

Desarrollo de Campos Marginales - Caso de Estudio: Campo Ku Maloob Zaap Formación Eoceno Medio, México

MI. Ernesto Pérez Martínez
Ing. Gustavo Enrique Prado Morales
MI. Antonio Rojas Figueroa
Ing. María de Jesús Correa López
PEP

Información del artículo: Recibido enero de 2012-aceptado mayo de 2013

Resumen

Una de las principales funciones de Pemex Exploración y Producción (PEP), es la de restituir las reservas de hidrocarburos producidas en forma continua, por lo que es necesario contar con estudios técnico-económicos sólidos que permitan incrementar el factor de recuperación de los yacimientos, incorporando reservas adicionales de hidrocarburos mediante planes optimizados de desarrollo de campos.

El objetivo de este trabajo es planear el desarrollo de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap Formación Eoceno Medio, tomando en consideración la integración de estudios de geología, sísmica, petrofísica e ingeniería de yacimientos a un modelo dinámico de simulación de yacimientos, el cual representa el comportamiento histórico y futuro de los yacimientos.

Durante el proceso de ajuste histórico se identificaron y analizaron los parámetros de mayor incertidumbre que pueden afectar el comportamiento futuro de los yacimientos. Una vez ajustado el modelo de simulación se plantearon diversos esquemas de explotación optimizados, tanto de recuperación primaria como secundaria, utilizando infraestructura existente, reparando pozos del Cretácico en el mediano plazo y la perforación de nuevos pozos.

Finalmente se obtuvieron pronósticos optimizados, mismos que se evaluaron económicamente y se documentaron en la cartera de proyectos de PEP, para justificar el incremento de reservas 1P, 2P y 3P de estos yacimientos.

Palabras clave: Reservas, Yacimientos, Simulación, Ajuste Histórico, Parámetros de Incertidumbre, Esquemas de Explotación, Recuperación Primaria, Recuperación Secundaria, Evaluación Económica.

Abstract

One of the main functions of Pemex Exploration and Production (PEP), is to replace the produced hydrocarbons reserves, so it is necessary to have solid technical and economical studies that allow us to increase the oil recovery factor, based on field's optimized development plans, the Ku-Maloob-Zaap Asset's hydrocarbons reserves has been increased.

The aim of this work is to plan the development of Ku, Maloob and Zaap Middle Eocene formation, taking into account the integration of geological, seismic, petrophysical and reservoir engineering studies into a dynamic reservoir simulation model, which mimics reservoir historical behavior and foresees several reservoir exploitation scenarios, to maximize oil recovery.

During the history matching process, the most uncertain reservoir parameters that may have affected its future behavior were identified and analyzed. Once the simulation model was done, several exploitation recovery schemes were analyzed both primary and secondary, taking into account existing infrastructure, wells' workovers from the Cretaceous to the Middle-Eocene formation and new wells.

Finally, the best oil forecasts were evaluated economically and documented in PEP project portfolio to justify 1P, 2P and 3P, thus hydrocarbons reserves of KMZ Middle Eocene have been incremented.

Key words: Reserves, Reservoir, Simulation, History Match, Uncertainty Parameters, Optimized Recovery, Primary Recovery, Secondary Recovery, Economic Evaluation.

Introducción

Como parte de la estrategia de administración de los yacimientos del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, se visualiza la oportunidad que a mediano plazo representa la explotación de la Formación Eoceno Medio (EM) de los Campos Ku, Maloob y Zaap (KMZ), cuyo objetivo principal está orientado a garantizar la cuota de producción de aceite comprometida según el plan de explotación vigente.

En base a estudios sísmicos, petrofísicos y geológicos se construyó un modelo estático en tres dimensiones con los atributos de la roca, identificándose cinco unidades de flujo, de las cuales tres son de interés comercial, las dos unidades restantes están compuestas principalmente por mudstone arcilloso, mismas que no contribuyen en la contabilidad del volumen original de hidrocarburos en sitio.

Para determinar las reservas recuperables se construyó un modelo de simulación de aceite negro, con el cual se analizaron varios escenarios de explotación, incluyendo procesos de recuperación secundaria.

El objetivo de este estudio es visualizar y evaluar los posibles escenarios de desarrollo de los yacimientos KMZ-EM con costos estimados clase V, tomando en cuenta el empleo de infraestructura y pozos existentes en el APKMZ.

Antecedentes

Los campos Ku, Maloob y Zaap se localizan en la Sonda de Campeche en la parte del Golfo de México a 105 Km al norte de Cd. del Carmen, Campeche, **Figura 1**.

El yacimiento Ku-EM se descubrió en los años 1979 y 1980 con la perforación de los pozos exploratorios Ku-1 y Ku-101 respectivamente, cuyo objetivo era descubrir hidrocarburos en las Brechas del Cretácico Superior, sin embargo, la primera producción del yacimiento se obtuvo hasta 1986 cuando el primer pozo Ku-10 se termina en la formación EM.

Por otra parte, el yacimiento Zaap-EM se descubrió en 1990 con la perforación del pozo exploratorio Zaap-1, el cual tenía como objetivo principal probar las rocas del Kimeridgiano.

El pozo Zaap-1001 inicia la explotación de Zaap-EM en noviembre de 1997, posteriormente a principios de 1998 se terminaron los pozos Zaap-7DA (pozo horizontal) y el pozo Zaap-106, respectivamente, ambos en la Formación Eoceno Medio (EM) con resultados exitosos.

El yacimiento Maloob-EM se confirmó con la perforación de los pozos Ku-339, Ku-467, Ku-469, Ku-97 de la plataforma de Ku-M y Maloob-404 de la plataforma de Maloob-A. De estos pozos se obtuvo información sobre la distribución de esta formación sin embargo, no se ha tenido producción de este yacimiento, ya que los pozos anteriormente mencionados tenían el objetivo de explotar la Formación Cretácico de este campo.

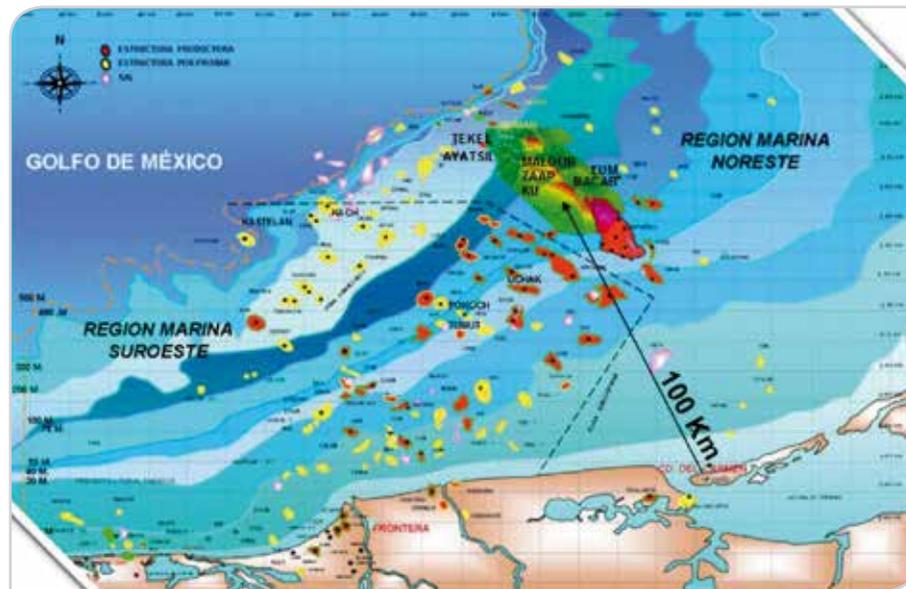


Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Ku-Maloob-Zaap.

Información de los yacimientos

Los yacimientos Ku y Zaap EM producen aceite de 16 a 17 °API con viscosidades que varían de 8 a 10 cp; por las características del aceite, estos yacimientos se clasifican como de aceite negro. La presión inicial de los yacimientos

Ku, Maloob y Zaap es de 281 Kg/cm² a 2520 mvbnm, mientras que la presión de saturación para Ku es 105 Kg/cm², para Maloob y Zaap de 216 Kg/cm², como se ilustra en las Figuras 2 y 3. Los yacimientos Ku, Maloob se encuentran actualmente en etapa de bajo saturación, mientras que Zaap ya se encuentra por debajo de su presión de saturación.

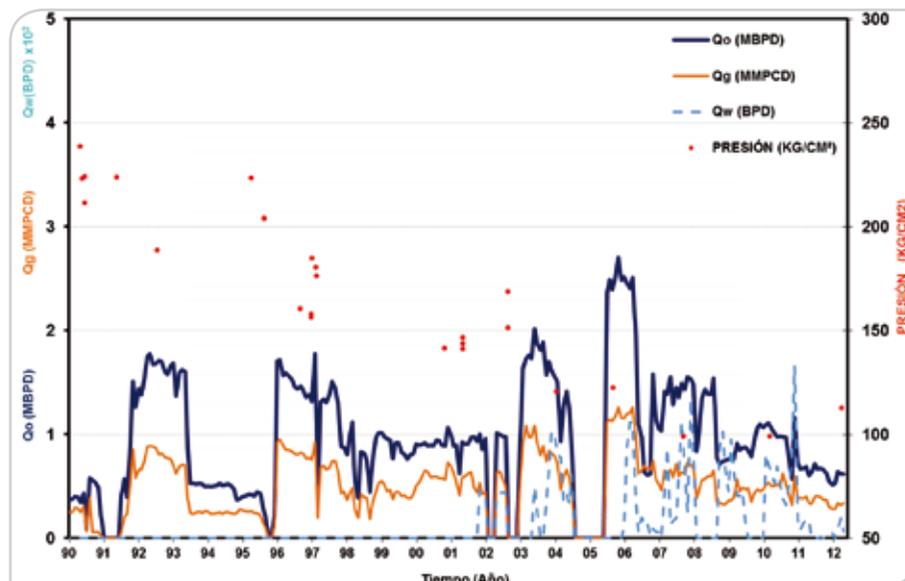


Figura 2. Historia de presión-producción de Ku-EM.

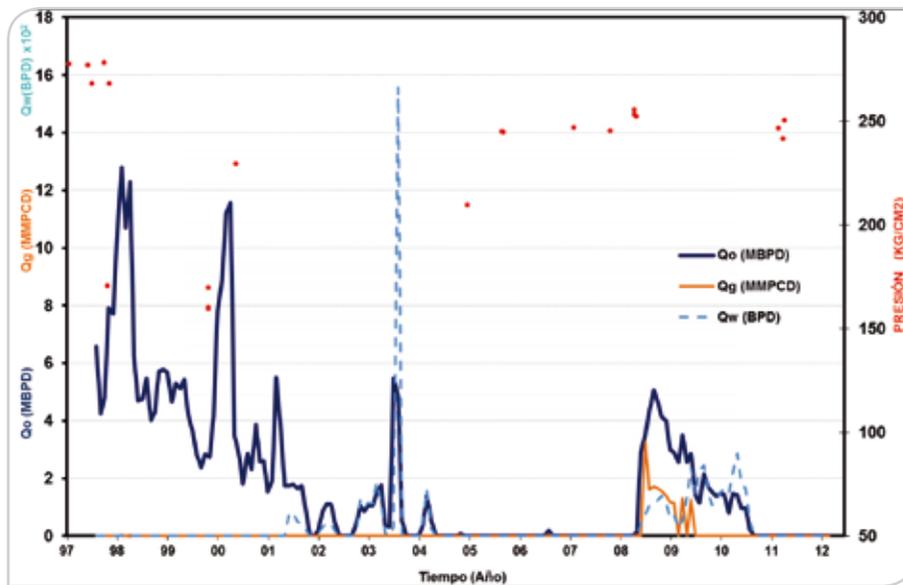


Figura 3. Historia de presión-producción de Zaap-EM.

Modelo estático

Petrofísica

La información petrofísica obtenida del análisis de núcleos Eoceno Medio (EM) se correlacionó en los registros geofísicos de los pozos, obteniéndose una relación de porosidad-permeabilidad, con la cual se pobló el modelo estático con valores de permeabilidad en función de la porosidad.

La porosidad predominante en EM, es primaria interpartícula, seguida por intercrystalina y shelter; en

menor grado y relevancia están las de tipo secundario como la porosidad vugular y/o mólida.

En este estudio se acordó nombrar a las unidades litológicas denominadas “litofacies limpias” con los términos AA, BB, CC, con características y distribución propias dentro del Eoceno Medio. También se convino en nombrar a las unidades denominadas “litofacies sucias” como LU-11 y LU-22, la distribución dentro del gran cuerpo o formación denominada genéricamente como: Calcarenitas del Eoceno Medio, CCEM o Eoceno Medio, EM, (Figuras 4 y 5). Areal y verticalmente estos cinco unidades conforman la Formación geológica del Eoceno Medio, EM, Figura 4.

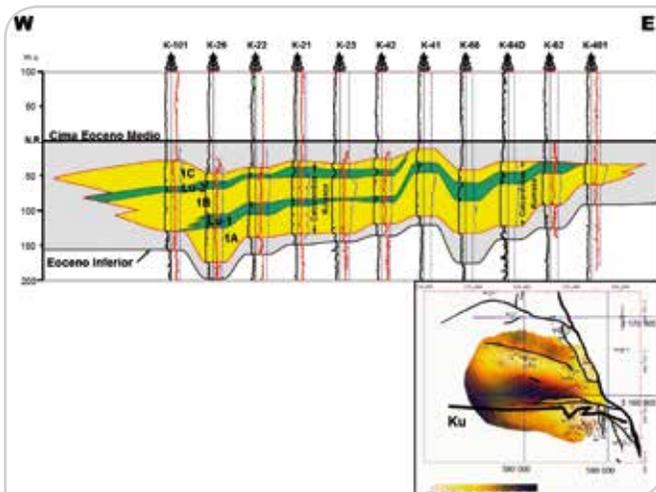


Figura 4. Distribución geológica-petrofísica de la formación EM.

Las unidades litoestratigráficas de KMZ-EM se describen a continuación en forma cronológica desde la más antigua hasta la más reciente:

Unidad AA: Es la primera unidad de depósito del EM sobreyaciendo a una unidad de rocas arcillosas del Eoceno Inferior; este es un depósito constituido por “packstone” a “grainstone” con fragmentos redondeados de foraminíferos y pellets cementados por espatita.

Unidad LU-11: Es un depósito de calcarenitas con intercalaciones calcáreo-arcillosas.

Unidad BB: Es una unidad constituida por “packstone” a “grainstone” de fragmentos redondeados biógenos, en su

mayoría foraminíferos bentónicos y algas, cementados por espatita fina.

Unidad LU-22: Es una unidad formada por “packstone” con intercalaciones de lutitas verdes, ricas en esmectita e illita, altamente calcáreas y “mudstone” muy arcillosos.

Unidad CC: En esta unidad predominan las rocas “packstone”, compuestas por fragmentos redondeados y subredondeados, así como bien empaquetados de foraminíferos (bentónicos > planctónicos), algas, pellets e intraclastos. Intercalaciones de “mudstone”, y presencia de arcillas mezcladas con micrita no alterada y materia orgánica.

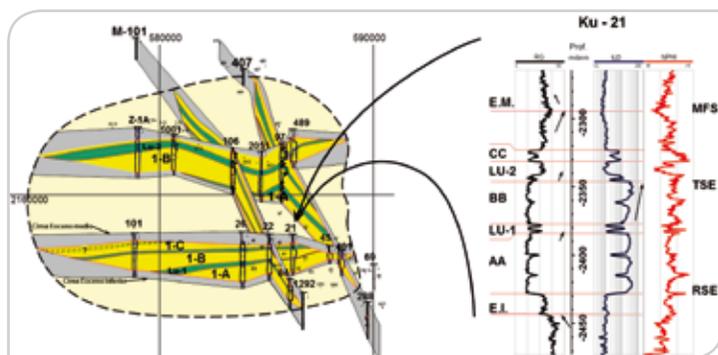


Figura 5. Correlación estratigráfica de KMZ-EM.

El modelo estático integra un modelo estructural en tres dimensiones, **Figura 6**, donde la información de sísmica, geología, pozos y petrofísica, integran la población de

este modelo con características de yacimiento utilizando técnicas de simulación geoestadística guiada por atributos petrofísicos y geológicos.

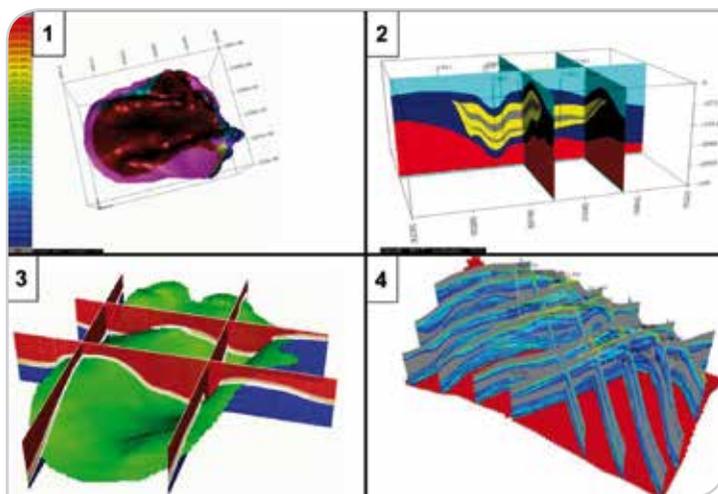


Figura 6. Integración geológica-petrofísica del modelo estático.

Modelo dinámico

Una vez concluido el modelo estático de KMZ-EM se procedió a integrarlo al modelo dinámico, mismo que se describe a continuación:

Construcción de la malla de simulación

La malla de simulación se genera del modelo geológico, el cual se compone de millones de celdas, con la tecnología actual de cómputo no es posible utilizarlo directamente en el modelo de simulación, por lo que fue necesario realizar las modificaciones siguientes en la malla.

Celdas activas: Del balance de materia realizado a los yacimientos Ku y Zaap EM se observa que son yacimientos volumétricos y no están comunicados entre sí, por lo que la malla se simplificó definiéndose tres regiones de equilibrio, la primera región para Ku, la segunda para Maloob y la tercera para Zaap, de tal modo que el contacto agua-aceite más profundo se ubica a 2,682 mvbnm, mientras que en el modelo dinámico se consideran celdas en el acuífero hasta una profundidad de 2,800 mvbnm como se ilustra en la **Figura 7**.

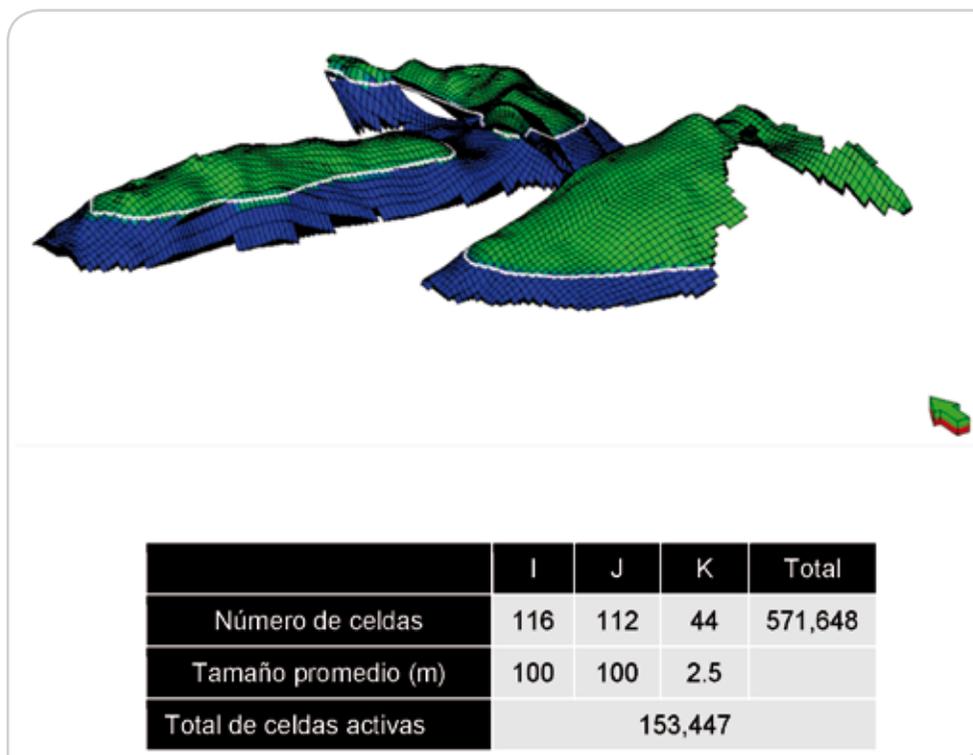


Figura 7. Celdas activas y regiones de equilibrio del modelo de simulación, KMZ-EM.

En el modelo de simulación numérica se definieron dos regiones PVT, la primera para el yacimiento Ku y la segunda para los yacimientos Maloob y Zaap. En cuanto a las regiones de saturación se definió solamente una, con base al análisis

de permeabilidad relativa y presión capilar realizado. En la **Tabla 1** se lista el valor de propiedades promedio del modelo dinámico.

Tabla 1. Propiedades promedio del modelo dinámico KMZ-EM.

Propiedad	Ku	Maloob	Zaap
Pi (kg/cm ²)	255	281	281
Datum (m)	2570	2570	2570
Swi (%)	0.208	0.208	0.208
CAA (mvbnm)	2682	2587	2612
N	632 MMbbls	458 MMbbls	153 MMbbls
Ø (%)	18.5	18.5	18.5
NTG (%)	0.57	0.57	0.57

Una vez que el modelo dinámico se integró, se realizó una corrida de equilibrio vertical, donde se distribuyeron los fluidos de acuerdo a su densidad y se determinó el volumen original de hidrocarburos en sitio, **Tabla 1**.

Ajuste histórico del modelo dinámico

El ajuste histórico de un modelo de simulación, en su conceptualización más sencilla, consiste en lograr que el comportamiento de presión-producción del modelo sea lo

más cercano posible al comportamiento real. Para el caso del modelo de simulación en estudio, se identificaron los parámetros de mayor incertidumbre, para posteriormente realizar corridas de sensibilidad y determinar los rangos en los cuales se podrían modificar dichos parámetros para lograr el ajuste histórico del modelo.

En la **Tabla 2** se listan los parámetros con mayor incertidumbre en el modelo de simulación, mismos que se sensibilizaron en los rangos que se muestran, para lograr un ajuste histórico adecuado del modelo.

Tabla 2. Descripción de los parámetros con mayor incertidumbre.

Parámetro	Importancia	Afecta	Rangos
Permeabilidad (mD)	Alta	Movimiento de fluidos en general, mejora el índice de productividad de los pozos de tal forma que se cumplen los gastos de aceite observados.	10-800
Presión capilar (Kg/cm ²)	Media/alta	El espesor de la zona de transición. Distribución de los fluidos en el yacimiento. Tiempo de irrupción de agua/gas en los pozos Volumen original de hidrocarburos. Reservas a recuperar.	0.01-4.06
CAA (mvbnm)	Media/alta	Influirá en la irrupción de agua hacia los pozos. Volumen original de hidrocarburos.	2587-2612
Transmisibilidad (kv/kh)	Media	En el sentido vertical afectará el avance del agua, se dieron valores bajos para las unidades LU's, pensando en que no permiten o permiten poco paso de fluidos.	0.1 a 0.05

En función de los parámetros con incertidumbre definidos en la **Tabla 2**, se procedió a analizar su impacto en el ajuste de la historia presión-producción de los yacimientos de la forma siguiente: permeabilidad: se varió en un rango de 10 a 800 mD tomando en cuenta el valor de la

prueba de presión del K-10 y los valores de permeabilidad de núcleos. Posteriormente se ajustó una correlación porosidad-permeabilidad, ecuación (1). Este cambio en la permeabilidad permitió que los pozos fluyeran y cumplieran con los gastos observados.

$$k = 7.5 \times 10^{-4} (\phi^{4.1203}) \quad (1)$$

Donde, k está en mD y ϕ en porcentaje.

El CAA de Ku se determinó a través del análisis de gradientes de presión obtenidos de pruebas de formación y de análisis de registros geofísicos. Para Zaap se modificó el CAA convencional que se tenía a la profundidad de 2,587 mvbnm, ya que se encontraba muy cerca de los pozos Zaap-106 y Zaap-44, provocando que estos pozos produjeran grandes cantidades de agua; se modificó este contacto hasta una profundidad de 2,612 mvbnm, esto es 25 mvbnm por debajo del CAA previo, adicionalmente esta profundidad del CAA está soportada con información de registros de formación.

Transmisibilidad: a las unidades LU's se les asignó una relación $k_v/k_h = 0.05$, de tal forma que prácticamente no permiten el paso a los fluidos desde y hacia las unidades limpias; este

cambio no aisló totalmente las unidades de flujo limpias, ya que en los flancos de la estructura las unidades LU's muestran acuíñamientos y se pierden, quedando las unidades limpias en comunicación unas con otras.

El modelo de simulación reproduce cabalmente la historia de producción de aceite de los yacimientos KMZ-EM como se ilustra en la **Figura 8**. Sin embargo, la historia de producción de gas muestra valores altos en el periodo de 1998–2000, valores que son anómalos, ya que los tres yacimientos se encontraban en etapa de bajo saturación, por consiguiente el gas producido debe ser acorde con la relación gas-aceite disuelto, como lo muestra el perfil de producción de gas calculado por el simulador en la **Figura 9**.

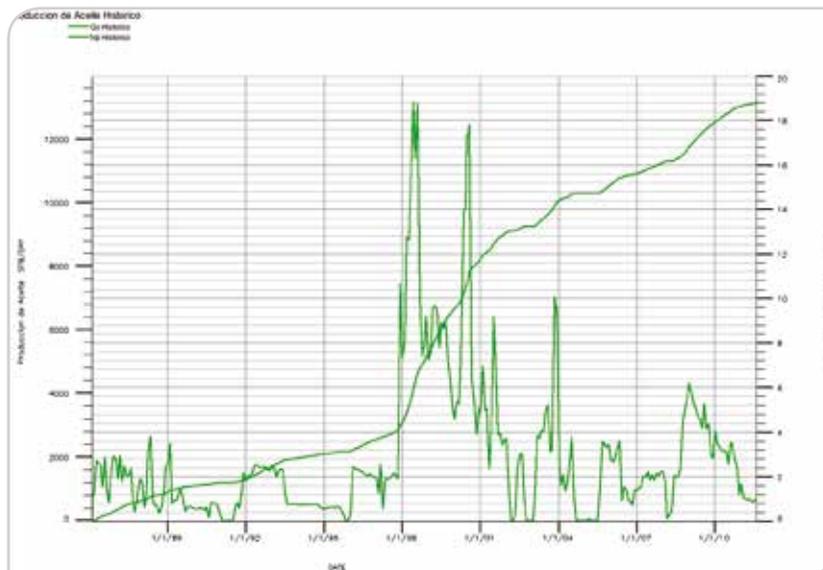


Figura 8. Ajuste de la historia de producción de aceite de KMZ-EM.

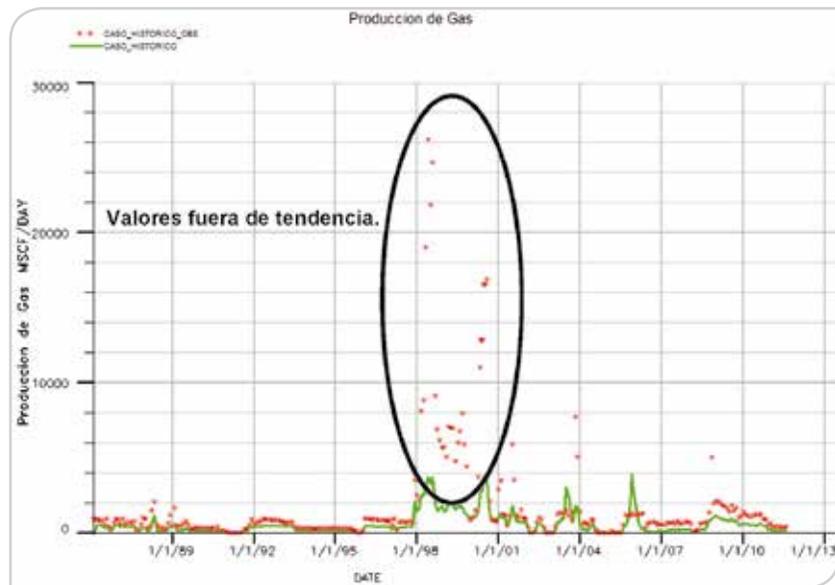


Figura 9. Ajuste de la historia de producción de gas de KMZ-EM.

Las Figuras 10 y 11 muestran el ajuste de la historia de producción de agua y de la presión de los yacimientos KMZ-EM respectivamente, donde en Ku se observa una desviación de la presión observada respecto a la calculada,

esto es debido a que por la naturaleza de las operaciones costa-afuera, la presión de fondo con pozo cerrado se registra por un periodo corto, siendo insuficiente para el restablecimiento de la misma.

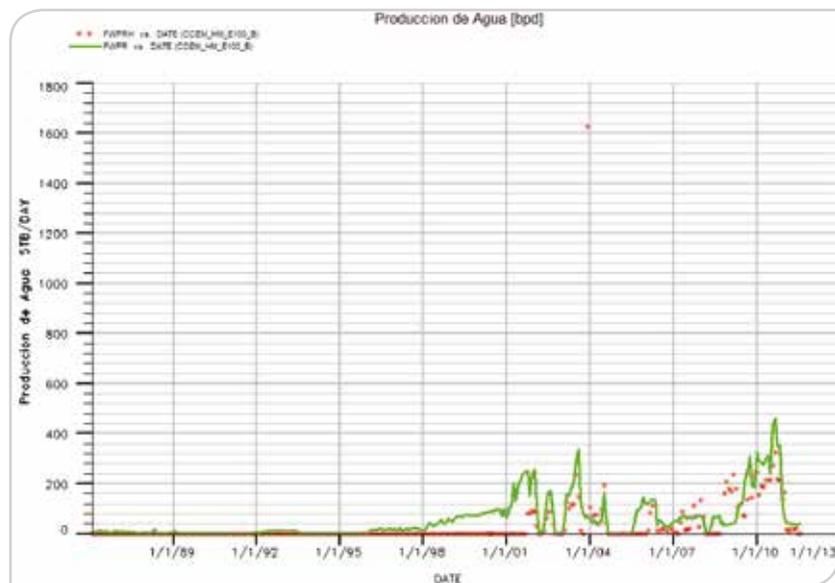


Figura 10. Ajuste de la historia de producción de agua de KMZ-EM.

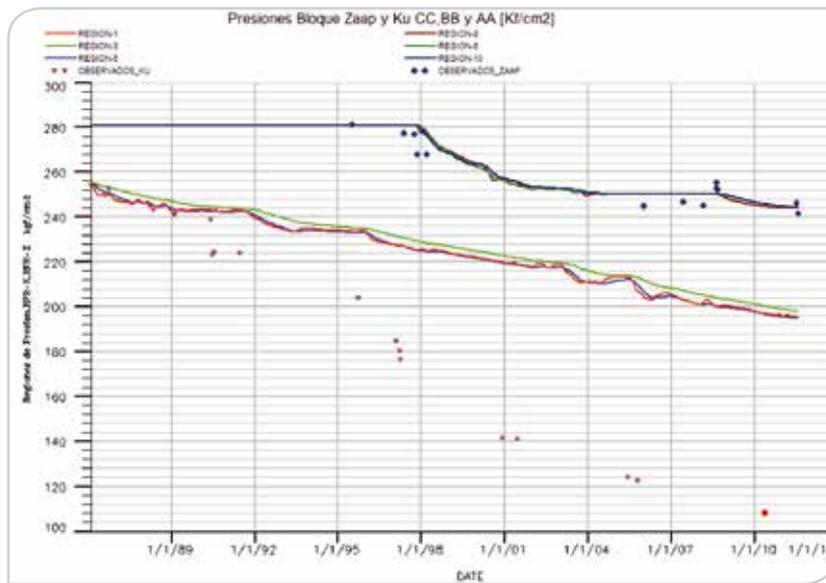


Figura 11. Ajuste de la historia de presión de KMZ-EM.

Escenarios analizados

Como parte de la estrategia de administración de los yacimientos del Activo de producción KMZ, se visualiza la oportunidad que a mediano plazo representa la explotación de KMZ-EM, cuyo objetivo principal está orientado a garantizar las cuotas de producción de aceite comprometidas por el APKMZ, según el plan de explotación vigente. Bajo este marco de referencia y con el propósito de capitalizar los beneficios potenciales de esta iniciativa, se plantean tres escenarios posibles para drenar eficientemente las reservas del Eoceno. La definición de estos escenarios considera la utilización de las instalaciones (de superficie y pozos) ya existentes, es decir, la mayor parte del desarrollo de los campos se realizará mediante reparaciones mayores (RMA) de los pozos que en el mediano plazo se invadirán de gas en la Formación Cretácico, así mismo se considera la perforación de pozos inyectoros, dos en Ku, dos en Zaap y dos en Maloob (los pozos inyectoros sólo se consideran en el escenario de inyección de agua), mas cuatro de desarrollo en

Zaap, tomando en cuenta la disponibilidad de conductores libres en las plataformas Ku-B y Zaap-E, y la construcción de un octapodo en Zaap (Zaap-G), como se ilustra en la **Tabla 3**.

Escenario 1, escenario base, el cual consiste en desarrollar los yacimientos y explotarlos por agotamiento natural, no se considera recuperación secundaria o mejorada, en la **Figura 12** se muestra la distribución areal de pozos en los yacimientos de KMZ-EM.

Escenario 2, escenario base + inyección de agua de mar tratada a través de dos pozos inyectoros en la periferia de cada yacimiento, con el objetivo de mantener la energía de los yacimientos, **Tabla 4**.

Escenario 3, escenario base + inyección de gas natural a través de dos pozos inyectoros en la parte central de cada yacimiento, con el objetivo de mantener la energía de los yacimientos, **Tabla 5**.

Tabla 3. Programa de perforación y reparaciones en KMZ-EM.

CAMPO	POZO	PLATAFORMA	Inicio a Prod.	Qo bpd	Pwf lim (kg/cm ²)	RGA (Mpcd/bl)	WCT
KU	KU-62A	KU-F	03/06/2022	800	750	10	0.6
	KU-55	KU-S	17/08/2019	600	750	10	0.6
	KU-84D	KU-A	21/01/2018	800	750	10	0.6
	Ku-23	KU-A	26/06/2017	1000	750	10	0.6
	Ku-22	KU-A	23/07/2017	700	750	10	0.6
	Ku-66	KU-A	12/10/2017	700	750	10	0.6
MALOOB	KU-469	KU-M	01/03/2019	700	750	10	0.6
	KU-458	KU-M	11/01/2019	1200	750	10	0.6
	KU-339	KU-M	28/06/2019	2000	750	10	0.6
	M1* Z-106	KU-M	01/12/2019	2000	750	10	0.6
ZAAP	ZG-1	ZAAP-G	15/01/2020	2000	750	10	0.6
	ZG-2	ZAAP-G	29/04/2020	2000	750	10	0.6
	ZG-4	ZAAP-G	25/11/2020	1342	750	10	0.6
	Z-117	Zaap-B	01/07/2020	2000	750	10	0.6

Tabla 4. Pozos inyectoros de agua en KMZ-EM.

INYECCION DE AGUA ESCENARIO 2				
Campo	Pozo	Plataforma	Fecha de inicio de Iny.	Qiny (bpd)
KU	K-INY-1	K-B	01-dic-17	2500
	K-INY-2	K-B	01-dic-17	2500
MALOOB	M-INY-1	Z-E	31-dic-18	2500
	M-INY-2	Z-E	31-dic-18	2500
ZAAP	Z-INY-1	Z-E	01-dic-19	3000
	Z-INY-2	Z-E	01-dic-19	3000

Tabla 5. Pozos inyectoros de gas en KMZ-EM.

INYECCIÓN DE GAS ESCENARIO 3			
Campo	Pozo	Plataforma	Fecha de inicio de Iny.
KU	K-INY-1	K-B	01-dic-17
	K-INY-2	K-B	01-dic-17
MALOOB	M-INY-1	1 RMA (K-M)	31-dic-18
	M-INY-2	1 RMA (K-M)	31-dic-18
ZAAP	Z-INY-1	Z-G	01-dic-19
	Z-INY-2	Z-G	01-dic-19

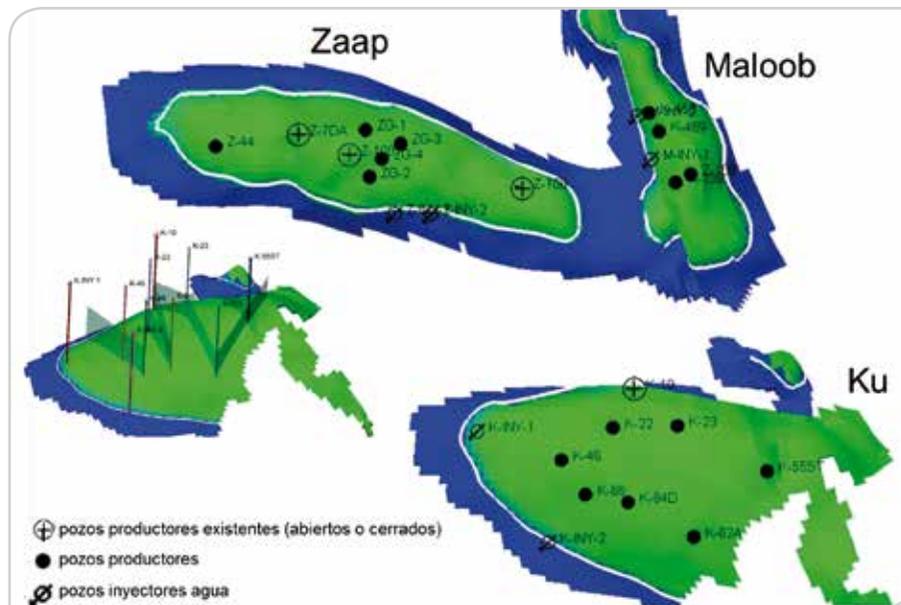


Figura 12. Localización de pozos en KMZ-EM.

En la **Figura 13** se muestran los resultados de los tres escenarios analizados, donde el escenario de inyección de agua exhibe mayor recuperación, con un pico de producción de 18, 000 bpd en el año 2021, obteniéndose una reserva de 95 MMbbls de aceite para el año 2035, mientras que el escenario de menor recuperación es el base, como era de esperarse, ya que sólo considera la explotación de los yacimientos por agotamiento natural, obteniendo del orden

de 68 MMbbls de aceite en el año 2035 de los yacimientos KMZ-EM. De este modo al considerar la inyección de agua se obtiene una reserva incremental de aproximadamente 27 MMbbls de aceite en KMZ-EM.

En las **Figuras 14 y 15** se muestran los pronósticos de producción de gas y agua de los tres escenarios analizados.

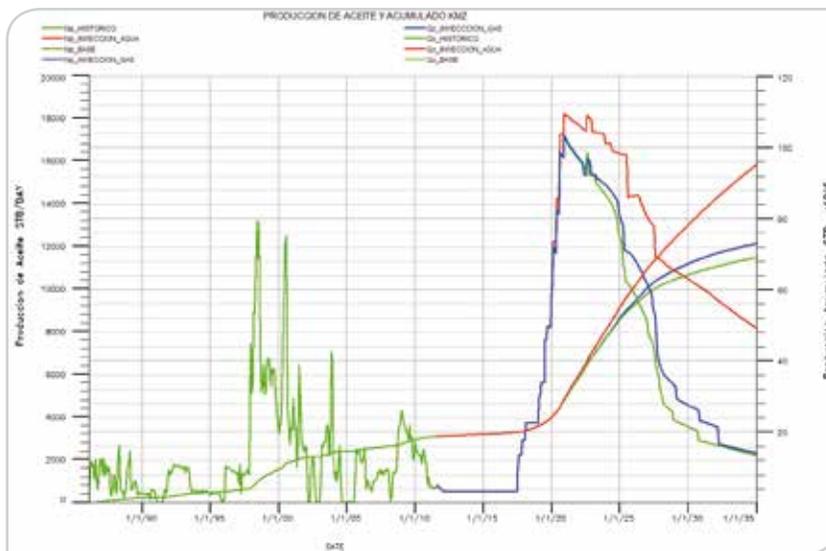


Figura 13. Pronóstico de producción de aceite de KMZ-EM.

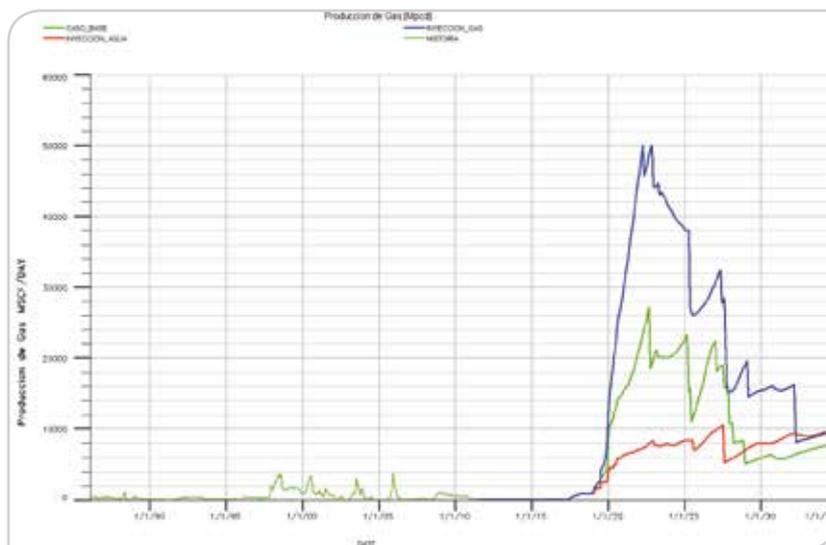


Figura 14. Pronóstico de producción de gas de KMZ-EM.

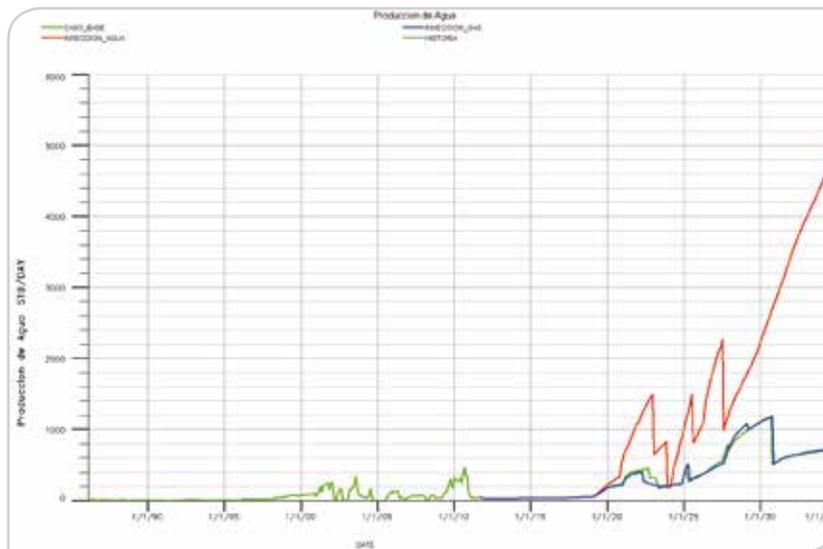


Figura 15. Pronóstico de producción de agua de KMZ-EM.

Análisis económico

En esta sección se analizan los tres escenarios planteados en la sección anterior y dos adicionales derivados de los escenarios 2 y 3, los cuales se identifican como escenarios 2a y 3a respectivamente, estos escenarios consideran el desarrollo de los yacimientos con 15 pozos nuevos, un octapodo adicional y sus respectivos ductos; y no se considera la recuperación de los pozos que se invadirán de gas en el mediano plazo en la formación Cretácico, por lo que los pozos nuevos sustituyen a las RMA's de los escenarios 2 y 3, conservándose el mismo perfil de producción respectivamente.

Desde el punto de vista de infraestructura, los escenarios 2 y 2a requieren de la instalación de plantas para el acondicionamiento e inyección del agua de mar en las plataformas de perforación Zaap-E y Ku-B, **Figura 16**. Estas plantas integrarán los procesos necesarios para acondicionar el agua de mar para su inyección en el yacimiento. En términos generales, la planta estará compuesta por los procesos siguientes: captación de agua de mar, filtración desoxigenación/desaeración, control de pH, Tratamiento Químico (inyección de hipoclorito, inhibidores de Corrosión, Bactericidas etc.) e inyección a yacimiento.



Figura 16. Infraestructura de superficie para el escenario 2 de inyección de agua.

Es importante señalar que tanto las bombas del sistema de captación como las de inyección serán accionadas por motores eléctricos, para lo cual se requerirá contar con el suministro confiable de energía eléctrica en las plataformas. En este particular, se prevé instalar en PP-KU-B un sistema de generación local de energía eléctrica, a través del uso de la tecnología de Micro Turbinas©.

Escenarios de inyección de gas amargo

Escenario 3, este escenario comprende la inyección de gas amargo en la cima de la formación, para lo cual se contará con seis pozos inyectoros, mismos que inyectarán 8 MMPCD/pozo, distribuidos como se muestra en la **Tabla 5**.

Desde el punto de vista de infraestructura, este escenario demanda la instalación de una planta de compresión en alta presión, junto a su estructura soporte (CA-KU-A2). Se visualiza que la misma podría estar ubicada en las inmediaciones de la futura planta de compresión de gas amargo de CA-KU-A1, para aprovechar los servicios de ésta.

La filosofía de operación de la nueva planta de compresión de gas (CA-KU-A2), establece que la misma será alimentada

con el gas de descarga (160 Kg/cm²) de la CA-KU-A1, el cual será comprimido hasta una presión aproximada de 215 Kg/cm², para integrarse a una red de transporte de gas de alta presión. Finalmente, el gas será transportado vía ductos hacia las plataformas donde estarán ubicados los pozos inyectoros.

La red de inyección de gas estará conformada por tres ductos de 10"; el primero de ellos con una longitud aproximada de 8 km que llegará a KU-M, el segundo de 7 km que llevará el gas hasta la nueva plataforma ZAAP-G y un tercero de 2 km que se conectará con KU-B. Los ductos deberán ser diseñados para servicio "especial", lo cual demandará el uso de aleaciones "especiales" para garantizar la integridad mecánica de los mismos.

En la **Tabla 6** y **Figura 17** se muestran los resultados de la evaluación económica de cada escenario, destacándose el escenario 2 como el más atractivo, ya que se cuenta con infraestructura para el acondicionamiento y transporte de los fluidos producidos, las RMA son rápidas y de bajo riesgo. La recuperación secundaria por inyección de agua muestra un factor de recuperación incremental de hasta 5.5% con respecto a la recuperación primaria.

Tabla 6. Evaluación económica de los escenarios analizados.

No. Escenario	Escenario	Campo	# Pozos	Plataforma	Pozos Iny Agua	Pozos Iny Gas	VPN (MMM\$)	VPI (MMM\$)	VPN/VPI (\$/\$)
1	Agot. natural	Ku	4 RMA (KU-A)	****	****	****	19.18	6.6	2.9
		Zaap	4 Pozos nuevos en Z-G	Z-G	****	****			
		Maloob	4 RMA (KU-M)	****	****	****			
2	Iny-Agua	Ku	4 RMA (KU-A)	****	2 (K-B)	****	20.95	9.9	2.1
		Zaap	4 Pozos nuevos en Z-G	Z-G	2 (Z-E)	****			
		Maloob	4 RMA (KU-M)	****	2 (Z-E)	****			
2a	Iny-Agua	Ku	4 Pozos nuevos en K-B	****	2 (K-B)	****	18.60	12.8	1.4
		Zaap	4 Pozos nuevos en Z-G	Z-G	2 (M-E)	****			
		Maloob	4 Pozos nuevos en M-E	M-E	2 (M-E)	****			
3	Iny-Gas	Ku	4 RMA (KU-A)	****	****	2 (K-B)	18.88	10	1.9
		Zaap	4 Pozos nuevos en Z-G	Z-G	****	2 (Z-G)			
		Maloob	4 RMA (KU-M)	****	****	2 (K-M)			
3a	Iny-Gas	Ku	4 Pozos nuevos en K-B	****	****	2 (K-B)	16.47	12.4	1.3
		Zaap	4 Pozos nuevos en Z-G	Z-G	****	2 (Z-G)			
		Maloob	4 Pozos nuevos en M-E	M-E	****	2 (M-E)			

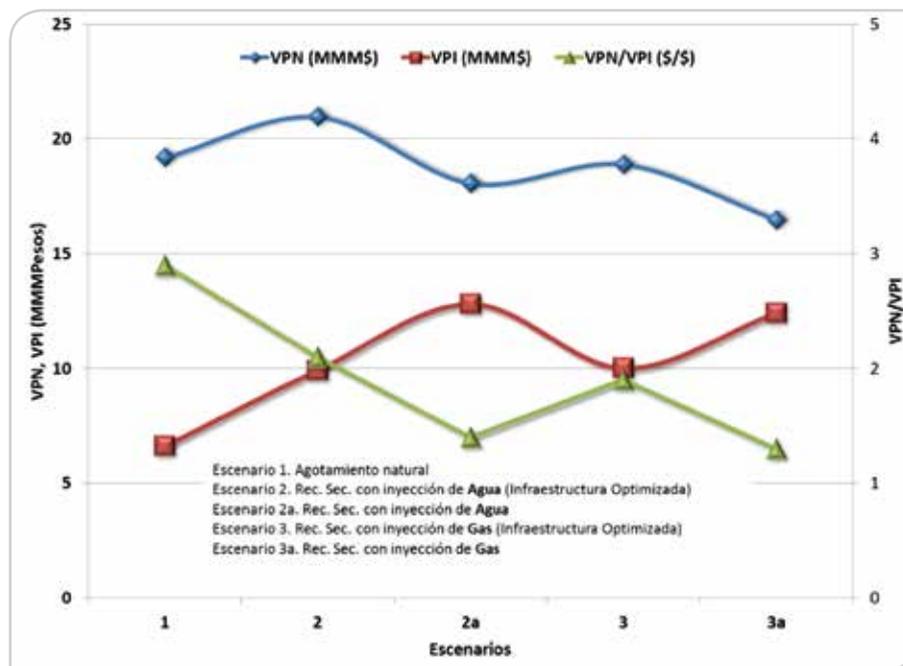


Figura 17. Indicadores económicos de los escenarios analizados.

En términos generales se observa lo siguiente:

- Se logra una producción máxima de 18,000 bpd de aceite en el 2021, declinando suavemente en los siguientes cinco años, posteriormente se producirán en promedio 10,000 bpd de aceite en un periodo de diez años.
- La inyección de agua logra un mejor mantenimiento de presión que trae como consecuencia una menor declinación de la producción.
- La inyección de agua implica también un aumento en la producción de agua, sin embargo, al contar el APKMZ con la planta deshidratadora para finales del 2014 le da certidumbre y reduce el riesgo de este proyecto.

Conclusiones

Los resultados del trabajo se dividen en dos etapas:

- **Etapas:**
 - **Etapas:** “Elaboración e integración de los modelos estáticos, dinámicos de simulación y ajuste histórico del modelo de simulación”, donde se identifican los principales parámetros de incertidumbre que tienen impacto en el comportamiento dinámico del yacimiento, los cuales son, permeabilidad, CAA, zona de transición (presión capilar) y transmisibilidad entre unidades de flujo. Los parámetros con incertidumbre se modificaron en rangos aceptables hasta lograr un ajuste del comportamiento del modelo de simulación acorde a los datos observados.

- **Etapas dos:** “Evaluación de escenario de explotación”. Se planteó un desarrollo del campo tomando en cuenta instalaciones (pozos e infraestructura) ya existentes, optimizando los recursos existentes, adicionalmente se plantean cuatro pozos nuevos para el desarrollo de las reservas de Zaap-EM.
- Se evaluaron a su vez distintos esquemas de explotación, en específico recuperación primaria y secundaria (inyección de agua o gas para mantenimiento de presión). El escenario de inyección de agua es el mejor, tanto en la reserva recuperable como en sus indicadores económicos.

Valor agregado del trabajo

Sentar el precedente para el futuro desarrollo y optimización de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap Formación Eoceno Medio, tomando en cuenta las incertidumbres en cuanto a su caracterización estática y dinámica.

Nomenclatura

APKMZ	Activo de Producción Ku–Maloo–Zaap.
BTPKS	Brecha Cretácico-Superior.
CAA	Contacto agua-aceite.
CCEM	Calcarenitas del Eoceno medio.
CGA	Contacto gas-aceite.
EM	Eoceno medio.
<i>k</i>	Permeabilidad en mD.
<i>kh</i>	Permeabilidad horizontal en mD.
<i>kv</i>	Permeabilidad vertical en mD.
PVT	Comportamiento presión, volumen y temperatura de hidrocarburos.
RMA	Reparación mayor a pozos.
<i>Pwf</i>	Presión de pozo fluyendo.
<i>Qg</i>	Gasto de gas.
<i>Qo</i>	Gasto de aceite.
<i>Qw</i>	Gasto de agua.
RGA	Relación de gas aceite.
<i>Rs</i>	Relación de solubilidad del gas en el aceite.
WCT	Corte máximo de agua.
ϕ	Porosidad.

Referencias

1. Angeles, J., Del Angel, J.G. y López, M.C. 2012. Oil Reserves Positive Adjustment of the Middle Eocene Calcarenites Reservoir Through a Correct Interpretation of the Oil/Water Contact: Ku Maloob Zaap Fields, Mexico. Artículo SPE 153315, presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, abril16-18. <http://dx.doi.org/10.2118/153315-MS>.
2. Áreas Técnicas de la Coordinación de Diseño de Explotación del APKMZ.
3. CANPETRO. Routine Core Analysis Report.
4. Hernandez Cano, A. 2009. Determination of the Oil Water Contact of the Formation of the Eocene Calcarenites Ku Maloob Zaap Asset. Report (diciembre).
5. Mayorquín, J.R., García, G. y Correa, M. de J. 1999. Analysis of Water Production in Wells in the Middle Eocene of the Ku and Zaap Fields.

Semblanza de los autores

MI. Ernesto Pérez Martínez

Licenciatura en Ingeniería por la Universidad Nacional Autónoma de México.

De 1991-1993, laboró en el IMP y en febrero de 1993 se unió a Pemex Exploración y Producción, en la Subgerencia de Evaluación de Formaciones de la Región Marina.

De 1993-1995, laboró en la Subgerencia de Administración de Yacimientos, Región Marina.

De 1995-2010, laboró en Diseño de Explotación del Activo Ku-Maloob-Zaap, RMNE. Participó en la etapa final del Estudio Integral de los campos Ku, Maloob y Zaap, llevado a cabo por la compañía CanPetro en la ciudad de Calgary, Alberta, Canada.

De 2007-2009, cursó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, con especialidad en Yacimientos, en la Universidad Nacional Autónoma de México con Mención Honorífica.

De 2010 hasta la fecha se ha desempeñado como Especialista técnico "A", estando a cargo del grupo de simulación e ingeniería de yacimientos del Activo Integral Ku, Maloob y Zaap de la RMNE.

En 2011, la Asociación de Ingenieros Petroleros de México le otorga el premio "Juan Hefferan", por el mejor trabajo práctico desarrollado en materia de Ingeniería.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, al Colegio de Ingenieros Petroleros de México y a la Society of Petroleum Engineers.

Ing. Gustavo Enrique Prado Morales

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en 2004.

Ingresó a la compañía Schlumberger en 2005 como Ingeniero de soporte en aplicaciones de software especializado en simulación, aprendiendo a utilizar ECLIPSE y PETREL de forma avanzada. A la fecha ha trabajado en varios activos de la Región Sur, Norte y Marina de Pemex, aportando sus conocimientos de las aplicaciones así como de ingeniería de yacimientos para construir, ajustar y hacer predicciones de modelos de simulación de yacimientos.

Actualmente se desempeña como Consultor en uso de aplicaciones de simulación de yacimientos, así como de ingeniería de yacimientos en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap.