la soberanía energética.
Approved investments for 36 billion dollars in the oil industry, under a scheme of transparency and reimbursement of energy sovereignty.

Página 8

Caracterización de procesos diagenéticos y evolución de porosidad de los yacimientos del Eoceno Medio de los campos Ku, Zaap y Maloob.
Characterization of diagenetic processes and porosity evolution of the Middle Eocene reservoirs of the Ku, Zaap and Maloob fields.

Página 12

Ayatsil, caso histórico de un campo que nació en medio de los grandes descubrimientos.
Ayatsil, a historical case of a field that was born in the middle of great discoveries.

Página 16

Análisis sedimentológico de la posible distribución de facies oolíticas en Ixtoc-Kambesah.
Sedimentological analysis of the possible distribution of oolitic facies in Ixtoc-Kambesah.

Página 20

Diseño, tecnología y lecciones aprendidas para la construcción de pozos horizontales con desplazamiento negativo y positivo.
Design, technology, and lessons learned for the construction of horizontal wells with negative and positive displacement.

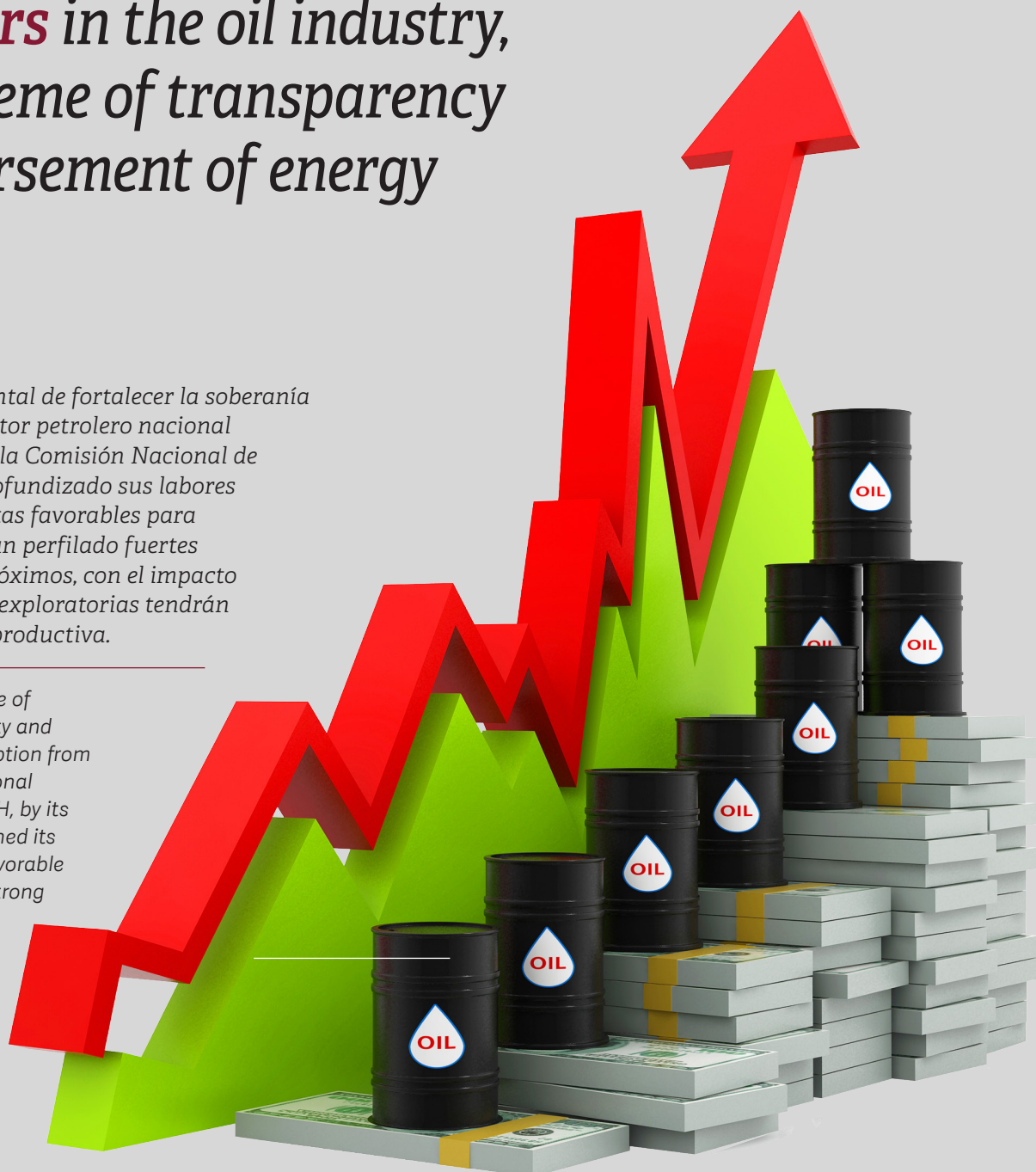
• El país impulsa proyectos que le permitan alcanzar la meta de 2.6 mbpd hacia el año 2024
/ The country promotes projects to reach the goal of 2.6 million bpd by the year 2024

Inversiones aprobadas por 36 mil mdd en la industria petrolera, bajo un esquema de transparencia y en abono de la soberanía energética

Approved investments for 36 billion dollars in the oil industry, under a scheme of transparency and reimbursement of energy sovereignty

Bajo la premisa gubernamental de fortalecer la soberanía energética y eliminar del sector petrolero nacional todo vestigio de corrupción, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ha profundizado sus labores regulatorias y entrega cuentas favorables para la industria mexicana. Se han perfilado fuertes inversiones para los años próximos, con el impacto positivo que las actividades exploratorias tendrán para el aumento de la base productiva.

Under the governmental premise of strengthening energy sovereignty and eliminating all vestiges of corruption from the national oil sector, the National Hydrocarbons Commission (CNH, by its acronym in Spanish) has deepened its regulatory work and provides favorable answers for Mexican industry. Strong investments have been outlined for the coming years, with the positive impact of exploratory activities on the increase of the productive base.



De esta manera, las inversiones que hasta ahora fueron aprobadas por la CNH a las empresas privadas del sector —que llegaron al país en años anteriores para explorar nuestro territorio y extraer hidrocarburos—, suman un monto total de 36 mil 390 millones de dólares. En dicho escenario, el 82% del presupuesto está destinado a las áreas de desarrollo, según dichos de la Unidad Técnica de Asignaciones y Contratos de la CNH.

De acuerdo con las cifras más recientes de la Comisión, el organismo aprobó ya un total de 140 planes de inversión, de los cuales 84 corresponden a esquemas de exploración y evaluación, mientras que 56 son planes provisionales de evaluación y desarrollo.

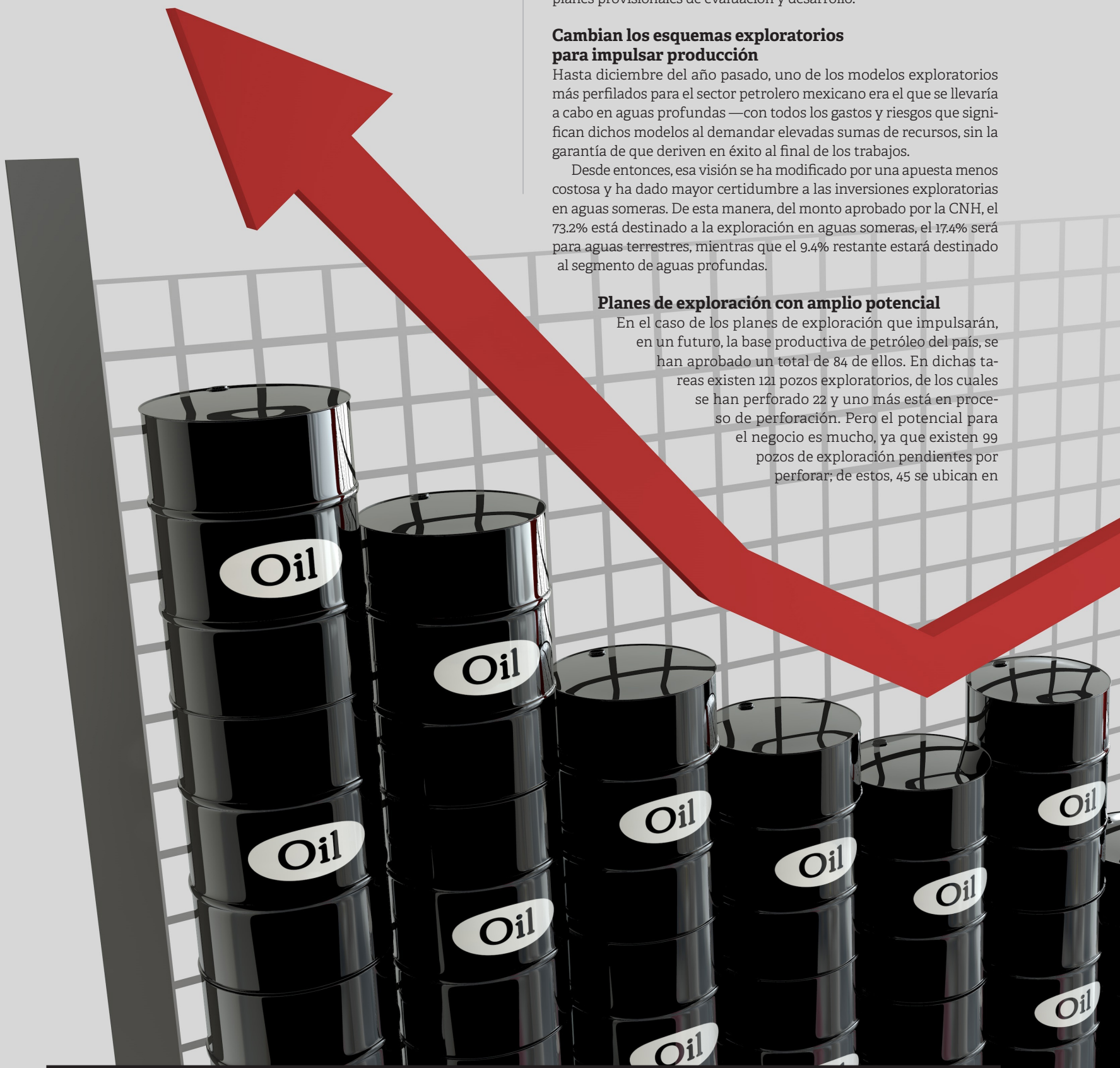
Cambian los esquemas exploratorios para impulsar producción

Hasta diciembre del año pasado, uno de los modelos exploratorios más perfilados para el sector petrolero mexicano era el que se llevaría a cabo en aguas profundas —con todos los gastos y riesgos que significan dichos modelos al demandar elevadas sumas de recursos, sin la garantía de que deriven en éxito al final de los trabajos.

Desde entonces, esa visión se ha modificado por una apuesta menos costosa y ha dado mayor certidumbre a las inversiones exploratorias en aguas someras. De esta manera, del monto aprobado por la CNH, el 73.2% está destinado a la exploración en aguas someras, el 17.4% será para aguas terrestres, mientras que el 9.4% restante estará destinado al segmento de aguas profundas.

Planes de exploración con amplio potencial

En el caso de los planes de exploración que impulsarán, en un futuro, la base productiva de petróleo del país, se han aprobado un total de 84 de ellos. En dichas tareas existen 121 pozos exploratorios, de los cuales se han perforado 22 y uno más está en proceso de perforación. Pero el potencial para el negocio es mucho, ya que existen 99 pozos de exploración pendientes por perforar; de estos, 45 se ubican en



la zona sur de nuestro país, 36 más en el norte de México y 18 en la parte central de la república.

En total, se han aprobado inversiones por 6 mil 192 millones de dólares para la perforación y exploración de pozos petroleros. En lo que respecta a los planes de desarrollo, se han aprobado inversiones por un monto de 30 mil 201 millones de dólares, con la característica de que se registra una concentración del 98% en 24 planes, y de las inversiones totales, es decir de los más de 30 mil millones de dólares, el 60% pertenecen a solamente tres proyectos desarrollados por Eni, Hokchi y Fieldwood.

No es casualidad que los planes de desarrollo concentren cifras tan importantes de dinero, ya que se trata de proyectos con altas tasas de rentabilidad de largo plazo y bajas tasas de incertidumbre financiera. Evidentemente, la apuesta de las autoridades gira en torno al éxito de todos los proyectos evaluados y autorizados, con la finalidad de que, al paso de los años, sean clave para la recuperación de la producción de hidrocarburos en nuestro país.

De acuerdo con información de la propia CNH, la compañía petrolera nacional, Petróleos Mexicanos, cuenta, actualmente, con el 23% de los recursos prospectivos. Como sabemos, estos recursos son las cantidades de petróleo estimado para una fecha determinada, que son potencialmente recuperables de reservas desconocidas para la ejecución de proyectos en el desarrollo futuro. Dicho porcentaje de prospectivos se originó a partir de la ronda cero. A su vez, el 66% de este gran total todavía son ociosos, mientras que apenas un 11% se concentra en los contratos petroleros.

Pemex mantiene paso ascendente en exploración y producción

En este contexto, es un hecho que el número de planes de desarrollo que le han sido aprobados a Pemex por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha aumentado de manera acelerada en el último mes. Hasta la fecha, Pemex logró que el órgano de gobierno le conceda los planes de extracción y producción de 15 de los 20 campos prioritarios, seis de los cuales recibieron el visto bueno durante este mes de agosto.

La CNH aprobó por unanimidad tres nuevos planes a Pemex Exploración y Producción (PEP), los cuales

Número Number	Plan de Desarrollo Development plan	Sesión de Órgano de Gobierno Government Bodies session	Fecha de Aprobación Approval date	Inversión* mmUSD MmUSD inversion
15	Koban	50ª Extraordinaria	27 Agosto 2019	7,442.47
14	Tetli	49ª Extraordinaria	22 Agosto 2019	7,041.45
13	Tlacame	49ª Extraordinaria	22 Agosto 2019	6,742.17
12	Cibix	48ª Extraordinaria	20 Agosto 2019	6,431.68
11	Teekit	9ª Ordinaria	20 Agosto 2019	6,325.88
10	Octli	46ª Extraordinaria	7 Agosto 2019	6,023.26
9	Mulach	41ª Extraordinaria	18 Julio 2019	5,763.57
8	Manik NW	40ª Extraordinaria	16 Julio 2019	5,365.31
7	Uchbal	35ª Extraordinaria	28 Jun 2019	5,138.10
6	Ixachi	33ª Extraordinaria	18 Jun 2019	4,924.14
5	Cahua	28ª Extraordinaria	28 Mayo 2019	2,319.61
4	Cheek	20ª Extraordinaria	4 Abril 2019	2,057.94
3	Esah	1ª Ordinaria	15 Enero 2019	1,794.31
2	Chocol	68ª Extraordinaria	29 Noviembre 2018	1,311.95
1	Xikin	62ª Extraordinaria	09 Agosto 2019	1,265.93

* Inversión para el campo Koban: 401.02 mmUSD /Investment for Koban field: 401.02 mmUSD

Tabla 1. Avance de las Asignaciones prioritarias
Table 1. Progress on Priority Allocations

In this way, the investments that until now were approved by the CNH to the private companies of the sector—that came to the country in previous years to explore our territory and extract hydrocarbons—, add up to a total amount of 36 thousand 390 million dollars. In this scenario, 82% of the budget is allocated to developing areas, under statements provided by the Technical Unit of Assignments and Contracts of the CNH.

According to the Commission's most recent figures, they have already approved a total of 140 investment plans, 84 of which correspond to exploration and evaluation schemes, while 56 are provisional evaluation and development plans.

Exploration Schemes Change to Boost Production

Until December of last year, one of the most profiled exploratory models for the Mexican oil sector was the one carried out in deep waters—with all the expenses and risks that these models mean when demanding high sums of resources, without the guarantee that they derive in success at the end of the tasks.

Since then, this vision has been modified by a less expensive bet and has given greater certainty to exploratory investments in shallow waters. Thus, out of the amount approved by the CNH, 73.2% is destined for exploration in shallow waters, 17.4% will be for terrestrial waters, while the remaining 9.4% will be destined to deep-water projects.

High-Potential Exploration Plans

In the case of the exploration plans that will, in the future, boost the country's oil production base, 84 of them have been approved. In these tasks, there are 121 exploratory wells, 22 of which have been drilled and one more is in the process of drilling. However, the business potential is great, since 99 exploration wells are pending to be drilled; out of the latter, 45 are located in the southern part of our country, 36 more in northern Mexico and 18 in the central area.

In total, investments of 6.192 billion dollars for the drilling and exploration of oil wells have been approved. Regarding development plans, investments amounting to 30.201 billion dollars have been



corresponden a los campos Tlacame, Tetl y Koban. En conjunto, los dos primeros campos le darán a Pemex una producción de 55 millones de barriles de crudo y casi 28 mil millones de pies cúbicos de gas.

Tlacame está ubicado 27 kilómetros al noroeste de Dos Bocas, Tabasco. El plan aprobado incluye la perforación y terminación de cinco pozos, la construcción de una plataforma y dos ductos. Asimismo, la petrolera mexicana prevé recuperar de este campo 36.34 millones de barriles de aceite y poco más de 13 mil millones de pies cúbicos de gas. De los dos campos mencionados en el párrafo anterior, este es el que requerirá una inversión mayor, equivalente a 429.57 millones de dólares.

Por su parte, Tetl es un campo localizado a 13 kilómetros de las costas de Tabasco; su plan incluye la perforación y terminación de tres pozos y la construcción de dos ductos. Con una inversión de casi 365 millones de dólares, Pemex planea lograr una producción de 19 millones de barriles de aceite y casi 15 mil millones de pies cúbicos de gas.

El campo Koban se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Tabasco, a 13.7 kilómetros al noroeste de Frontera, Tabasco. Tiene un área de extracción de 13.66 kilómetros cuadrados. El plan aprobado considera extraer, al límite económico de la Asignación (año 2033), un total de 19.80 millones de barriles de petróleo y 114.37 mil millones de pies cúbicos de gas hidrocarburo. Esto mediante la perforación y terminación de 4 pozos de desarrollo y 22 RME (Reparaciones Menores), con una inversión 401.02 millones de dólares. De este monto, el 77.48% se destinarán al desarrollo del campo (perforación de pozos y construcción de instalaciones), el 13.14% serán para la producción del mismo (intervención de pozos y operación de instalaciones) y el 9.38% para su abandono (taponamiento de pozos y desmantelamiento de instalaciones).

El número de planes aprobados solamente en el octavo mes del año, es el equivalente a la cantidad que el órgano regulador concedió entre noviembre de 2018 y mayo de 2019, cuando PEP consiguió la aprobación de los planes para cinco campos: Cahua, Cheek, Chocol, Xikin y Esah. Estos dos últimos, según el cronograma de Pemex, comenzarán a producir antes de que finalice el año. En su punto máximo de producción, estos campos ubicados en Campeche y Tabasco darán a Pemex alrededor de 103 mil barriles de crudo al día. Igualmente, durante junio y agosto, Pemex logró la validación de cuatro campos más: Mulach, Manik, Uchbal e Ixachi.

Con los 14 planes, se comprometió una inversión de 7 mil 41 millones de dólares. En total, la producción acumulada de estos campos sumará alrededor de 270 mil barriles de petróleo y 810 millones de pies cúbicos de gas al día, en su pico de producción. Es importante considerar que a esto se deben agregar los números del campo Koban, aprobado el 27 de agosto.

La importancia de estos 20 campos radica en que en ellos se basa la estrategia para lograr que la producción total de aumente a 2 millones 697 mil barriles diarios para 2024, la meta oficial planteada hace algunos meses.

approved, with the distinction that a concentration of 98% is registered in 24 plans. Out of the total investments, that is to say more than 30 billion dollars, 60% belong to only three projects developed by Eni, Hokchi, and Fieldwood.

It is no coincidence that development plans concentrate such large amounts of money, as these are projects with high long-term rates of return and low rates of financial uncertainty. The bet of the authorities revolves around the success of all the projects evaluated and authorized, to turn them, over the years, into the key to the recovery of hydrocarbon production in our country.

According to information from the CNH, the national oil company, Petróleos Mexicanos, currently has 23% of the prospective resources. As we know, these resources are the quantities of oil estimated for a given date, which are potentially recoverable from unknown reserves for the execution of future development projects; this percentage originated from round zero. Meanwhile, 66% of this total are still idle, while only 11% is concentrated in oil contracts.

Pemex Maintains Upward Momentum in Exploration and Production

In this context, it is a fact that the number of development plans that have been approved to Pemex by the National Hydrocarbons Commission has increased rapidly in the last month. To date, Pemex has managed to get the government body to grant the extraction and production plans for 14 of the 20 priority fields, five of which were validated during this August.

The CNH unanimously approved two new plans for Pemex Exploration and Production (PEP), which correspond to the Tlacame and Tetl fields; both are part of assignment AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04. Together,



the two fields will give Pemex a production of 55 million barrels of crude, and almost 28 billion cubic feet of gas.

Tlacame is located 27 kilometers northwest of Dos Bocas, Tabasco. The approved plan includes the drilling and completion of five wells, the construction of a platform and two pipelines. Also, the Mexican oil company expects to recover 36.34 million barrels of oil and just over 13 billion cubic feet of gas from this field. Out of the two fields mentioned in the previous paragraph, this is the one that will require a greater investment, equivalent to 429.57 million dollars.

For its part, Tetl is a field located 13 kilometers from the coast of Tabasco, its plan includes the drilling and completion of three wells and the construction of two pipelines. With an investment of almost 365 million dollars, Pemex plans to achieve a production of 19 million barrels of oil and almost 15 billion cubic feet of gas.

The Koban field is located in the territorial waters of the Gulf of Mexico, off the coast of the state of Tabasco, 13.7 kilometers northwest of Frontera, Tabasco. It has an extraction area of 13.66 square kilometers. The approved plan considers extracting a total of 19.80 million barrels of oil and 114.37 billion cubic feet of gas at the economic limit of the Allocation (year 2033). This through the drilling and completion of 4 development wells and 22 MR (Minor Repairs), with an investment of 401.02 million dollars. Of this amount, 77.48% will be assigned to field development (well drilling and construction of facilities), 13.14% will be for field production (well

intervention and operation of facilities) and 9.38% for abandonment (well plugging and dismantling facilities).

The number of plans approved only during the eighth month of the year is equivalent to the amount that the regulatory body granted between November 2018 and May 2019, when PEP obtained the validation of plans for five fields: Cahua, Cheek, Chocol, Xikin,

Petróleos Mexicanos Reserva de Hidrocarburos* / Oil Reserves

Año Year	Reservas Probadas Proved Reserves	Reservas Probables Probable Reserves	Reservas Posibles Possible Reserves	Total Total
2009	14.3	14.5	14.7	43.5
2010	14.0	14.2	14.8	43.0
2011	13.8	15.0	14.3	43.1
2012	13.8	12.4	17.7	43.9
2013	13.9	12.3	18.4	44.6
2014	13.4	11.4	17.3	42.1
2015	10.2	8.6	12.4	31.2
2016	9.6	6.5	6.1	22.2
2017	8.6	6.6	7.0	22.2
2018	7.7	6.5	6.9	21.2
2019	7.0	6.6	6.8	20.4

* Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (BPCE). Fuente: CNH
/Millions of Barrels of Oil Equivalent (BOE). Source: CNH

and Esah. The last two, according to Pemex's schedule, will begin producing before the end of the year. At their peak, these fields located in Campeche and Tabasco will give Pemex around 103,000 barrels of oil a day. Likewise, during June and August, Pemex achieved the approval of four more fields: Mulach, Manik, Uchbal, and Ixachi.

With the 14 plans, an investment of 7.41 billion dollars was committed. In total, the accumulated production of these fields will add around 270,000 barrels of oil and 810 million cubic feet of gas a day, at peak production. It is important to consider that the numbers of the Koban field, approved on August 27, must be included in this sum.

The strategy relies on these 20 fields to achieve a total production of 2 million 697 thousand barrels per day by 2024, the official goal set a few months ago.



• El estudio se realizó empleando la metodología conocida como petrografía avanzada.
/ The study was carried out using a methodology known as advanced petrography

Caracterización de procesos diagenéticos y evolución de porosidad de los yacimientos del Eoceno Medio de los campos **Ku, Zaap y Maloob**

Characterization of diagenetic processes and porosity evolution of the Middle Eocene reservoirs of the **Ku, Zaap and Maloob fields**

Autores / Authors:

Ing. David Fernando Iracheta Escobedo
Ing. Juan Antonio Balleza Correa
Ing. María de Jesús Correa López
Dr. Ricardo Martínez Ibarra

Los resultados de los estudios petrográficos permitieron la caracterización de los procesos diagenéticos que afectaron la unidad en estudio. El efecto de los procesos diagenéticos como son la micritización, compactación física, compactación química, cementos diagenéticos, fracturas, generación de porosidad secundaria por disolución e impregnación de hidrocarburos, permitió establecer la evolución de porosidad en las unidades de estudio.

Objetivos

- Determinar los procesos diagenéticos y evolución de la porosidad de la unidad de calcarenitas del Eoceno Medio de los campos Ku-Zaap-Maloob, a partir de estudios diagenéticos de núcleos.
- Evaluar el impacto que causaron estos procesos sobre la calidad de roca.

Localización

El área de estudio está ubicada en la porción central de la Sonda Marina de Campeche, en los Campos Ku, Maloob y Zaap, al occidente de la península de Yucatán a, aproximadamente, 113 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche; en aguas territoriales del Golfo de México. Fisiográficamente, forma parte de la plataforma continental y de la provincia Pilar de Akal.

The results of the petrographic studies allowed the characterization of the diagenetic processes that affected the unit under study. The effect of diagenetic processes such as micritization, physical compaction, chemical compaction, diagenetic cement, fractures; generation of secondary porosity by dissolution and impregnation of hydrocarbons, allowed establishing the evolution of porosity in the study units.

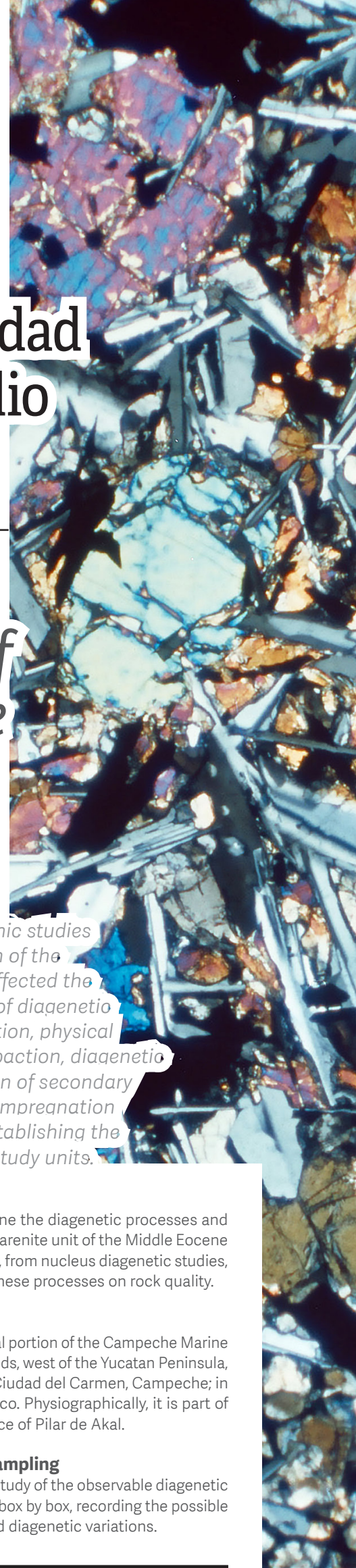
The objectives are to determine the diagenetic processes and porosity evolution of the calcarenite unit of the Middle Eocene of the Ku-Zaap-Maloob fields, from nucleus diagenetic studies, and evaluate the impact of these processes on rock quality.

Localization

The study area is located in the central portion of the Campeche Marine Probe, in the Ku, Maloob and Zaap fields, west of the Yucatan Peninsula, approximately 113 km northwest of Ciudad del Carmen, Campeche; in territorial waters of the Gulf of Mexico. Physiographically, it is part of the continental shelf and the province of Pilar de Akal.

Megascopic description and sampling

This description includes a detailed study of the observable diagenetic traits in the nuclei. It was conducted box by box, recording the possible sedimentological, compositional and diagenetic variations.



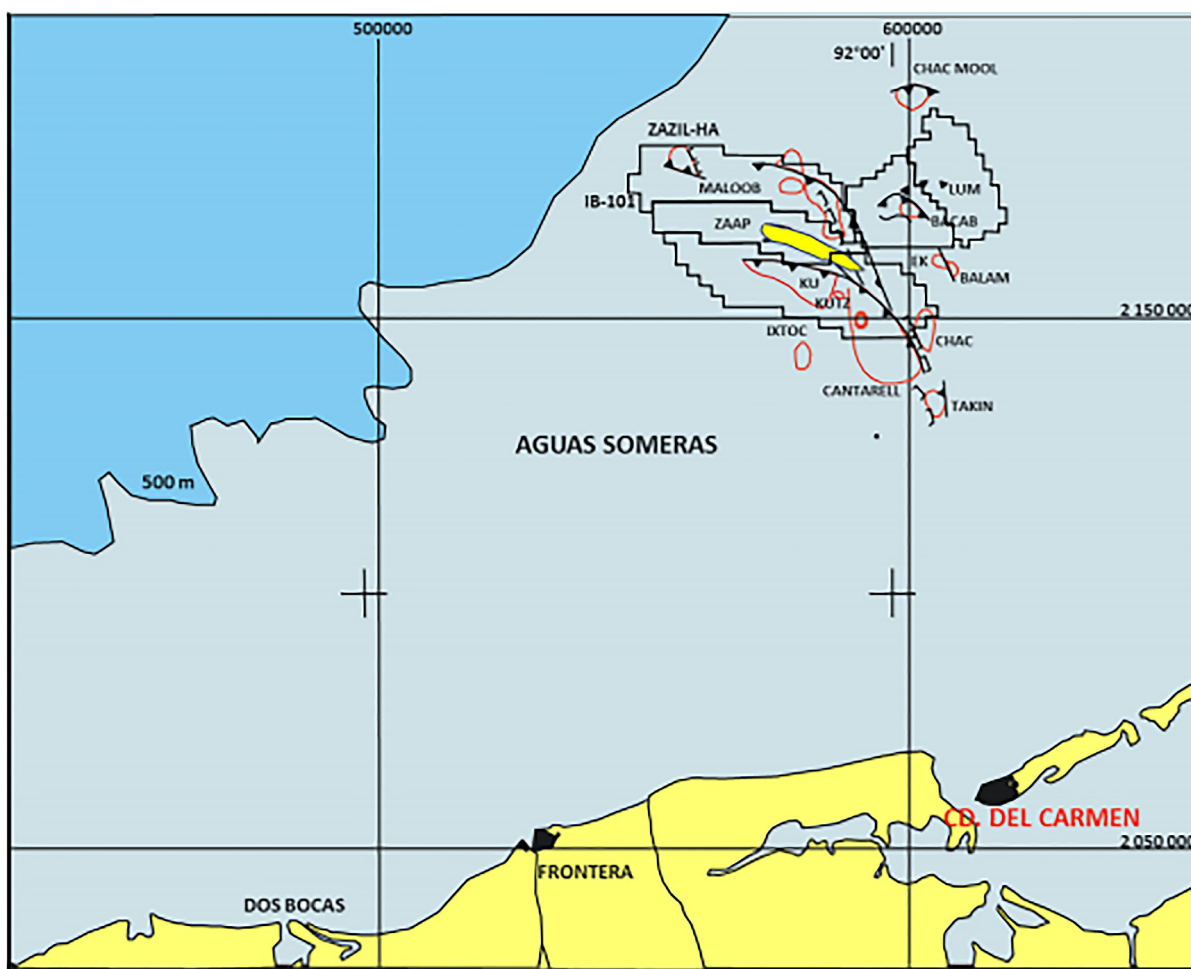


Figura 1. Mapa de localización de los Campos Ku, Maloob y Zaap, donde se estudiaron las calcarenitas del Eoceno Medio.

Figure 1. Location map of the Ku, Maloob and Zaap Fields, where the calcarenites of the Middle Eocene were studied.

Descripción megascópica y muestreo

Esta descripción comprende el estudio detallado de los rasgos diagenéticos observables en los núcleos. Se lleva a cabo caja por caja, registrando las posibles variaciones sedimentológicas, composicionales y diagenéticas.

Preparación de secciones delgadas

Para el análisis petrográfico se emplearon 125 secciones delgadas correspondientes a muestreo representativo de características diagenéticas en los núcleos. Las muestras fueron enviadas al laboratorio para la confección de secciones delgadas, donde fueron impregnadas al vacío con resina epóxica teñida de color azul; devastadas con abrasivos de carburo de silicio al espesor de 30μ y terminadas con micropulidores de diamante en suspensión (de 6, 3 y 1 micra sucesivamente) al alto brillo.

Microscopía de luz transmitida y fluorescencia UV

Los estudios petrográficos diagenéticos se llevaron a cabo mediante el uso de un microscopio petrográfico marca Olympus BX51 que posee una lámpara de halógeno para luz transmitida y una lámpara de mercurio para emisión de luz ultravioleta.

Microscopía de Catodoluminiscencia (CL)

Muchos minerales tienen la propiedad de mostrar luminiscencia cuando son bombardeados con un haz de electrones. Estas condiciones ocurren en sustancias cristalinas impuras, donde los iones huésped actúan como activadores o inhibidores de la luminiscencia. El bombardeo electrónico de dichos minerales causa la excitación de los iones activadores que pasan a un estado de mayor energía. Después de un corto tiempo, dichos iones excitados regresan a su estado inicial de energía y emiten radiación.

Thin section setup

For the petrographic analysis, 125 thin sections were used, corresponding to a representative sampling of diagenetic characteristics in the cores. The samples were sent to the laboratory to make thin sections, where they were vacuum impregnated with epoxy resin dyed blue, devastated with silicon carbide abrasives to the thickness of 30μ and finished with diamond micro polishers in suspension (of 6, 3 and 1 micron successively) to high brightness.

Transmitted light and UV fluorescence microscopy

The diagenetic petrographic studies were carried out using an Olympus BX51 brand petrographic microscope which has a halogen lamp for transmitted light and a mercury lamp for ultraviolet light emission.

Cathodoluminescence Microscopy (CL)

Many minerals have the property of showing luminescence when bombarded with an electron beam. These conditions occur in impure crystalline substances, where the host ions act as activators or inhibitors of luminescence. The electronic bombardment of these minerals causes the excitation of the activating ions that pass into a state of higher energy. After a short time, these excited ions return to their initial energy state and emit radiation.

The tendency of a mineral to be luminescent or not is controlled by the trace elements it contains. In this way, CL activators or inhibitors may be present. The effect of one of them, or the combination of several, will depend on the emission of CL, resulting in weak, high or not luminescent.

This technique is used to evidence episodic growths by the presence of bands of different color and luminescence intensity. These changes are the product of the fluctuation in the chemistry of the fluids from which they precipitated or interacted.



Figura 2. Microscopio petrográfico de luz transmitida y fluorescencia UV.

Figure 2. Petrographic microscope with transmitted light and UV fluorescence.

La tendencia de un mineral a ser luminiscente o no está controlada por los elementos traza que contiene. De esta manera, se pueden tener activadores o inhibidores de la CL. Del efecto de uno de ellos, o la combinación de varios, dependerá la emisión de la CL, resultando débil, alta o no luminiscente.

Esta técnica se utiliza para evidenciar crecimientos episódicos por la presencia de bandas de diverso color e intensidad de luminiscencia. Estos cambios son el producto de la fluctuación en la química de los fluidos a partir de los que precipitaron o interactuaron.

Resultados

De acuerdo a la evolución de porosidad característica, así como a una paragénesis distintiva, se han reconocido cuatro intervalos diagenéticos en las unidades litológicas en estudio: 1) Intervalo de Calcarenita de Alta Porosidad (CAP); 2) Intervalo de Calcarenita Tectonizada o muy fracturada (CT); 3) Intervalo de Calcarenita Cementada (CC); 4) Intervalo de Packstone-Mudstone-Arcilla (P-M-A).

En cada uno de estos intervalos es diferente el efecto de los procesos diagenéticos en la textura, modificación de porosidad y permeabilidad y, por consiguiente, en la calidad de roca almacén. La Figura 3 sintetiza estos eventos, donde el mayor impacto en la roca debido a los procesos de Subdirección de Producción Aguas Someras AS01-02, preservación de porosidad primaria y procesos de disolución conllevaría a una mayor calidad de roca almacén.

En segundo término, se encuentran calcarenitas donde la porosidad de fractura es importante. En tercera instancia las calcarenitas cementadas con nulo a incipiente desarrollo de porosidad por disolución. Finalmente, los intervalos con cantidades importantes de arcilla, ya sea intercalada como láminas o como lutita, son parte importante de grainstone-packstone y mudstone. De esta manera, los intervalos con las características diagenéticas del tipo 1 presentarán la mayor tendencia a mejor calidad de roca almacén que el intervalo diagenético 2; el 2 mejor que el 3 y los intervalos agrupados en 4 son los que ofrecen en conjunto menores características diagenéticas favorables para la generación de porosidad y, consecuentemente, menor calidad de roca almacén.

Los resultados de los estudios petrográficos permitieron la caracterización de los procesos diagenéticos que afectaron las unidades en estudio. Las características diagenéticas distintivas son resultado del efecto de los procesos diagenéticos de micritización, preservación de la porosidad primaria, compactación mecánica y química, cementos diagenéticos, fracturas, disolución e impregnación de hidrocarburos para cada unidad, permitieron establecer los intervalos definidos con anterioridad.

Conclusiones

- Las calcarenitas con alta porosidad (CAP) son los intervalos de mejores características de porosidad, permeabilidad e impregnación de hidrocarburos.
- En las calcarenitas que han experimentado tectonismo y/o fracturamiento intenso se ha generado porosidad secundaria de brecha y fractura así como de matriz donde posiblemente la permeabilidad se ve afectada por la molienda.

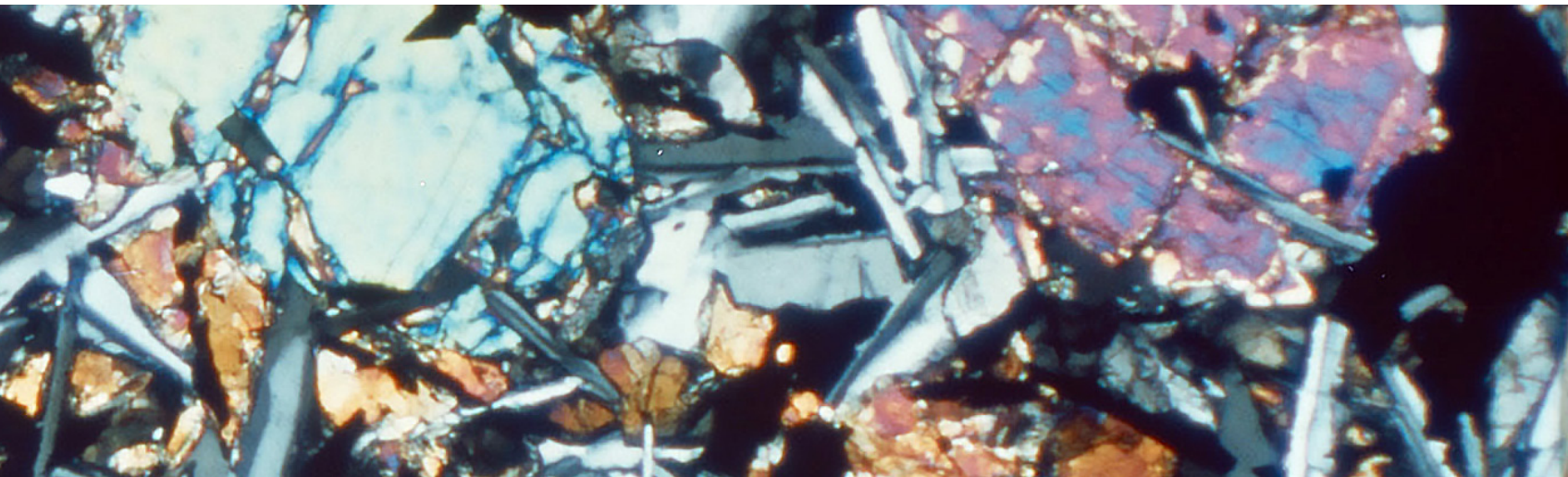
Results

According to the characteristic porosity evolution, as well as to a distinctive paragenesis, four diagenetic intervals have been recognized in the lithological units under study: 1) Interval of High Porosity Calcarenite (HPC); 2) Interval of Tectonized or Fractured Calcarenite (TC); 3) Interval of Cemented Calcarenite (CC); 4) Interval of Packstone-Mudstone-Clay (P-M-C).

In each of these intervals the effect of diagenetic processes on texture, porosity modification and permeability and, consequently, on the quality of the storage rock is different. Figure 3 synthesizes these events, where the greater impact on the rock due to the AS01-02 Shallow Water Production Sub-direction processes, preservation of primary porosity and dissolution processes would lead to a higher quality of storage rock.

Secondly, calcarenites are found where fracture porosity is important. In the third instance, calcarenites cemented with null to incipient development of porosity by dissolution. Finally, intervals with significant amounts of clay, either interspersed as sheets or as shales, are an important part of grainstone-packstone and mudstone. In this way, the intervals with type 1 diagenetic characteristics will present the greatest tendency to better rock quality than the diagenetic interval 2; 2 better than 3 and the intervals grouped in 4 are those which together offer less favorable diagenetic characteristics for the generation of porosity and, consequently, lower rock quality.

The results of the petrographic studies allowed the characterization of the diagenetic processes that affected the units under study. The distinctive diagenetic characteristics are the result of the effect of the diagenetic processes of micritization, preservation of primary porosity, mechanical and chemical compaction, diagenetic cement, fractures, dissolution and impregnation of hydrocarbons for each unit, which allowed the establishment of the previously defined intervals.



- Las Calcarenitas Cementadas (CC) conforman intervalos impermeables a la impregnación de hidrocarburo. Cuando están fracturadas conectan unidades más permeables.
- Los intervalos de Packstone-Mudstone-Arcilla (P-M-A) se encuentran confinados entre arcilla expandible por lo que se comportan como intervalos impermeables a la impregnación de hidrocarburos.
- Los procesos tempranos y tardíos de desarrollo de porosidad por disolución, aunados a la preservación de porosidad interpartícula y eventos de fracturamiento tardío, conforman los procesos que tuvieron mayor impacto en la calidad de roca almacén.

Recomendaciones

Realizar estudios de caracterización de cements autogénicos en garganta de poro mediante un microscopio electrónico de barrido (MEB) para evaluar su efecto en la permeabilidad. Realizar estudios geoquímicos para reconocer el origen de cements diagenéticos.

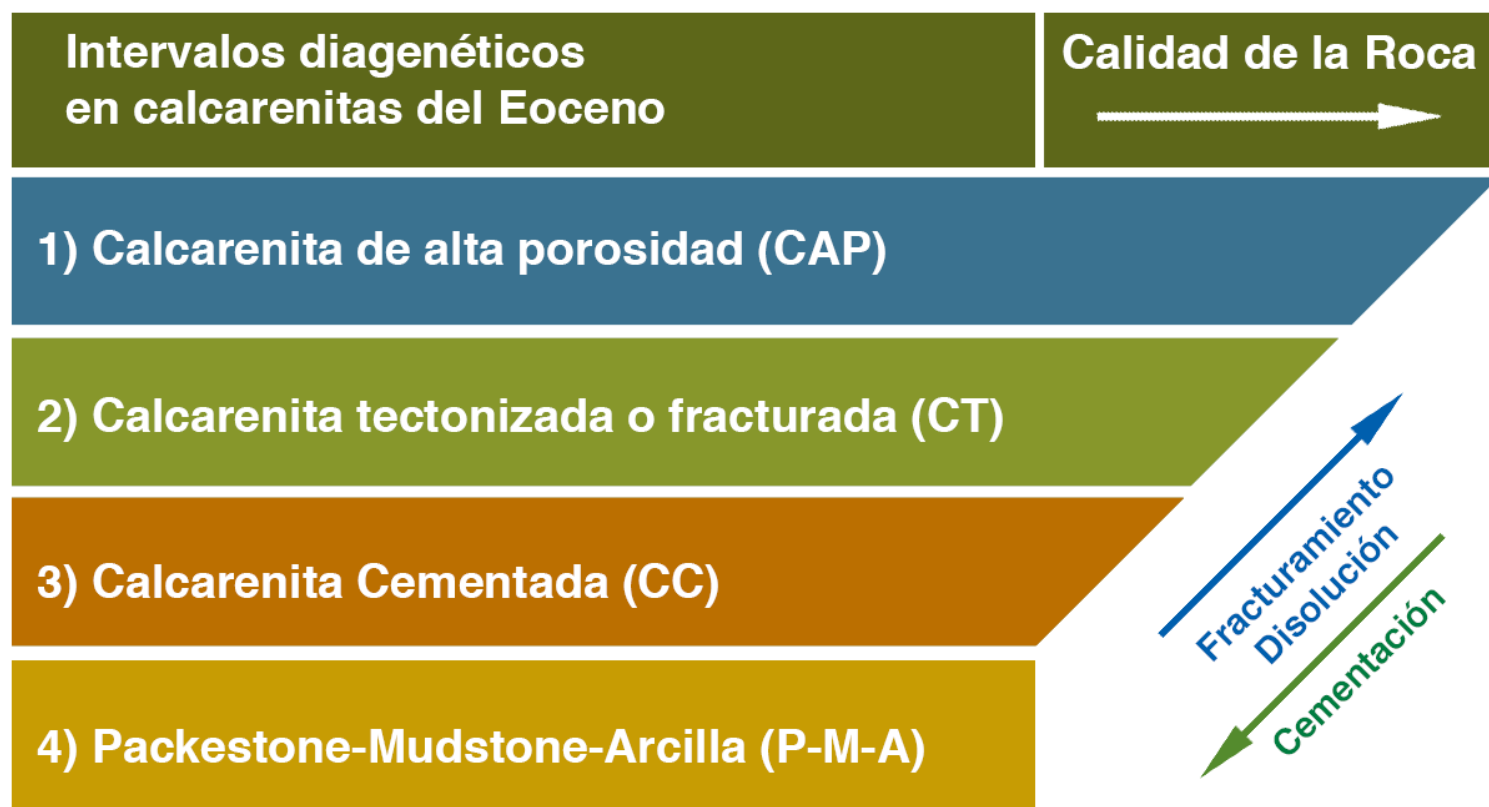
Conclusions

- Calcarenites with high porosity are the intervals of best characteristics of porosity, permeability, and impregnation of hydrocarbons.
- In calcarenites that have experienced tectonism and/or intense fracturing, secondary porosity of breccia and fracture has been generated, as well as matrix porosity where permeability is possibly affected by milling.
- Cemented Calcarenites (CC) form impermeable intervals to hydrocarbon impregnation. When fractured they connect more permeable units.
- Packstone-Mudstone-Clay (P-M-C) intervals are confined between expandable clay and therefore behave as impermeable intervals to hydrocarbon impregnation.
- The early and late processes of development of porosity by dissolution, together with the preservation of interparticle porosity and late fracture events, form the processes that had the greatest impact on the quality of storage rock.

Recommendations

Perform characterization studies of autogenic cement in pore throat using a scanning electron microscope (SEM) to evaluate their effect on permeability; perform geochemical studies to recognize the origin of diagenetic cement.

Figura 3. Comportamiento y efecto de cada uno de los intervalos.
Figure 3. Performance and effect of each of the intervals.



◆ En un inicio, los expertos pensaban que no había oportunidades en esa área.
/ At first, experts thought there were no opportunities in that area

Ayatsil, caso histórico de un campo que nació en medio de los grandes descubrimientos

Autores / Authors: Madaín Moreno Vidal, Gabriel Martínez Hernández, Aarón Gutiérrez Araiza, Xóchitl Gisela Medellín Pérez, Alfonso Palacios (PEMEX)

La oportunidad Ayatsil, ubicada en áreas territoriales del Golfo de México, 130 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, surgió del análisis de información geológica y la consistencia en la interpretación sísmica estructural, basándose en patrones sísmicos y análisis de velocidades. Geológicamente, el campo Ayatsil (Dádiva) se ubica en la porción Nororiental del Pilar de Akal, a un costado la Fosa de Comalcalco.

En un principio, se pensaba que no se tenían oportunidades en esa área, ya que se creía invadida la unidad Brecha Cretácico Superior (BKS) por su diferencia estructural con los campos aledaños Maloob y Pohp-Tson, además de su bajo relieve. Posteriormente, se logró definir el cierre estructural, se calculó el recurso prospectivo y se realizó la evaluación económica. En marzo de 2007 se perforó el pozo Ayatsil-1 y en junio de 2008 se delimitó con el pozo Ayatsil-DL1. Ambos pozos resultaron productores de hidrocarburos pesados (11.3°API) en BKS. El objetivo de este trabajo es presentar cómo, en medio de pozos exploratorios y de los campos en producción, surgió la oportunidad de este campo. También, se espera que este estudio sirva como precedente para descubrimientos futuros.

Metodología

La metodología para la generación de localizaciones se basa en analizar información geológica y geofísica alrededor de pozos exploratorios y de campos en producción; identificar y jerarquizar oportunidades exploratorias para, posteriormente, documentar la localización (Figura 2).

Desarrollo y aplicación 1ª llave técnica

Identificación y registro de oportunidades exploratorias. Como se observa en la Figura 3, con la interpretación estructural que se tenía originalmente del cubo sísmico KMZ-Cantarell, el horizonte BKS quedaba muy por debajo de lo que posteriormente se interpretaría. Esto

Ayatsil, a historical case of a field that was born in the middle of great discoveries

The Ayatsil opportunity, located in territorial areas of the Gulf of Mexico, 130 km northwest of Ciudad del Carmen, Campeche, arose from the analysis of geological information and consistency in structural seismic interpretation, based on seismic patterns and velocity analysis. Geologically, the Ayatsil (Dádiva) field is located in the Northeastern portion of the Akal Pillar, next to the Comalcalco Trench.

At first, it was thought that there were no opportunities in this area, as it was believed that the Upper Cretaceous Breach (UKB) unit was invaded by its structural difference with the surrounding Maloob and Pohp-Tson fields, in addition to its low relief. Subsequently, the structural closure was defined, the prospective resource was calculated and the economic evaluation was carried out. In March 2007, the Ayatsil-1 well was drilled, and in June 2008 it was delimited with the Ayatsil-DL1 well. Both wells produced heavy hydrocarbons (11.3°API) in UKB.

This paper aims to present how, amid exploratory wells and production fields, the opportunity of this field arose. Also, that this study serves as a precedent for future discoveries.

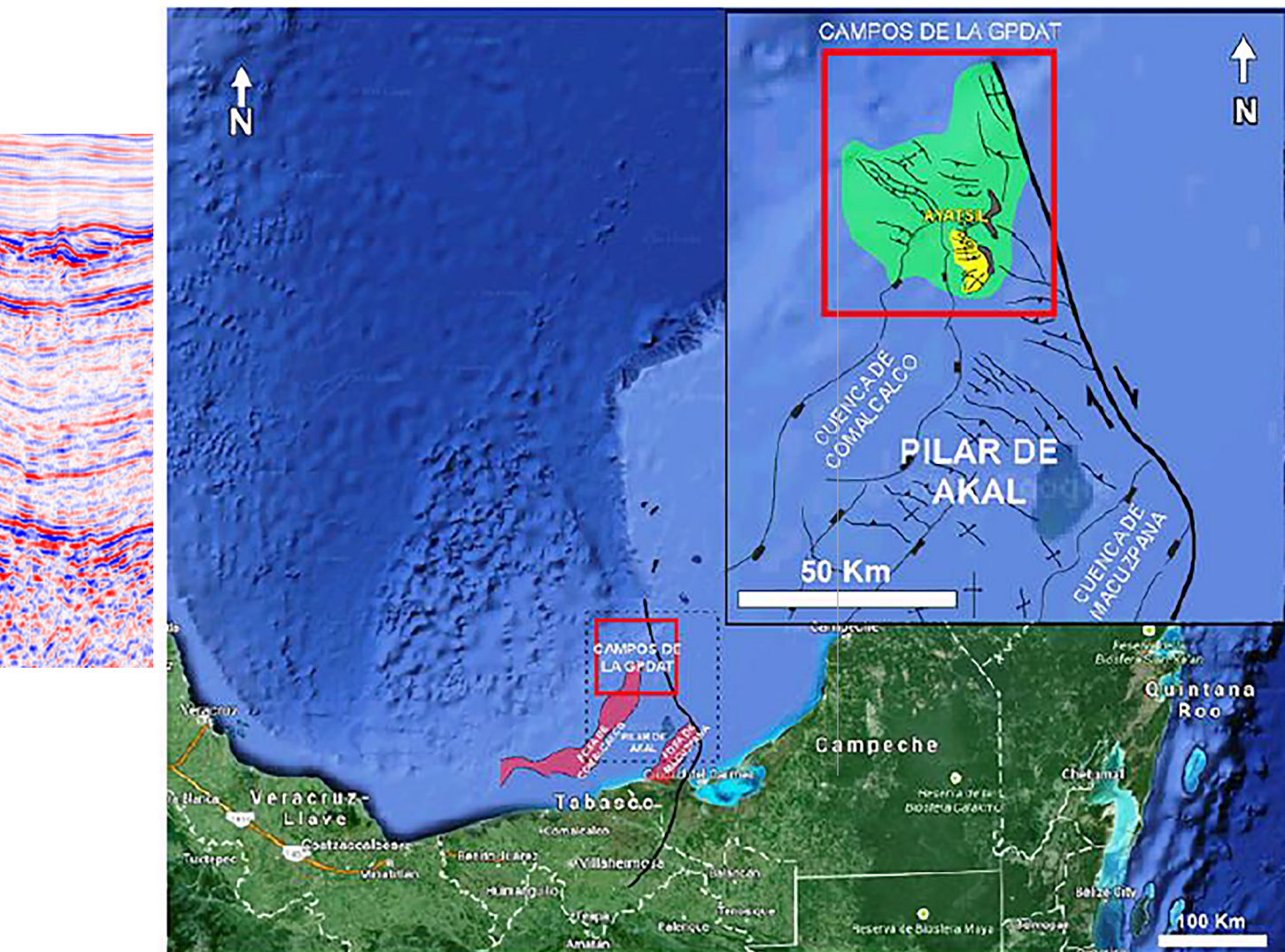


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Ayatsil.

Figure 1. Geographical location of the Ayatsil field

causó que en un principio fuera descartado, por considerarlo parte del mismo bloque Pohp-Tson.

Adquisición sísmica. Para septiembre del 2004, la adquisición sísmica del cubo Yaxiltun-3D tenía un importante avance. Con esta sísmica se buscaba una mejor resolución en la parte de carbonatos del Cretácico, ya que la resolución no era tan buena en el área del bloque Ayatsil. Por otro lado, la resolución calculada con la nueva sísmica alcanzaba un valor de 89.3 metros a nivel de los carbonatos de Cretácico y mejoraba para unidades superiores.

Configuración sísmica. La interpretación de los horizontes y fallas, desde el fondo marino hasta el Jurásico Superior Tithoniano (JST), dio como resultado las configuraciones estructurales en tiempo (Figura 4).

2ª llave técnica

Análisis de velocidades. Se realizaron análisis de velocidades controlados con la velocidad RMS preapilado, buen amarre con sismogramas sintéticos. La conversión a profundidad se hizo considerando las variaciones de velocidades del terciario.

Sistema sedimentario. La secuencia sedimentaria interpretada para la Brecha Cretácico Superior constituye la principal zona productora de la región. Se caracteriza por un extenso banco carbonatado, correspondiente a un ambiente sedimentario conformado por un sistema de abanicos submarinos y/o depósitos turbidíticos asociados a facies heterogéneas de carbonatos. Igualmente, se caracteriza por flujos compuestos por una amplia variedad de exoclastos, subangulosos y subredondeados, con variada composición y tamaño, mal clasificados, originados de la destrucción de bancos carbonatados y presentes en la antigua plataforma de Yucatán.

Methodology

The methodology for the generation of locations is based on analyzing geological and geophysical information around exploratory wells and production fields; identifying and hierarchizing exploratory opportunities, and then documenting the location (Figure 2).

Development and implementation 1st technical key

Identification and registration of exploratory opportunities. As can be seen in Figure 3, with the original structural interpretation of the KMZ-Cantarell seismic cube, the UKB horizon was far below what would later be interpreted. This caused it to be discarded at first as part of the same Pohp-Tson block.

Seismic acquisition. By September 2004, the seismic acquisition of the Yaxiltun-3D cube made significant progress. With this seismic, a better resolution was sought in the carbonate part of the Cretaceous, since the resolution was not as good in the area of the Ayatsil block. On the other hand, the resolution calculated with the new seismic reached a value of 89.3 meters at Cretaceous carbonate level and improved for higher units.

Seismic configuration. The interpretation of the horizons and faults, from the seabed to the Jurassic Superior Tithonian (JST), resulted in the structural configurations in time (Figure 4).

2nd technical key

Velocity analysis. Controlled velocity analysis was performed with pre-stacked RMS velocity, good mooring with synthetic seismograms. The conversion to depth was done considering the variations of tertiary velocities.

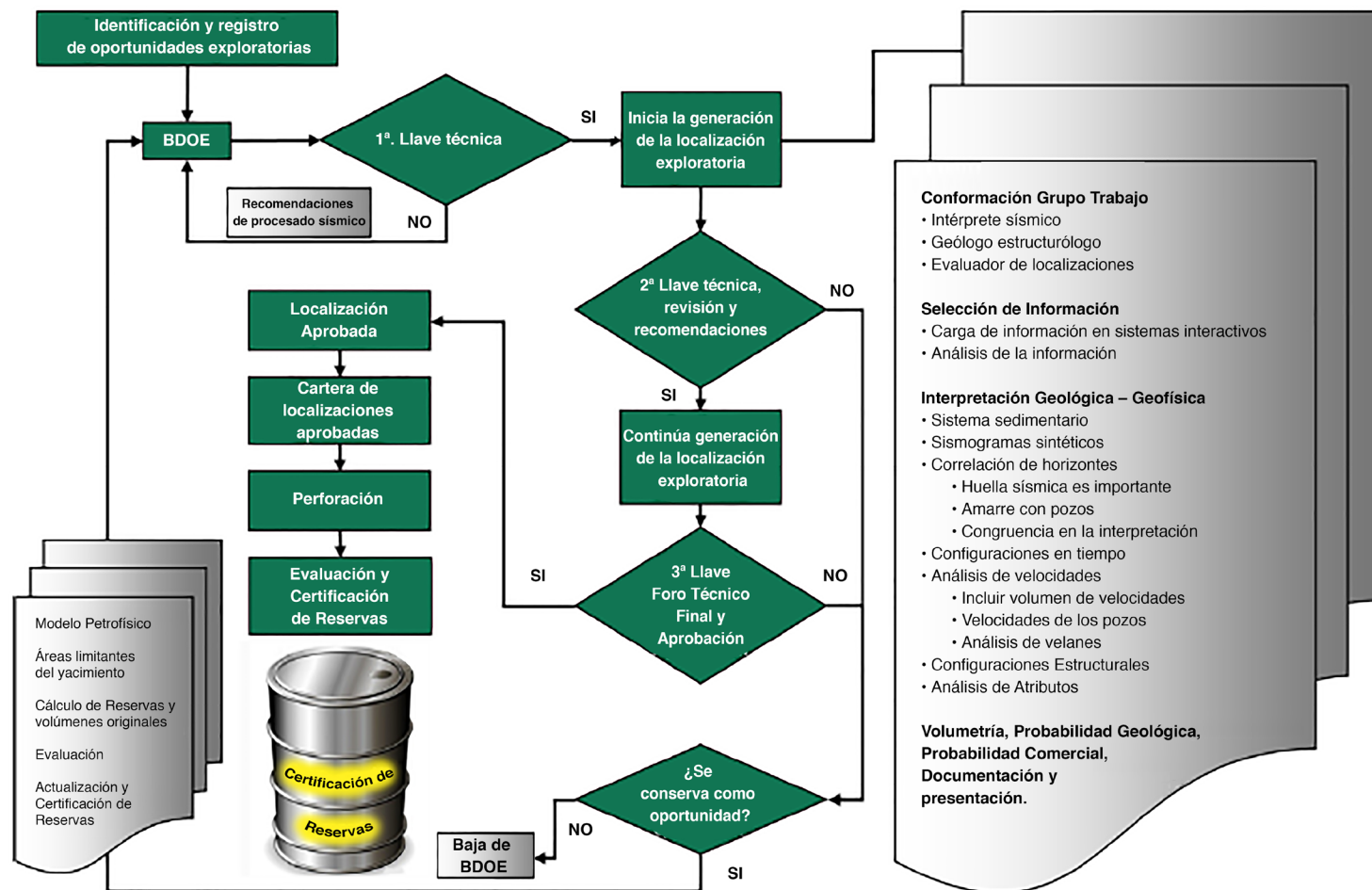


Figura 2. Proceso de generación de localizaciones exploratorias en el año 2004.
Figure 2. Process of generation of exploratory locations in 2004.

Evaluación del sistema petrolero. Se consideró una trampa de tipo estructural, producto de los eventos tectónicos de tipo transpresivo que afectaron la región durante el Mioceno, propiciando la formación de plegamientos y fallas asociadas.

Roca sello. En el sello superior se estimó la columna terciaria. Se tenía incertidumbre con el sello lateral hacia el campo Maloob debido al salto de falla que yuxtapone la unidad BKS y la unidad JST del bloque Ayatsil con Terciario y BKS del bloque Maloob, respectivamente.

Análisis de yuxtaposición de bloques. Se tenía incertidumbre con la carga de hidrocarburos debido a la posición estructural de Ayatsil y la duda sobre el sello lateral hacia el bloque MaloobZaap. En comparación con el yacimiento BKS de Maloob-Zaap, en donde el Contacto Agua-Aceite (CAA) para BKS se encontró a 3422 m.v.b.n.m., la cima interpretada BKS de Ayatsil se interpretó a 3800 m.v.b.n.m.; esto es 378 metros por debajo del CAA de Maloob-Zaap, por lo tanto, la probabilidad de que la BKS estuviera invadida de agua era alta.

Resultados

3ª Llave técnica

Aprobación de la localización. La loc. Ayatsil-1 era estratégica debido a que, de resultar exitosa, encontraría hidrocarburos con densidades de 20° API o mayores. Por encontrarse cercana a infraestructura, acortaría los tiempos entre la perforación, delimitación y su desarrollo. En diciembre del 2005, el comité técnico de exploración aprobó en inventario la localización, y en 2006 pasó a cartera con un recurso prospectivo de 149 MMBpce.

Perforación y delimitación. En marzo de 2007 se perforó el pozo Ayatsil-1, y en junio de 2008 se delimitó con el pozo Ayatsil-DL1. Ambos pozos resultaron productores de hidrocarburos pesados (11.3° API) en BKS. El

Sedimentary system. The sedimentary sequence interpreted for the Upper Cretaceous Breach constitutes the main producing zone of the region. It is characterized by an extensive carbonate bank, corresponding to a sedimentary environment formed by a system of submarine fans and/or turbiditic deposits associated with heterogeneous facies of carbonates. Likewise, it is distinguished by flows composed of a wide variety of sub-angled and sub-rounded exoclasts, with varied composition and size, badly classified, originated from the destruction of carbonate banks and present in the old Yucatan platform.

Evaluation of the oil system. A structural type trap was considered, product of the tectonic events of the transpressive type that affected the region during the Miocene, propitiating the formation of folds and associated faults.

Seal rock. In the upper seal, the tertiary column was estimated. There was uncertainty with the lateral seal towards the Maloob field due to the fault jump that juxtaposes the UKB unit and the JST unit of the Ayatsil block with the Tertiary and UKB of the Maloob block, respectively.

Block juxtaposition analysis. There was uncertainty with the hydrocarbon load due to the structural position of Ayatsil and the doubt about the lateral seal towards the MaloobZaap block. Compared to the Maloob-Zaap UKB field, where the Oil-Water Contact (OWC) for UKB was found at 3422 m.v.b.n.m., the interpreted Ayatsil UKB peak was interpreted at 3800 m.v.b.n.m.; this is 378 meters below the Maloob-Zaap OWC, therefore, the probability for the UKB to be invaded by water was high.

Results

3rd Technical key

Location approval. Ayatsil-1 was strategic because, if successful, it would give hydrocarbons with densities of 20° API or higher. Being close to infrastructure, it would shorten the time between drilling, delimitation,

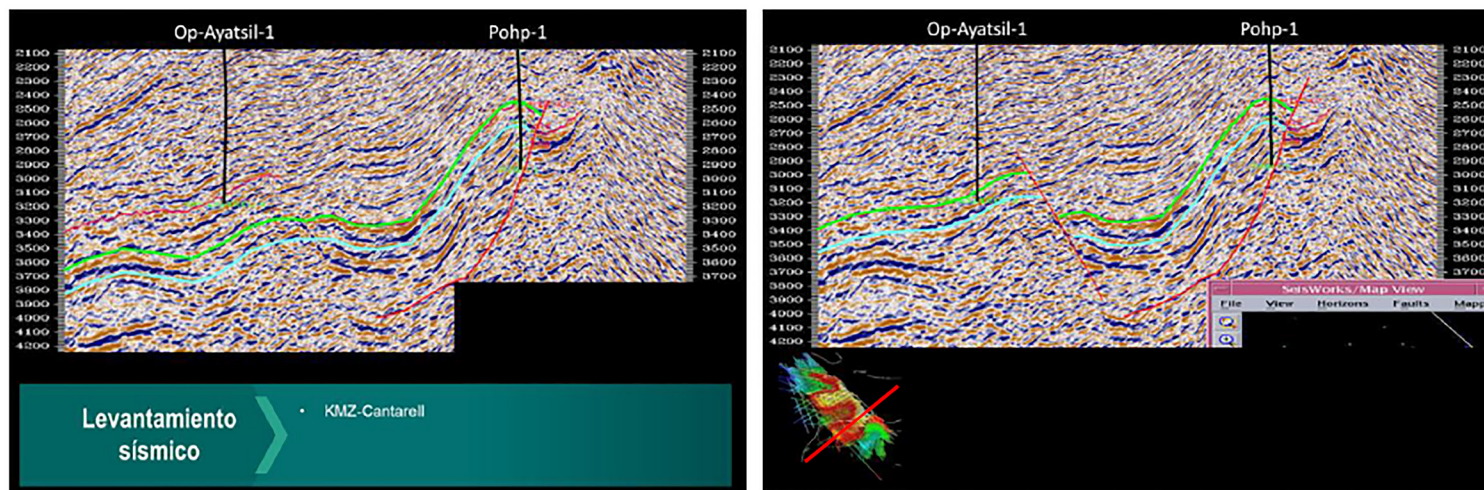


Figura 3. Secciones sísmicas donde se observan las diferentes.

Figure 3. Seismic sections where the different structural interpretations are observed.

Contacto Agua-Aceite lo encontró el pozo AyatsilDL1 a 4228 m.v.b.n.m.. Estos pozos incorporaron un volumen de 987 MMbpce; actualmente, el volumen es de 3,476 MMbpce.

Conclusiones

- Lo que inició como una oportunidad, hoy es un campo en producción con una estrategia de explotación. Debemos revisar todas aquellas oportunidades en los diferentes horizontes geológicos cercanos a campos con infraestructura.
- Se recomienda considerar las localizaciones con esquema preliminar de desarrollo para su entrada a producción en corto plazo.
- Es importante optimizar los procesos dentro de la cadena de valor para reducir el tiempo entre el descubrimiento y el primer aceite para el desarrollo del campo. El campo Ayatsil es un proyecto importante para la nación, el cual en 2018 alcanzó un gasto de 60 Mbpd.

and development. In December 2005, the exploration technical committee approved the location in inventory, and in 2006, it went into the portfolio with a prospective resource of 149 Mbps.

Drilling and delimitation. In March 2007, the Ayatsil-1 well was drilled, and on June 2008, it was delimited with the Ayatsil-DL1 well. Both wells produced heavy hydrocarbons (11.3°API) in UKB. The Water-Oil Contact was found in the Ayatsil-DL1 well at 4228 m.v.b.n.m. These wells incorporated a volume of 987 Mbps; currently, the volume is 3.476 Mbps.

Conclusiones

- What started as an opportunity, is now a production field with an exploitation strategy. We must review all those opportunities in the different geological horizons near fields with infrastructure.
- The consideration of locations with a preliminary development scheme for their entry into production in the short term is recommended.
- It is important to optimize processes within the value chain to reduce the time between discovery and the first oil for field development. The Ayatsil field is an important project for the nation, which, in 2018, reached an expenditure of 60 Mbpd.

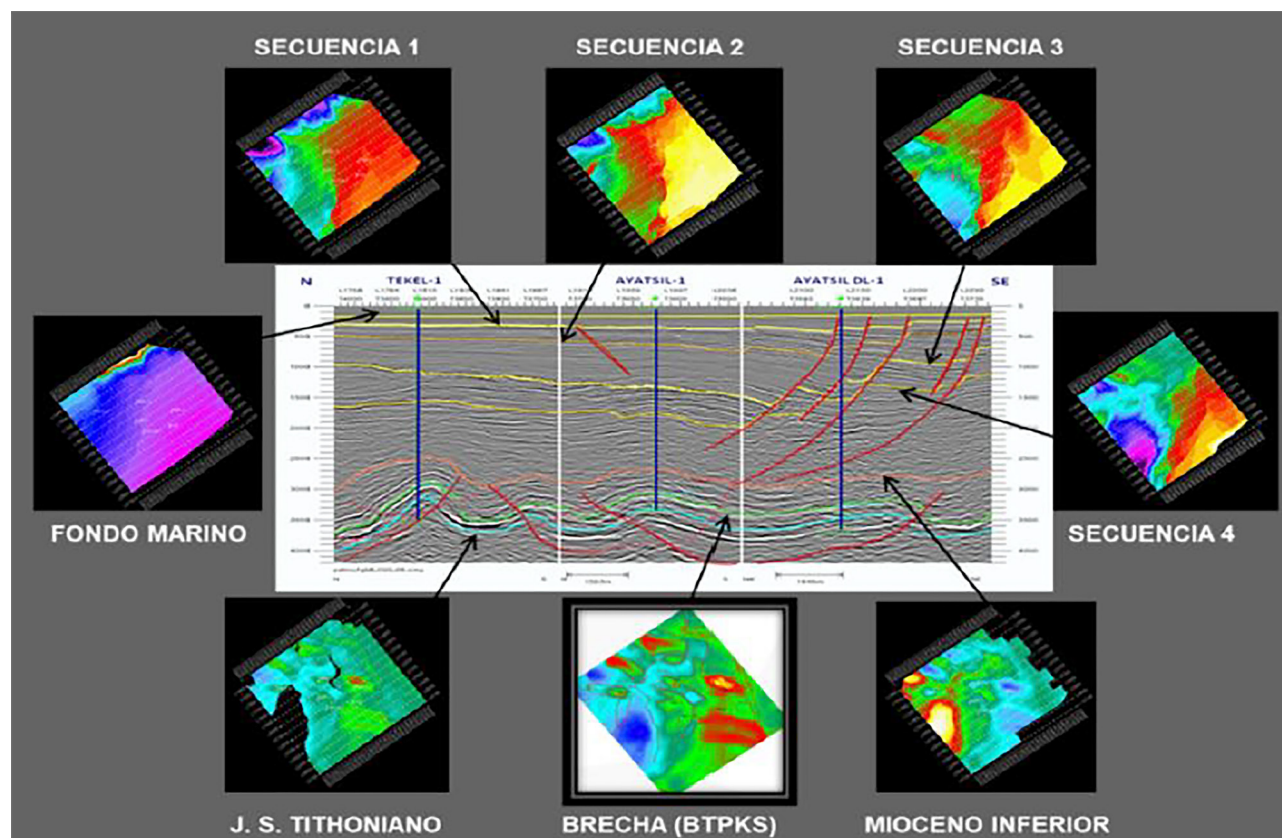


Figura4. Configuraciones sísmicas en tiempo de los distintos horizontes.

Figure 4. Seismic configurations in time of the different horizons.

◆ Los modelos geológicos y geofísicos han contribuido a desarrollar este análisis
 / Geological and geophysical models have contributed to the development of this analysis

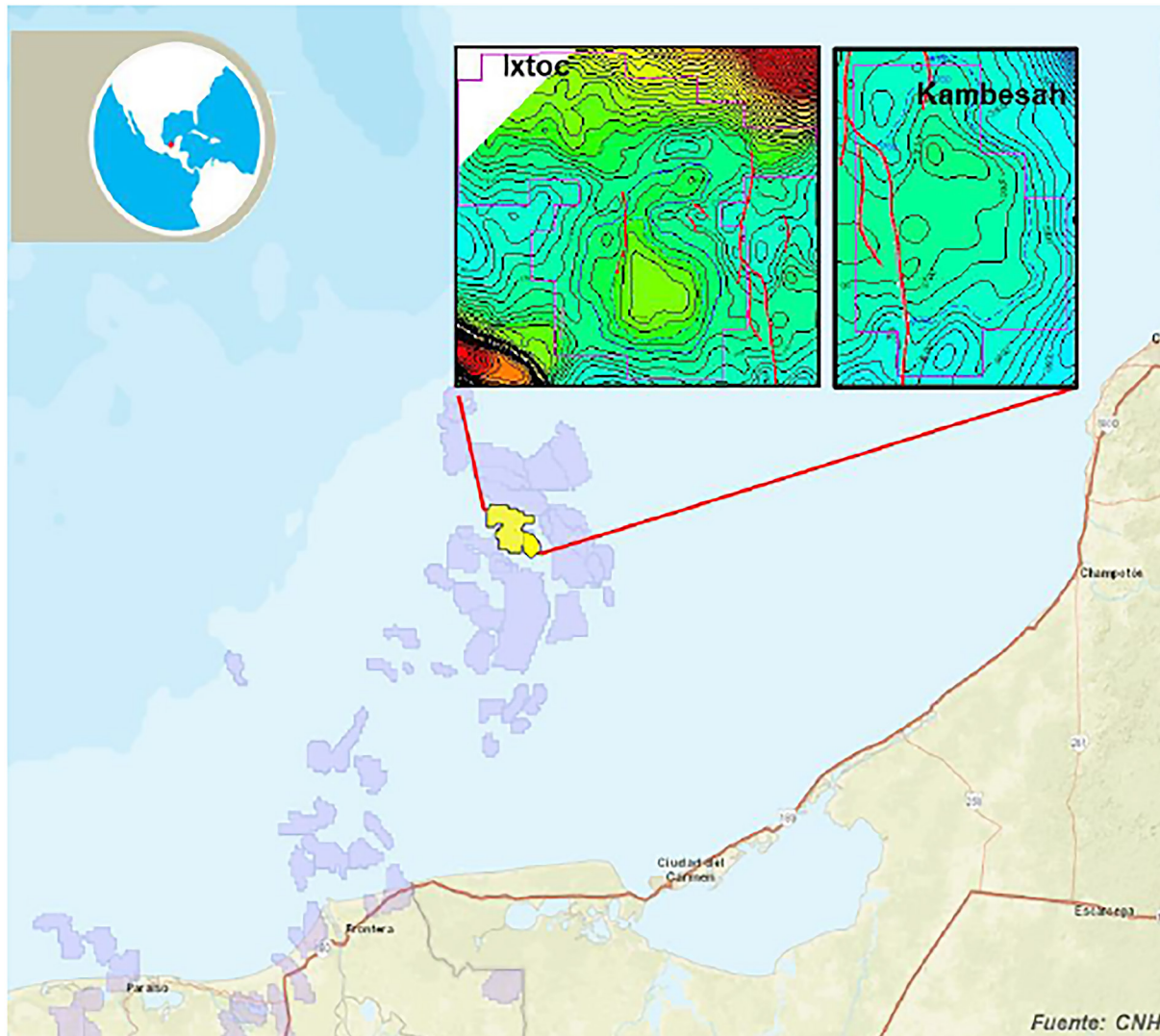


Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Ixtoc y Kambesah

Figure 1. Geographical location of the Ixtoc and Kambesah fields.

Análisis sedimentológico de la posible distribución de facies oolíticas en **Ixtoc-Kambesah**

Autores / Authors: Verónica Lara Hernández / Gabriel Hernández Díaz / Gustavo Bernardo Mellín Patricio (Pemex).

El área considerada de los campos Ixtoc y Kambesah en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) no ha sido suficientemente explorada. No obstante, se tienen diferentes trabajos de campos análogos tales como Taratunich, Akal, Ek, Balam, Lum, Bacab, etc., los cuales nos permiten interpretar los eventos y facies que comprenden la zona de interés.

En el campo Ixtoc, el único pozo en penetrar facies de dolomías mesocristalinas con sombras de ooides fue el Ixtoc-18, con 144 metros de espesor y con un núcleo cortado a ese nivel. En los diferentes estudios relacionados a la presencia de fallas del mismo evento tectónico, se bosquejan ciertos alineamientos que pudieran correlacionarse con la presencia de las barras oolíticas, características del Kimmeridgiano.

Con base en lo anterior, se propuso realizar un estudio que involucrara los conocimientos tectónicos sedimentarios, para poder determinar si las estructuras jurásicas del área Ixtoc-Kambesah pudieran tener

Sedimentological analysis of the possible distribution of oolitic facies in Ixtoc-Kambesah

The considered area of the Ixtoc and Kambesah fields in the Superior Jurassic Kimmeridgian (SJK) formation has not been sufficiently explored. However, there are different works from similar fields such as Taratunich, Akal, Ek, Balam, Lum, Bacab, etc., which allow us to interpret the events and facies that comprise the area of interest.

características prospectivas en el nivel estratigráfico JSK.

Los modelos geológicos y geofísicos han contribuido a desarrollar el análisis sedimentológico con el apoyo de los datos sísmicos, descripción de núcleos de pozos análogos a los campos Ixtoc y Kambesah, para evaluar la presencia de la roca almacén y su posible distribución. Con ello, se espera poder definir áreas que contengan reservas y así compensar los problemas de declinación de producción en los campos maduros asignados a los activos de producción, localizados costa afuera de Campeche. El análisis e interpretaciones toman en cuenta la información de los campos análogos para identificar características de yacimientos con potencial de producir en Jurásico Superior Kimmeridgiano.

El estudio sedimentológico y estratigráfico define un mejor control en la secuencia de las facies del horizonte, con el objeto de apoyar las localizaciones de pozos que puedan delimitar el área, así como para nuevas oportunidades en el bloque Norte del campo Ixtoc y Kambesah.

Para el desarrollo del análisis se realizaron secciones estratigráficas en las que se interpretaron y determinaron las facies que caracterizan a la formación, soportadas por las secciones sísmicas y por las descripciones

In the Ixtoc field, the only well to penetrate facies of mesocrystalline dolomites with ooid shadows was Ixtoc-18, 144 meters thick and with a core cut at that level. In the different studies related to fault presence of the same tectonic event, certain alignments are sketched that could be correlated with the presence of oolitic bars, characteristic of the Kimmeridgian.

Based on the above, a study involving sedimentary tectonic knowledge was proposed, to determine whether the Jurassic structures of the Ixtoc-Kambesah area could have prospective characteristics at stratigraphic level SJK.

Geological and geophysical models have contributed to the development of sedimentological analysis supported by seismic data, description of well cores analogous to the Ixtoc and Kambesah fields, to evaluate the presence of the storage rock and its possible distribution. With this, it will be possible to define areas containing reserves and thus compensate the problems of declining production in the mature fields assigned to the production assets, located off the coast of Campeche. The analysis and interpretations take into account the information from the analogous fields to identify characteristics of reservoirs with production potential in the Superior Jurassic Kimmeridgian.

The sedimentological and stratigraphic study defines a better control in the sequence of horizon facies, to support well locations that can delimit the area, as well as for new opportunities in the north block of the Ixtoc and Kambesah field.

For the development of the analysis, stratigraphic sections were made in which the facies that characterize the formation were interpreted and determined, supported by the seismic sections and by the petrographic descriptions of the channel and core samples. Also, the main structural and stratigraphic features were defined to construct a sedimentary model, where the SJK oolitic banks are developed in the Ixtoc-Kambesah fields.

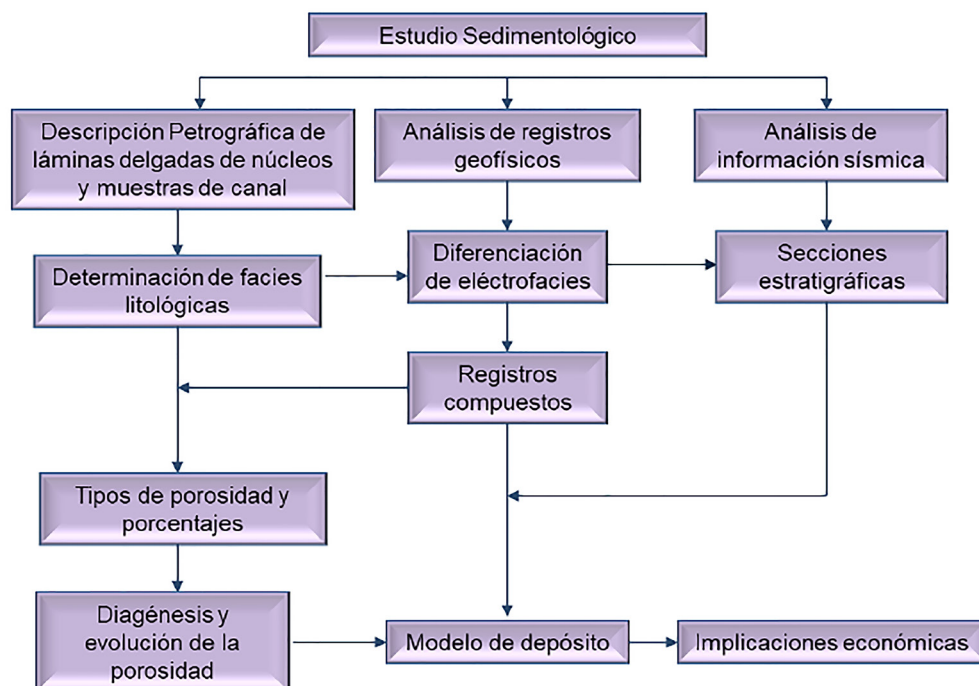


Figura 2. Metodología para el análisis de datos sedimentológicos.

Figure 2. Methodology for the analysis of sedimentological data.

petrográficas de las muestras de canal y núcleos. Además, se definieron los principales rasgos estructurales y estratigráficos para construir un modelo sedimentario donde se desarrollan los bancos oolíticos del JSK en los campos Ixtoc-Kambesah.

Estos campos se encuentran ubicados dentro de las aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Campeche, aproximadamente a 90 km al noroeste de Ciudad del Carmen (Figura 1).

Metodología

Consistió en la compilación, revisión a detalle, validación e integración de información actual; datos geológicos, geofísicos y petrofísicos de los pozos existentes en el campo y de pozos localizados en los campos análogos JSK (Figura 2).

Desarrollo

1. Recopilar información existente para generar el modelo sedimentario.

El análisis sedimentológico está orientado a la descripción de núcleos, de muestras de canal y laminas delgadas, para definir las características litológicas, composición y textura, los ambientes de depósito, diagénesis, el sistema petrolero y fracturas.

Para el análisis, de núcleos se cuenta con estudios petrográficos de láminas delgadas, descripciones litológicas y paleontológicas de los pozos para control de la columna litológica. Los recortes de muestras se describieron después de haber sido tomadas durante la perforación. El pozo Ixtoc-18 en la zona de interés cuenta con un núcleo en la formación JSK.

2. Identificar las estructuras apropiadas para nuevas oportunidades.

La interpretación sísmica estructural de horizontes y fallas identifica algunos rasgos estructurales; otros se asocian a paquetes sedimentarios ligados a eventos pre-tectónicos, sin tectónicos o post-tectónicos ocurridos en la región. El posible depósito sedimentario de un banco oolítico observa dos áreas de bancos oolíticos en el bloque Ixtoc. La presencia de estos bancos abre la posibilidad a la interpretación de canal de mareas que separe las partes altas de los bancos oolíticos.

3. Realizar secciones estructurales y estratigráficas de pozos de correlación.

En el presente estudio, se hacen las observaciones y análisis de formación del área de interés y se plantean hipótesis, considerando referencias de pozos análogos y campos vecinos. Con base a las interpretaciones de diferentes disciplinas y apoyados con nuevas técnicas y herramientas, se propone un modelo sedimentario que es el pilar fundamental del modelo geológico integrado 3D. El análisis se fundamentó en el estudio de las litofacies atravesadas por los pozos y la correlación de registros de rayos gamma y resistivos, como se observa en las secciones de correlación (Figura 3).

4. Analizar las diferentes muestras e identificación de litología para la actualización del modelo.

Se estudió el núcleo 3, cortado en el pozo Ixtoc en el intervalo 4465-4471 metros. Dicho estudio fue complementado con el análisis petrográfico de las muestras de canal y secciones delgadas del mismo pozo, lo que permitió resaltar algunos de los rasgos asociados a su medio ambiente de depósito.

El núcleo mencionado está constituido por dolomía mesocrystalina con cristales subhedrales y raramente euhedrales, con sombras de ooides y cristales muy desarrollados de dolomía y calcita; su porosidad es intercrystalina del 5-7 %, vugular y en fracturas. Cabe mencionar que en la parte inferior del núcleo se observa precipitación de anhidrita formada en un ambiente sedimentario somero, donde, de acuerdo con las asociaciones litológicas, texturales y de minerales, se interpreta que corresponde al ambiente de plataforma interna.

Sistema sedimentario

El yacimiento se relaciona, principalmente, con la plataforma de Yucatán,

These fields are located within the territorial waters of the Gulf of Mexico, off the coast of the State of Campeche, approximately 90 km northwest of Ciudad del Carmen (Figure 1).

Methodology

Compilation, detailed review, validation and integration of current information; geological, geophysical and petrophysical data from existing wells in the field and wells located in analogous SJK fields (Figure 2).

Development

1. Collect existing information to generate the sedimentary model.

The sedimentological analysis is oriented to the description of cores, channel samples, and thin sheets, to define the lithological characteristics, composition and texture, deposit environments, diagenesis, oil system, and fractures.

For the analysis of cores, petrographic studies of thin plates, lithological and paleontological descriptions of the wells are available for the control of the lithological column. Sample cutouts were described after being taken during drilling. The Ixtoc-18 well in the area of interest has a core in the SJK formation.

2. Identify appropriate structures for new opportunities.

The structural seismic interpretation of horizons and faults identifies some structural features; others are associated with sedimentary packages linked to pre-tectonic, non-tectonic or post-tectonic events occurring in the region. The possible sedimentary deposit of an oolitic bank identifies two areas of oolitic banks in the Ixtoc block. The presence of these banks opens the possibility to the interpretation of the tidal channel separating the upper parts of the oolitic banks.

3. Make structural and stratigraphic sections of correlation wells.

In the present study, the observations and formation analysis of the area of interest are done, and hypotheses are raised, considering references of analogous wells and neighboring fields. Based on the interpretations of different disciplines and supported with new techniques and tools, a sedimentary model is proposed, which is the fundamental pillar of the 3D integrated geological model. The analysis was based on the study of the lithofacies crossed by the wells and the correlation of gamma and resistive ray records, as can be seen in the correlation sections (Figure 3).

4. Analyze the different samples and identify the lithology to update the model.

Core 3 was studied, cut in the Ixtoc well in the interval 4465-4471 meters. This study was complemented with the petrographic analysis of the channel samples and thin sections of the same well, which allowed highlighting some of the features associated with its deposit environment.

The mentioned core is constituted by mesocrystalline dolomite with sub-hedral and rarely eu-hedral crystals, with shadows of ooids and very developed crystals of dolomite and calcite; its porosity is intercrystalline of 5-7 %, vugular and fractured. It is worth mentioning that in the lower part of the nucleus precipitation of anhydrite formed in a shallow sedimentary environment is observed, where, according to the lithological, textural and mineral associations, it is interpreted as corresponding to the internal platform environment.

Sedimentary system

The reservoir is mainly related to the Yucatan platform, as an extensive carbonate bank. In the study area, there are large saline bodies covered and interdigitated with Mesozoic sediments. The basement presents fracturing and irregular topography, giving rise to basins (rift) and pillars (Campeche Bank), limited by the Comalcalco and Macuspana pits to the West and East of the Ayatsil-Tekel fields, respectively.

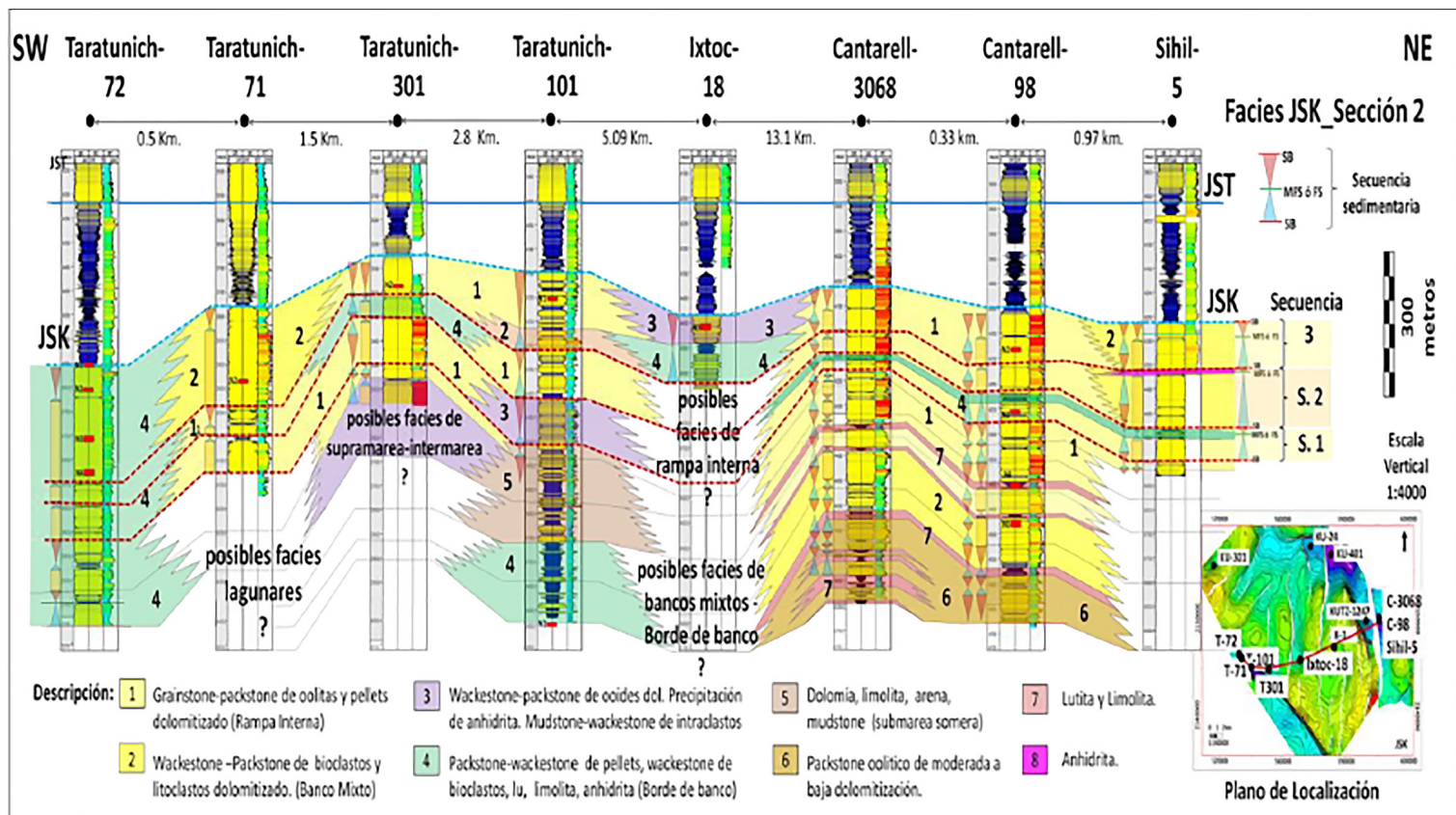


Figura 3. Sección de correlación mostrando la distribución de facies sedimentarias correspondientes al JSK.

Figure 3. Correlation section showing the distribution of sedimentary facies corresponding to SJK.

como un extenso banco carbonatado. En la zona de estudio se encuentran grandes cuerpos salinos cubiertos e interdigitados con sedimentos mesozoicos. El basamento presenta fracturamiento y topografía irregular, dando lugar a cuencas (rift) y pilares (Banco de Campeche), limitados por las fosas de Comalcalco y Macuspana al Oeste y Este de los campos Ayatsil-Tekel, respectivamente.

Conclusiones

- Para apoyar la interpretación de horizontes de carácter sedimentario, se utilizaron atributos sísmicos como el Iso-frequency component, el cual ayuda a ver dónde un evento se junta a otro. Las geometrías encontradas corresponden a terminaciones estratales denominadas o-lap.
- Se realizaron dos secciones de correlación con dirección SW-NE y SW-NE, definiendo la distribución y características litológicas del banco oolítico representado por grainstone a packstone de oolitas y pellets, y banco medio por wackestone a packstone de bioclastos y litoclastos. La degradación de las facies está representada por el banco distal cuya litofacies corresponde a packstone que gradúa a wackestone de pellets, bioclastos, lutitas, limolitas y anhidritas.
- Aguilera y Prado (2014) interpretan al JSK del campo Ku dentro de un ambiente de rampa interna distalmente pronunciada con barras de arena carbonatada, donde se asocia a la apertura del Golfo de México el principal mecanismo para la formación de altos estructurales.
- Se sabe que el JSK tiene dos dominios sedimentarios bien definidos (facies terrígenas y facies carbonatadas) en los cuales Ángeles Aquino (2006) propone cinco unidades litoestratigráficas para la zona marina conocidas como unidades B, C, D y E. Las facies terrígenas corresponden a la unidad B, principalmente; la unidad D se considera de facies terrígenas, pero presenta frecuentes alternancias de sedimentos carbonatados. Las facies netamente carbonatadas corresponden a los depósitos de las unidades C y E; las superficies de on-lap se evidencian en la sedimentación netamente carbonatada en cada uno de los bloques.
- En el pozo Ixtoc 18 se observa impregnación de hidrocarburos en las muestras de canal y núcleo cortados en el JSK, que corresponden con la Unidad E. El intervalo JSK fue cortado, al menos parcialmente, por tres pozos: Ixtoc-18, Taratunich-101 y Ku-85. Cuentan con los registros Densidad y Sónico Compresional, pero carecen de Sónico de Corte, indispensable para realizar estudios especiales.

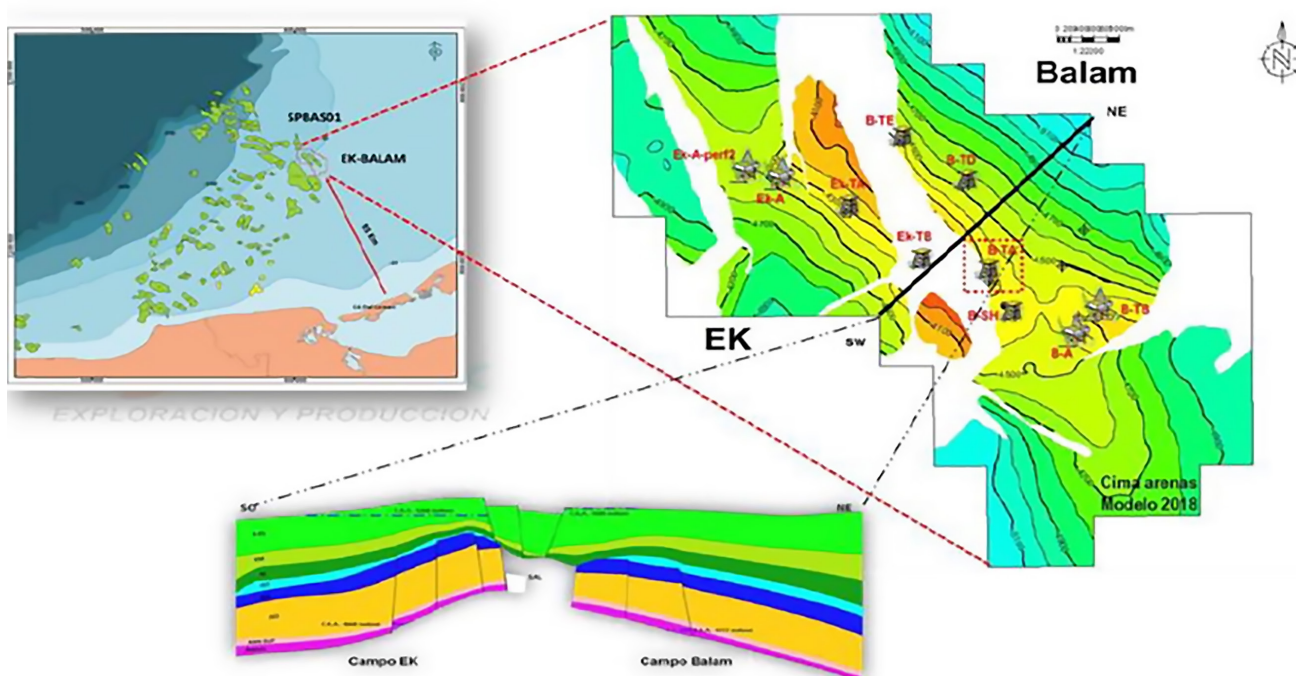
Conclusions

- To support the interpretation of sedimentary horizons, seismic attributes such as the Iso-frequency component were used, which helps to see where one event meets another. The geometries found correspond to strategic terminations called o-lap.
- Two correlation sections were made with SW-NE and SW-NE direction, defining the distribution and lithological characteristics of the oolitic bank represented by grainstone to packstone of oolites and pellets, and middle bank by wackestone to packstone of bioclasts and lithoclasts. The degradation of facies is represented by the distal bank whose lithofacies correspond to packstone grading to wackestone of pellets, bioclasts, shales, limolites, and anhydrite.
- Aguilera and Prado (2014) interpret the SJK of the Ku field within a distally pronounced internal ramp environment with bars of carbonate sand, where the opening of the Gulf of Mexico is associated with the main mechanism for the formation of structural heights.
- SJK is known to have two well-defined sedimentary domains (terrestrial facies and carbonate facies) in which Ángeles Aquino (2006) proposes five lithostratigraphic units for the marine zone known as units B, C, D, and E. The terrestrial facies correspond to unit B, mainly; unit D is considered of terrestrial facies, but presents frequent alternations of carbonate sediments. The neatly carbonated facies correspond to the deposits of units C and E; the on-lap surfaces are reflected on the net carbonate sedimentation in each of the blocks.
- In the Ixtoc 18 well, hydrocarbon impregnation in the channel and core samples cut in the SJK is observed, corresponding to Unit E. The SJK interval was cut, at least partially, by three wells: Ixtoc-18, Taratunich-101 and Ku-85. They have the Density and Sonic Compression registers, but they lack Sonic Cutting, indispensable for special studies.

◆ El correcto posicionamiento del pozo es uno de los objetivos principales para la perforación de pozos horizontales
 / The correct placement of the well is one of the main objectives for the drilling of horizontal wells

Diseño, tecnología y lecciones aprendidas para la construcción de pozos horizontales con desplazamiento negativo y positivo

Design, technology, and lessons learned for the construction of horizontal wells with negative and positive displacement



Autores / Authors: J.E. Bazaldúa, J.C. Gómez, S. Banuet, J.J. Guerrero, J.J. Mena, C.A. Reyes, (Pemex Exploración y Producción)

La complejidad geológica de los campos, los pozos existentes y la ubicación actual de plataformas de perforación han originado diseñar trayectorias de pozos con desplazamiento negativo. Éstas direccionan al pozo a ser terminado en secciones horizontales para maximizar el área de contacto en las mejores fases del yacimiento.

Figura 1. Plano de ubicación geográfica del área contractual Ek Balam.

Figure 1. Map of the geographical location of the contractual area Ek Balam.

The geological complexity of the fields, the existing wells and the current location of drilling platforms have led to the design of negative displacement well trajectories. These lead to the well being finished in horizontal sections to maximize the contact area in the best phases of the reservoir.

Ubicación

Los pozos horizontales en estudio (Balam-75, Ek-41, Ek-9, Balam-29, Balam-3, Balam-47 y Ek-17) se encuentran perforados en el área contractual Ek Balam, ubicados geográficamente en aguas del Golfo de México, 95 km al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche. Tienen como objetivo ser productores en el yacimiento de Arenas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO) a más de 4,300 mv, en tirantes de agua promedio de 50 m en la plataforma Continental del Golfo de México. (Figura 1).

Geología

Los campos Ek y Balam se encuentran estructuralmente separados por un domo salino, el cual dio como resultado una trampa estructural y estratigráfica en el yacimiento JSO. La columna geológica atravesada por los pozos perforados en los campos Ek y Balam es prácticamente similar; se puede dividir en tres sistemas principales, equivalentes con los periodos Jurásico, Cretácico y Terciario. El sistema Jurásico está representado por rocas carbonatadas que se intercalan con paquetes de rocas terrígenas; el Cretácico por rocas carbonatadas parcialmente dolomitizadas y en el Terciario predominan los terrígenos con algunos niveles de brechas calcáreas y calcarenitas.

Yacimientos

El correcto posicionamiento del pozo es uno de los objetivos principales para la perforación de pozos horizontales. Es necesario identificar factores clave que impactan en la estrategia y, a su vez, se utilizan para clasificar las alternativas de diseño de perforación y terminación, de manera que se pueda seleccionar la trayectoria y geometría más adecuada para cada tipo de pozo propuesto. Esto puede depender de los siguientes factores:

- Maximizar la reserva recuperada por pozo.
- Maximizar el gasto de producción.
- Restringir la producción de arena para mantenimiento de las BEC.
- Confiabilidad del pozo – que la vida del pozo exceda un periodo de tiempo considerable.
- Operatividad del pozo – fácil de intervenir reparaciones menores.

Ubicación

The horizontal wells under study (Balam-75, Ek-41, Ek-9, Balam-29, Balam-3, Balam-47, and Ek-17) are located in the contractual area Ek Balam, in waters of the Gulf of Mexico, 95 km northeast of Ciudad del Carmen, Campeche. Their use is to be producers in the Oxfordian Jurassic Superior Oxfordiano (OJS) sand reservoir at more than 4,300 mv, in average water tensions of 50 m in the Continental platform of the Gulf of Mexico. (Figure 1).

Geology

The Ek and Balam fields are structurally separated by a salt dome, which resulted in a structural and stratigraphic trap at the OJS reservoir. The geological column traversed by the wells drilled in the Ek and Balam fields is practically similar; it can be divided into three main systems, equivalent to the Jurassic, Cretaceous and Tertiary periods. The Jurassic system is represented by carbonate rocks interspersed with packages of terrigenous rocks; the Cretaceous by partially dolomitized carbonate rocks and in the Tertiary, the terrigenous rocks predominate with some levels of calcareous gaps and calcarenites.

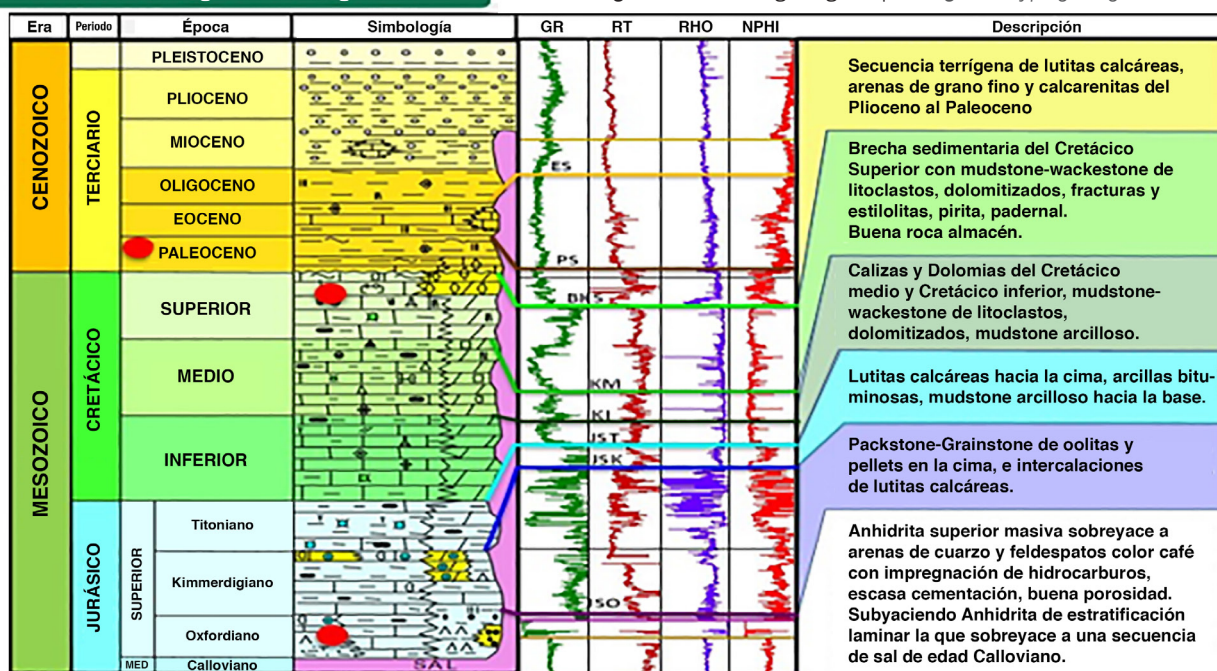
Reservoirs

The correct placement of the well is one of the main objectives for the drilling of horizontal wells. It is crucial to identify key factors that impact the strategy and, in turn, are used to classify drilling and completion design alternatives so that the most appropriate trajectory and geometry can be selected for each type of proposed well. This may depend on the following factors:

- Maximize the reserve recovered per well.
- Maximize production expense.
- Restrict sand production for BEC maintenance.
- Reliability of the well - the life of the well exceeds a considerable period.
- Well operability - easy to intervene in minor repairs.

Columna Geológica-Estratigráfica

Figura 2. Columna geológica tipo. Figure 2. Type geological column.



Ingeniería de perforación

A lo largo del desarrollo de los campos Ek y Balam, han existido tres campañas de perforación con el objetivo de producir aceite del yacimiento JSO. La primera de ellas dio inicio en los 90's, con la perforación de pozos tipo verticales y direccionales con trayectorias tipo "J" y una arquitectura mecánica de 6 etapas.

La segunda campaña se contempla de 2008 a 2015. Su objetivo fue la realización de pozos direccionales y la construcción de pozos horizontales (2014-2015), añadiendo una etapa en la arquitectura mecánica de los pozos, derivado a la caída de presión en el yacimiento. El último periodo de perforación, el cual se está llevando a cabo actualmente, inició en 2017 con la reactivación de la perforación de pozos direccionales de bajo y alto ángulo, así como con la continuación de la perforación de pozos horizontales.

El objetivo principal de la campaña actual de perforación es lograr la optimización de tiempos de perforación. Como plan de acción, una vez que ya se tienen identificados los eventos que generaron problemas en los pozos de correlación, se procede a la elaboración de la matriz de riesgos donde se ubica la probabilidad, impacto y nivel de riesgo del posible evento. Posteriormente, se colocan las medidas de prevención y mitigación, para finalmente evaluar el riesgo residual a implementar en los pozos a perforar.

Arquitectura mecánica

La configuración de los pozos horizontales consta de siete etapas revestidas y una en agujero descubierto. A lo largo de la columna geológica se requiere atravesar hasta seis diferentes gradientes de presión, lo cual implica un reto importante para su perforación.

Trajectoria

El diseño de trayectorias horizontales en los campos Ek y Balam es de los principales retos que presenta el diseñador, ya que a lo largo de la columna se perforan rocas con gran variación de compresibilidad. En el Terciario se perforan formaciones con valores de compresibilidad entre 8 a 20kpsi; en el Cretácico los valores de compresibilidad están entre 25 a 35 kpsi y en el Jurásico los valores de la roca rondan entre los 15 a 30 kpsi. Por tal motivo, para lograr su perforación es necesario el uso de tecnología en los ensambles de fondo y criterios de diseño para cada una de las etapas.

En los pozos horizontales, la fricción juega un rol muy significativo con respecto a los pozos verticales y direccionales de bajo ángulo. Esto se debe a que la sarta de perforación y la tubería de revestimiento son forzadas contra la pared del pozo, generando fuerzas laterales altas que pueden ocasionar eventos no deseados durante la perforación. Los análisis de torque y arrastre (T&A), en superficie como en la barrena, son de gran importancia para el diseñador. Ayudan a conocer las fuerzas que se van a generar durante la operación y a realizar la selección de conexiones adecuadas desde el fondo a superficie y, en caso de ocurrir algún atrapamiento no deseado, no generar esfuerzos excesivos para la liberación que produzcan una ruptura en la tubería.

Geomecánica

El uso de la densidad y el conocimiento general del comportamiento mecánico permite reducir los tiempos por eventos no deseados, tiempos de circulación para incremento de densidad, manifestaciones de gas y, aún si algún evento de perforación se presenta, el conocimiento geomecánico es fundamental para elegir la estrategia de ataque del problema.

Reingeniería, tecnología y practicas operativas

Se detectó que las áreas de oportunidad de la mayoría de las etapas, desde el punto de vista de diseño, eran relacionadas a la optimización en la tasa de penetración (ROP). Como parte

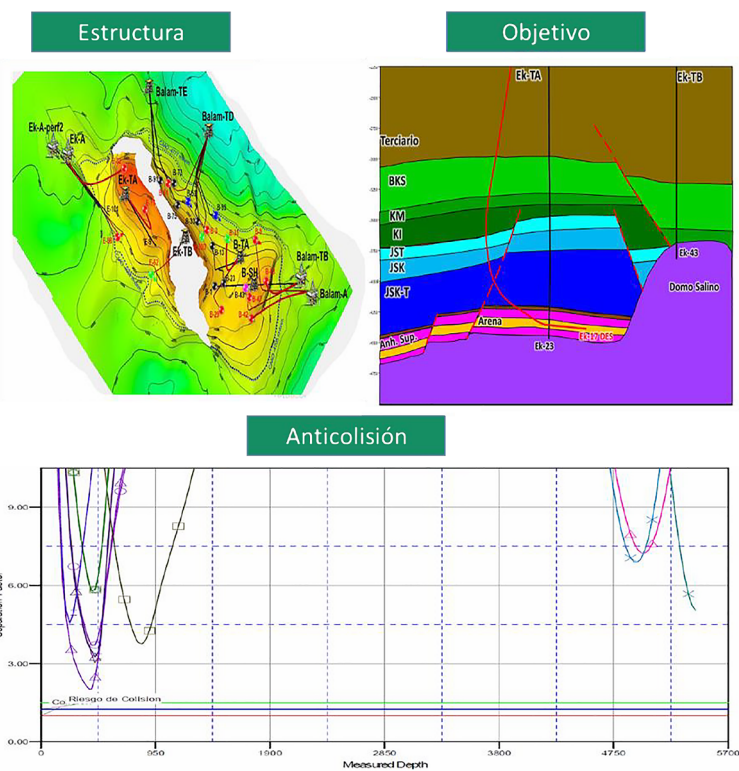


Figura 3. Criterios de posicionamiento

Figure 3. Placement criteria.

Drilling Engineering

Throughout the development of the Ek and Balam fields, there have been three drilling campaigns aimed at producing oil from the OJS field. The first of them started in the '90s, with the drilling of vertical and directional wells with "J" trajectories and a 6-stage mechanical architecture.

The second campaign runs from 2008 to 2015. Its objective was the realization of directional wells and the construction of horizontal wells (2014-2015), adding a stage in the mechanical architecture of the wells, derived from the pressure drop in the reservoir. The last drilling period, which is now in effect, began in 2017 with the reactivation of the drilling of directional low and high angle wells, as well as the continuation of the drilling of horizontal wells.

The main objective of the current drilling campaign is to achieve the optimization of drilling times. As an action plan, once the events that generated problems in the correlation wells have been identified, the risk matrix is elaborated, locating the probability, impact and risk level of the possible event. Subsequently, prevention and mitigation measures are put in place to finally evaluate the residual risk to be implemented in the wells to be drilled.

Mechanical architecture

The configuration of the horizontal wells consists of seven lined stages and one bare hole. Along the geological column, up to six different pressure gradients have to be crossed, which is a major challenge for drilling.

Trajectory

The design of horizontal trajectories in the Ek and Balam fields is one of the main challenges presented by the designer since rocks with a great variation in compressibility are drilled along the column. In the Tertiary the formations with compressibility values between 8 and 20kpsi are drilled; in the Cretaceous, these values are between 25 and 35 kpsi and in the Jurassic, the rock values are between 15 and 30 kpsi. For this reason, to achieve its perforation it is necessary to use technology in the bottom assemblies and design criteria for each one of the stages.

In horizontal wells, friction plays a very significant role concerning vertical and directional low angle wells. This is because the drill string and casing are forced against the well wall, generating high lateral forces that can cause unwanted events during drilling. Torque and drag analysis (T&A), on the surface as well as in the drill bit, are of great importance to the designer. They help to know the forces that will

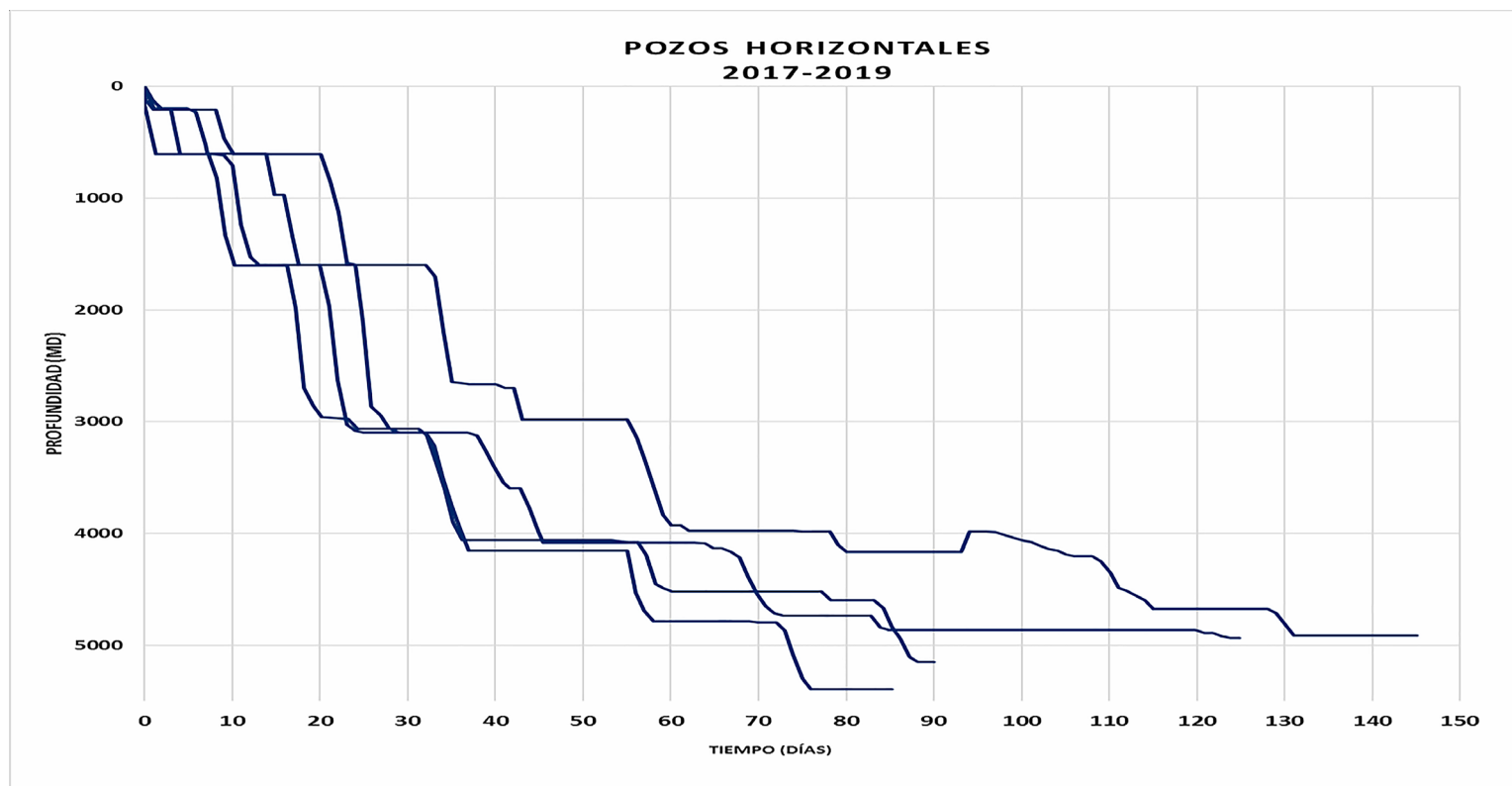


Figura 4. Avance de los pozos horizontales campaña 2017-2019

Figure 4. Advance of horizontal wells 2017-2019 campaign.

de la estrategia, se analizó la factibilidad de aplicación de tecnología disponible en el mercado que pudieran contribuir en la optimización de tiempos.

Resultados

En la Figura 4 se observan las curvas de avance de los pozos horizontales perforados en la actual campaña, en los cuales se han aplicado las lecciones aprendidas, rediseño de los pozos, prácticas operativas y tecnología, obteniendo como resultado un promedio de 110 días de perforación.

Conclusiones

- La optimización de tiempos de la nueva campaña de perforación de pozos horizontales en los campos Ek y Balam, pasó de tener un promedio de 399 días de perforación con un índice promedio de 14 m/día, a 110 días de perforación con 48 m/día.
- Es posible realizar la perforación de pozos horizontales en el campo Balam a profundidades de hasta 5,400 md, en un total de 85 días con un índice de perforación de 63 m/día.
- La optimización de tiempos fue posible gracias al excelente trabajo realizado en el proceso de diseño, aplicación de tecnología, lecciones aprendidas y prácticas operativas. Esto generó un ahorro significativo en millones de pesos asociados al pago de renta de equipo de perforación y producción diferida para la empresa.
- Aunque los campos Ek y Balam comparten una columna geológica similar, se recomienda la toma de información en las formaciones del Jurásico del campo Ek, con el objetivo de alimentar el modelo geológico y geomecánico y así implementar las medidas de mitigación correspondientes asociados a eventos no deseados.

be present during operation and to make the selection of appropriate connections from the bottom to the surface and, in the event of any unwanted entrapment, not to generate excessive release stresses that will cause a rupture in the pipe.

Geomechanics

The use of density and the general knowledge of mechanical performance allows to reduce the time for undesirable events, circulation times for density increase, gas manifestations and, even if some drilling event occurs, the geomechanical knowledge is fundamental to choose the attack strategy of the problem.

Reengineering, technology, and operational practices

It was detected that the opportunity areas of most of the stages, from the design point of view, were related to the optimization in the penetration rate (PRO). As part of the strategy, the feasibility of applying technology available in the market that could contribute to the optimization of times was analyzed.

Results

Figure 4 shows the advance curves of the horizontal wells drilled in the current campaign, in which lessons learned, well redesign, operating practices and technology have been applied, resulting in an average of 110 drilling days.

Conclusions

- The time optimization of the new horizontal well drilling campaign in the Ek and Balam fields went from an average of 399 drilling days with an average rate of 14 m/day, to 110 drilling days with a rate of 48 m/day.
- It is possible to drill horizontal wells in the Balam field at depths of up to 5,400 md, in a total of 85 days with a drilling rate of 63 m/day.
- The optimization of times was possible thanks to the excellent work done in the design process, application of technology, lessons learned and operational practices. This generated significant savings in millions of pesos associated with the payment of rent for drilling equipment and deferred production for the company.
- Although the Ek and Balam fields share a similar geological column, it is recommended for information to be taken from the Jurassic formations of the Ek field to feed the geological and geomechanical model, and thus implement the corresponding mitigation measures associated with undesirable events.