

## Capitalizando lecciones aprendidas y mejores prácticas en el desarrollo del proyecto Ku Maloob Zaap

*MC. José Serrano Lozano  
Ing. Félix Alvarado Arellano  
Ing. Antonio Rojas Figueroa  
Pemex Exploración y Producción*

Información del trabajo: Recibido enero 2012-aceptado enero 2013

### Resumen

Este trabajo muestra las **estrategias, lecciones aprendidas y procesos** que se han llevado a cabo para la **administración** cuidadosa de los yacimientos **Ku-Maloob-Zaap**, que mediante una política de explotación establecida **maximice** el **factor de recuperación y valor económico**.

El desarrollo del **proyecto Ku Maloob Zaap** inicio con la **explotación** del campo **Ku** estableciéndose una producción plateau de **200 MBD** por cerca de doce años, paralelamente se **desarrollaron paulatinamente** los campos de Maloob y Zaap, se **aplicaron sistemas artificiales** de producción y se **optimizó** la **infraestructura**, a partir del 2006 se **reforzó** el **desarrollo** en los tres campos y en 2009 se inició la **inyección de nitrógeno**, se implementaron las **mejores prácticas y lecciones aprendidas** para la **administración de los yacimientos**.

Actualmente la explotación de Ku-Maloob-Zaap se ha soportado por la aplicación de estrategias como:

- a) **Plataforma** de producción **constante**.
- b) **Mantenimiento** de **presión**.
- c) **Administración** de la **energía** mediante una RGA límite por Campo.
- d) Aplicación de **Gastos críticos**.
- e) **Ventanas** de producción **distribuidas** verticalmente.
- f) **Estrangulamiento preventivo**.
- g) **Reparación** de pozos **previo** a la **invasión**.
- h) **Aseguramiento** de **flujo** de crudo pesado.
- i) **Margen operativo** a través de desarrollo adicional.
- j) **Pronostico** de producción basado en un **modelo** de simulación **composicional** de doble porosidad.
- k) **Construcción** de **pozos monitores-productores**.

El **Proyecto** se ha **desarrollado** de **acuerdo** a lo **planeado**; alcanzando un plateau de **producción de 850 MBPD** desde diciembre de 2009 y se ha **mantenido hasta la fecha** con la **perspectiva** de **prolongarla** hasta el primer trimestre del **2017**.

## Capitalize on lessons learned and best practices on development project for Ku Maloob Zaa

### Abstract

This work shows the strategies, lessons learned and processes carried out in the careful management for the **Ku-Maloob-Zaa** reservoirs, by means of an established exploitation policy in order to **maximize recovery factor** and **economic value**.

The development for **Ku Maloob Zaa** project begin with the exploitation of Ku field establishing a production **plateau** of **200 MBD** for almost 12 years, at the same time with the **gradually development** for Maloob and Zaa, the **application** of **gas lift** and the facilities **optimization**, from 2006 development of the KMZ was reinforced and in 2009 begins the **nitrogen injection** and were implemented **better practices** and **lessons learned** for **reservoirs management**.

Now the exploitation for Ku-Maloob-Zaa has been supported with the application of strategies, such as:

- a) **Constant production platform.**
- b) **Pressure support.**
- c) **Energy management** trough a limit GOR per Field.
- d) Application of **Critical Rates**.
- e) Vertically **Distributed Production Windows**.
- f) **Preventive Choking**.
- g) Well **workover prior** to breakthroughs.
- h) Heavy oil **Flow Assurance**.
- i) **Operational margin** through additional development.
- j) Production **Forecast** based on dual porosity **compositional** simulation **model**.
- k) **Construction of monitor-producer wells**.

The **Project** has been **developed according to plan**; it has **reached** the **production of 850 MBPD** on December 2009, and has been **maintained to date** with the **perspective to extend** it until the first quarter **2017**.

### Desarrollo del tema

#### Antecedentes

El Activo de Producción Ku Maloob Zaa (APKMZ), está constituido por cinco campos productores de aceite

pesado: Ku, Maloob, Zaa, Bacab y Lum, **Figura 1**, que están localizados en aguas territoriales del Golfo de México, a una distancia de 105 Km, al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, con tirantes de agua que varían entre 60 y 90 m.

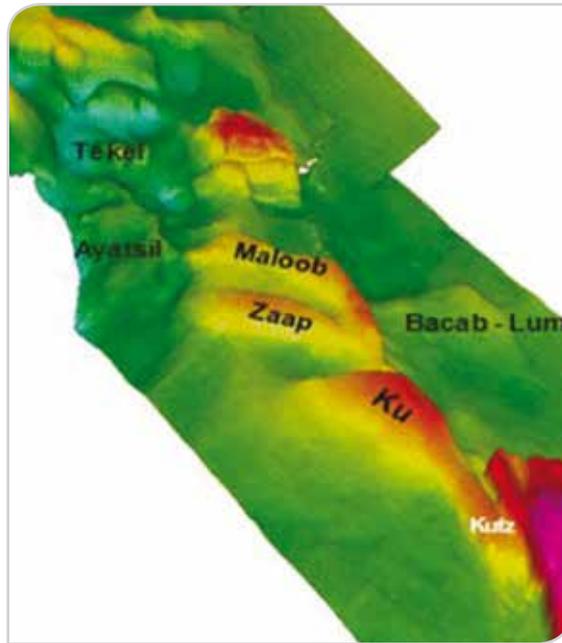


Figura 1. Mapa de cimas del APKMZ.

El desarrollo de los campos del APKMZ inició con el descubrimiento del Campo Ku en 1979, con la perforación del pozo exploratorio Ku-1; dos años después comenzó la historia de producción con los primeros pozos: Ku-89, Ku-47, Ku-87 y Ku-67A, alcanzándose para el año 1981, una producción promedio de 43,000 BPD.

La historia de producción del complejo muestra que su explotación ha pasado por varias etapas.

1. La primera etapa se inició en marzo de 1981, con la explotación del Campo Ku, hasta alcanzar una producción máxima de 200 MBD, en octubre de 1983.
2. La segunda etapa está marcada por haberse mantenido la producción en 200 MBD por más de 12 años a través del desarrollo marginal de los campos Maloob y Zaap.
3. La tercera etapa muestra que a partir de 1996, tanto el desarrollo adicional de Zaap, como la introducción de sistemas artificiales de producción y la optimización de la infraestructura de pozos, permitieron elevar la producción por arriba de los 300 MBD.

4. La cuarta etapa comprendida entre 1997 y 2006 se caracteriza por la optimización de la infraestructura de pozos de Ku.
5. La quinta etapa comprendida desde el año 2006 a la fecha, se desarrolló el Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap, se inició la inyección de nitrógeno y la aplicación de lecciones aprendidas y mejores prácticas para la administración de los yacimientos.

La historia de explotación de los campos principales Ku, Maloob y Zaap está ligada a la comunicación a través de un acuífero común, confirmado por pruebas de interferencia, por lo que cualquier evento de producción y de presión de uno de ellos impacta a los otros campos.

En diciembre de 2009 se alcanzó el reto de producir 850 MBD, producción que se ha mantenido a la fecha y se pretende sostener hasta 2017, **Figura 2**.

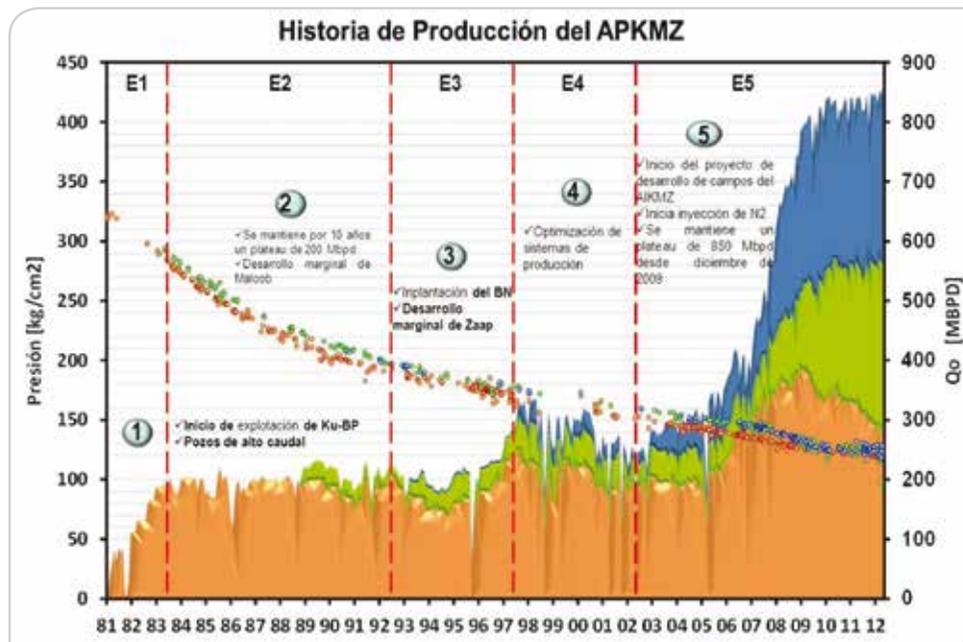


Figura 2. Historia de producción del APKMZ.

El Complejo Ku-Maloob-Zaap (KMZ), es el segundo grupo de campos más importante de México, de acuerdo con la cifras de reservas remanentes auditadas al primero de enero de 2012. Debido a la magnitud de sus reservas originales totales, 8,037 MMBPCE, el complejo se considera como súper gigante.

El volumen original 2P de hidrocarburos calculado volumétricamente asciende a 18,550 MMBLS a condiciones de superficiales, con una reserva original 2P certificada de 7,358 MMBLS de aceite y 3,536 MMMPC de gas a enero de 2012.

La reserva remanente al primero de enero de 2012 se ubicó en 3,789.6 MMBLS de aceite y 1,838.8 MMMPC de gas, donde el Campo Ku, por ser el primer productor del Activo KMZ, tiene la mayor producción acumulada de aceite: 2,364 MMBLS al 31 de diciembre de 2011.

A la fecha se han perforado 234 pozos de desarrollo, de los cuales 156 se encuentran en operación, Ku (48), Maloob (49), Zaap (53), Bacab (4) y Lum (2), y se proyecta la perforación de 67 adicionales.

La producción promedio máxima del complejo se alcanzó en mayo de 2012, contabilizando 863.4 MBD de aceite y 337.1 MMPCD de gas, ubicando al Activo de Producción Ku Maloob Zaap como el más importante productor del

sistema petrolero mexicano contribuyendo con el 33% de la producción nacional, que lo posiciona como un proyecto estratégico clave para el cumplimiento de las metas de producción de PEP.

## Objetivo

Compartir las experiencias del proyecto KMZ basadas en la aplicación de las lecciones aprendidas, trabajo en equipo y evolución a la administración de yacimientos a fin de asegurar el cumplimiento de las metas de producción comprometidas; previendo flexibilidad operativa, administración de la producción, incorporación de proyectos de recuperación secundaria y mejorada, con objeto de incrementar el factor de recuperación y disminuir el ritmo de declinación de los campos.

## Estrategia, desarrollo y componentes

El proyecto está soportado por la explotación de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap Cretácicos, Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y Eoceno Medio, además de la contribución de los yacimientos Bacab Cretácico y JSK, y Lum Cretácico y Jurásico Superior Oxfordiano (JSO). La estrategia se sustenta en las lecciones

aprendidas de campos análogos, con énfasis especial en la administración de yacimientos que contempla entre otras acciones las siguientes:

- Establecimiento de una plataforma de producción constante de 850 MBPD
- Mantenimiento de presión a través de la inyección de 650 MMPCD de nitrógeno
- Generación de margen operativo a partir de la perforación de 35 pozos adicionales
- Aseguramiento de flujo de crudo pesado mediante la ejecución de los proyectos de bombeo electrocentrífugo y bombeo multifásico
- Desarrollo del proyecto de deshidratación y desalado
- Incrementar los factores de recuperación en el mediano y largo plazo con proyectos de recuperación secundaria y mejorada.

## Plataforma de producción

A partir de diferentes escenarios de simulación numérica, se determinó una plataforma de 850 MBPD para el total de yacimientos del complejo KMZ, que permitirá el aprovechamiento de la infraestructura, la distribución de la producción y la relación inyección-producción adecuada para la explotación de los yacimientos.

De acuerdo a los escenarios de simulación analizados, se vislumbra que la plataforma de producción de 850 MBPD puede mantenerse hacia el primer trimestre del 2017; sin embargo, el reto es de dimensiones enormes.

Para asegurar su cumplimiento se definieron acciones que conforman los componentes básicos del proyecto,

las cuales se definieron considerando las lecciones aprendidas de campos análogos, así como en una nueva filosofía de la administración de yacimientos, ideas que se han transformado en políticas de explotación y criterios mandatorios en KMZ.

## Componentes principales

### a) Mantenimiento de presión

Como en todos los proyectos, el mantenimiento de presión tiene como propósito evitar el movimiento del contacto agua aceite (CAA) y mantener la productividad de los pozos, se ha definido que un volumen de inyección de 650 MMPCD de nitrógeno, proporciona un factor de reemplazo de 105%, considerando una producción constante y nula producción de gas libre.

El factor de reemplazo actual en Ku es de 102%, en Maloob, el 83 % y en Zaap el 88 %; cabe señalar que la falta de disponibilidad de nitrógeno por fallas en los módulos de compresión han provocado gran variabilidad en los volúmenes inyectados, por lo que los valores de factor de reemplazo actuales no reflejan con claridad factores de reemplazo mayores a 100% en la historia de inyección de nitrógeno al yacimiento. La reducción en la declinación de la presión de los campos ha evolucionado de 4.45 a 1.36 kg/cm<sup>2</sup>/año en Ku, de 2.5 kg/cm<sup>2</sup>/año a 0.8 kg/cm<sup>2</sup>/año en Zaap y de 6.1 Kg/cm<sup>2</sup>/año a 0.2 Kg/cm<sup>2</sup>/año en Maloob.

Maloob, se encuentra dividido en dos bloques, separados por una falla, que se confirmó impermeable por medio de pruebas de interferencia. En ambos bloques, se cuenta con inyección de nitrógeno, **Figura 3**. Los datos de presión muestran una diferencia de 5 kg/cm<sup>2</sup> y una tendencia de mantenimiento mayor en el bloque oeste que en el este; datos recientes sugieren paralelismo entre el comportamiento de presión de ambos bloques, pero será necesario contar con mayor información para poder confirmar esta aseveración.

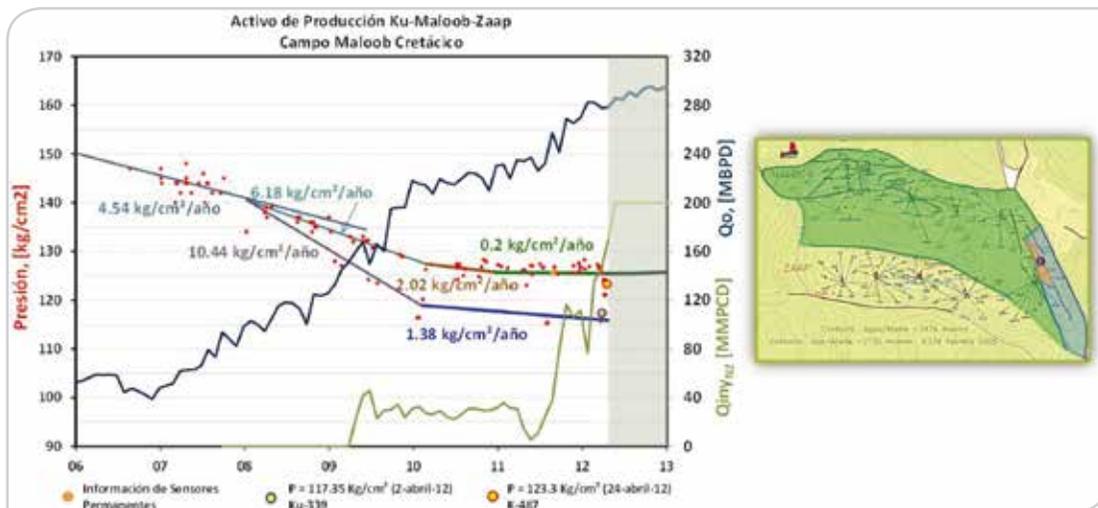


Figura 3. Cambio en las tendencias de presión en el yacimiento Maloob-Cretácico.

### b) Desarrollo de campo

Aunque en el plan de desarrollo inicial para los campos Ku, Maloob y Zaap se contempló sólo la perforación de 86 pozos productores y cuatro inyectores de  $N_2$ , la estrategia de desarrollo se ha adecuado con el tiempo, de acuerdo con los diferentes programas de explotación y con base en el conocimiento de los yacimientos, adquirido a partir de los diversos estudios que se han realizado para su caracterización.

El programa actual del desarrollo de campos contempla la perforación de 260 pozos, distribuidos de la manera siguiente:

- Dentro del Campo Ku se han perforado 65 pozos: 62 productores en Cretácico, de los cuales se tienen dos pozos inyectores de  $N_2$  y un pozo está terminado dentro del cuerpo calcáreo del eoceno medio.
- Dentro del Campo Maloob se han perforado 60 pozos: 57 productores y tres inyectores.
- Dentro del Campo Zaap se han perforado 52 pozos: 46 productores en Cretácico, dos inyectores de  $N_2$ , uno terminado en el cuerpo calcáreo del Eoceno Medio y tres en la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano.
- Dentro del Campo Bacab se tienen nueve pozos perforados: ocho productores en Cretácico y uno

productor en la formación de Jurásico Superior Kimmeridgiano.

- Dentro del Campo Lum se tienen tres pozos perforados, dos en el Cretácico y uno en el Jurásico Superior Oxfordiano.

De los 71 pozos en programa de perforación, cinco han sido propuestos como pozos monitores de presión, temperatura y monitoreo de avance contactos gas-aceite y agua-aceite; uno será pozo inyector para el proyecto de deshidratación y desalado en el Campo Ku y para el Campo Lum, se han incluido dos pozos inyectores de agua para el proceso de recuperación secundaria.

Para asegurar el éxito de la perforación y reparación de pozos, se ha conformado un equipo multidisciplinario de especialistas para documentar los proyectos pozo mediante un estricto proceso "VCDSE de pozos", a través del cual se analizan las diferentes alternativas para su construcción y terminación, a fin de seleccionar la que maximiza la ganancia y minimice la inversión.

Con el objetivo de generar un margen operativo para asegurar el mantenimiento de la plataforma de producción de 850 MBPD, se programó la perforación de 35 pozos adicionales (contabilizados dentro de los 260 totales), los cuales servirán para sustitución, explotar homogéneamente al yacimiento, para responder ante imponderables como la falta de oportunidad en equipos de perforación y afrontar

comportamientos no programados, como surgencia prematura de agua y/o gas en pozos. El estado actual del desarrollo de campos se muestra en la **Tabla 1**; donde se

puede observar que aún quedan alrededor del 25 % de pozos por perforar.

**Tabla 1.** Estado actual del desarrollo de campos.

Campo	Pozos perforados	Pozos pendientes	Total	Conductores libres
Ku	65	20	85	7
Maloob	60	28	88	7
Zaap	52	15	67	14
Lum	3	6	9	5
Bacab	9	2	11	1
<b>Total:</b>	<b>189</b>	<b>71</b>	<b>260</b>	<b>34</b>

Como parte de la estrategia para asegurar el éxito de las intervenciones a pozos, se cuenta con especialistas de experiencia en operaciones de perforación, quienes están dedicados a dar seguimiento en tiempo real a las operaciones 24 hrs/día en un centro de monitoreo "RTO", con el fin de identificar oportunamente los eventos no programados y proporcionar la información para realizar los ajustes necesarios a los programas de perforación y reparación de pozos.

La aplicación de la metodología VCDSE ha permitido asegurar la producción comprometida, derivado de una selección óptima de las mejores alternativas en el diseño de los pozos (trayectoria, arreglo mecánico, aparejo de producción, profundidad de los disparos, etc.); además se han reducido los tiempos no productivos de perforación asociados a problemas de estabilidad, mediante la identificación de riesgos potenciales y la elaboración del correspondiente plan de mitigación. Se ha disminuido el nivel de incertidumbre de los proyectos pozo, de costos clase III y IV a costos clase III y II y se han mejorado los tiempos de perforación, con el uso de mejores prácticas de perforación derivadas de lecciones aprendidas con lo se han logrado tiempos de perforación de 31, 33 y 40 m/día para equipos fijos de Pemex, fijo de compañía y A/E respectivamente.

### c) Áreas parcialmente desarrolladas

De la revisión exhaustiva de la información estructural, geológica y mapeo de propiedades a diferentes tiempos de simulación numérica, se identificó la existencia de porciones de yacimiento con oportunidad para incluir pozos de desarrollo, **Figura 4**, una parte de estos pozos podrán ser perforados desde infraestructura actual y otros requerirán de infraestructura futura. Para determinar las áreas, se establecieron las consideraciones siguientes:

- Modelos de caracterización estática y dinámica del yacimiento, revisados y actualizados.
- Alcance de pozos desde la infraestructura actual.
- Simulación numérica de yacimientos para determinar ventanas de aceite con espesores mayores a 100 m en el año 2026.
- Distribución de la producción para disminuir la conificación de agua y/o gas.
- Operación de pozos a gastos controlados.
- Radios de drene de 400 m.

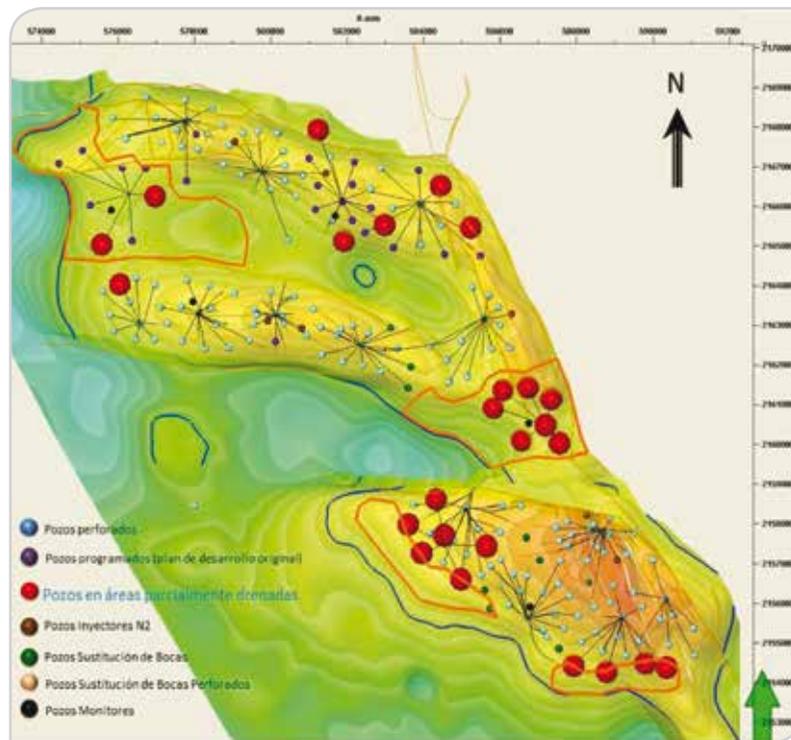


Figura 4. Áreas parcialmente drenadas.

El resultado de las diferentes corridas de simulación permitió visualizar las zonas que cumplen con la ventana de aceite requerida.

Derivado de lo anterior, se definió un desarrollo suplementario de 25 pozos (contemplados dentro de los 260 totales), plan que aportará el margen operativo para hacer frente a comportamientos no esperados del yacimiento, retraso en la llegada de equipos de perforación, operación de pozos en gasto crítico, homogeneización de la producción y otras políticas de administración de yacimientos.

#### d) Reparaciones mayores

Uno de los componentes adicionales dentro del proyecto Ku Maloob Zaap, es el mantenimiento de pozos mediante

la restitución de su producción perdida o disminuida por el alcance de agua y/o gas, la gama de actividades realizadas en este contexto lo encabezan las ventanas, los cambios de intervalo y las profundizaciones, el diseño de cada una de estas actividades está basada igualmente en la metodología VCDSE de pozos descrita en el apartado de Desarrollo de campos.

El desempeño de las Reparaciones mayores en KMZ durante el año 2011, se ubicó con un éxito mecánico de 89 y un volumétrico de 102, lo anterior es resultado del trabajo en equipo entre el Activo de producción Ku Maloob Zaap y la Unidad Operativa KMZ dependiente de la Unidad de Negocios de Perforación. Se proyecta realizar 184 Reparaciones Mayores en el horizonte 2012–2026, **Tabla 2**.

Tabla 2. Programa de reparaciones.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2023
Reparación Mayor	30	29	17	14	16	78
Reparación Menor	71	110	93	92	75	486
Estimulaciones	37	47	41	35	36	216
Total:	138	186	151	141	127	780

**e) Deshidratación y desalado**

Este subproyecto tiene el objetivo de elaborar y ejecutar el Plan Integral de Manejo y Acondicionamiento de Crudo Pesado, que asegure el cumplimiento de los compromisos de producción, distribución y calidad

del crudo. Su alcance incluye reparación de pozos, segregación de corrientes, conversión e instalación de tanques deshidratadores en la Terminal Marítima de Dos Bocas, TMDB, instalación de equipos de separación electrostática, **Figura 5**, y la construcción de ductos para la separación de corrientes.

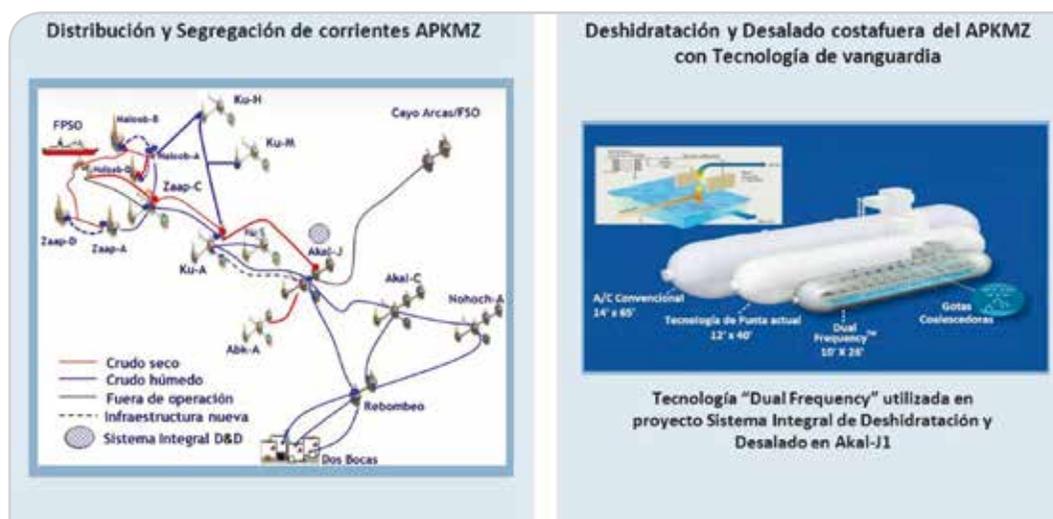


Figura 5. Ejemplo de separador trifásico para el proyecto de deshidratación APKMZ.

El proyecto está planteado en tres fases de implantación.

- I. Control y reparación de pozos del APKMZ.
- II. a Acondicionamiento de 600 MBD de KMZ en Dos Bocas.

II. b Segregación de corrientes secas hacia el FPSO YKN y húmedas a tierra.

III. Deshidratación y desalado de 200 MBD en Akal J1.

En el desarrollo de la documentación de los proyectos de infraestructura para la deshidratación y desalado del crudo en la Región Marina Noreste y en el Activo de Producción KMZ, se han revisado tecnologías que sean eficientes, rentables y factibles en cuestión de espacios.

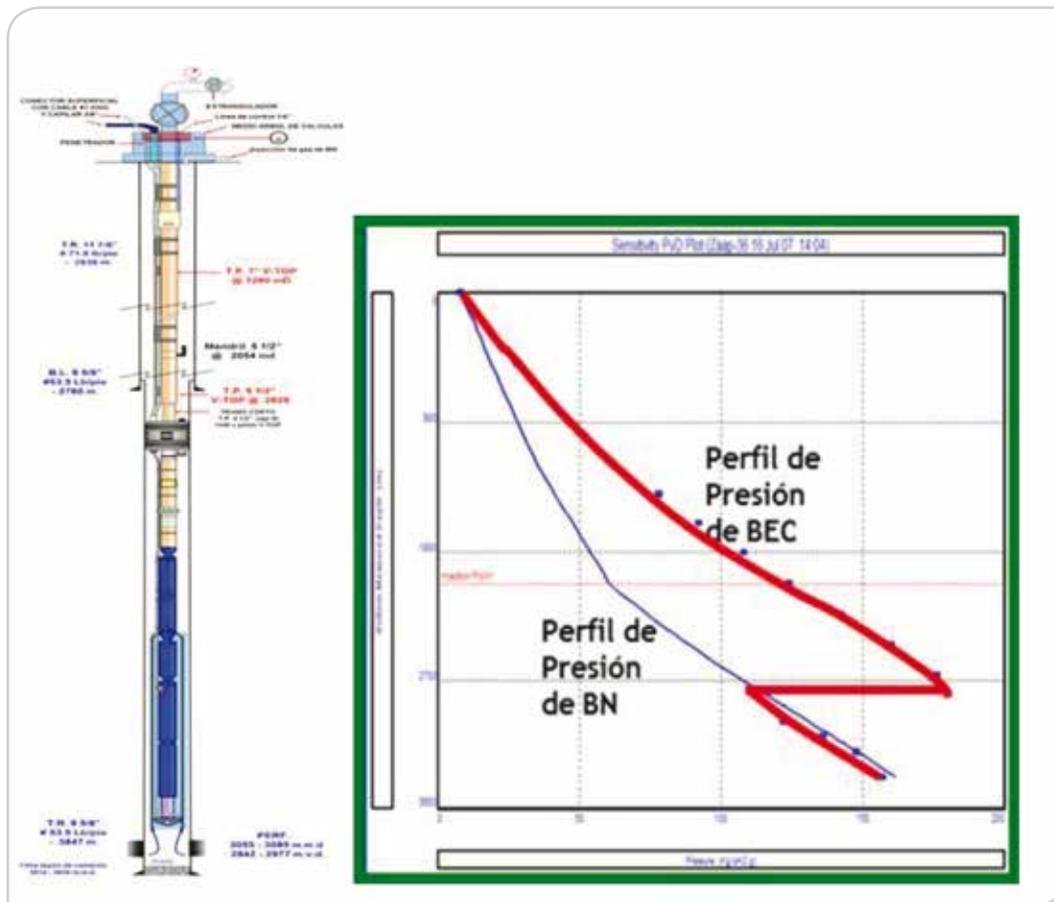
El control y reparación de pozos en el Activo es necesario hasta que se disponga de infraestructura costafuera como en la Terminal Marítima Dos Bocas a efecto de continuar con la exportación del crudo maya en calidad.

**f) Sistemas de aseguramiento de flujo**

Dadas las altas viscosidades que tienen los fluidos de los yacimientos Maloob y Zaap, que oscila entre 12 y 18 cp,

y disminuir la dependencia de BN, se han propuesto los siguientes proyectos:

- A) Bombeo electrocentrífugo (BEC). Este sistema impulsa los fluidos desde el fondo de los pozos a la superficie, **Figura 6**. La idea es implantar el BEC para asegurar el manejo de crudo pesado en configuración BEC-BNC, en donde se considera al sistema BEC como primario y al BN como secundario. El alcance del proyecto es adquirir, instalar, interconectar, poner y mantener en operación el sistema en hasta 77 pozos.



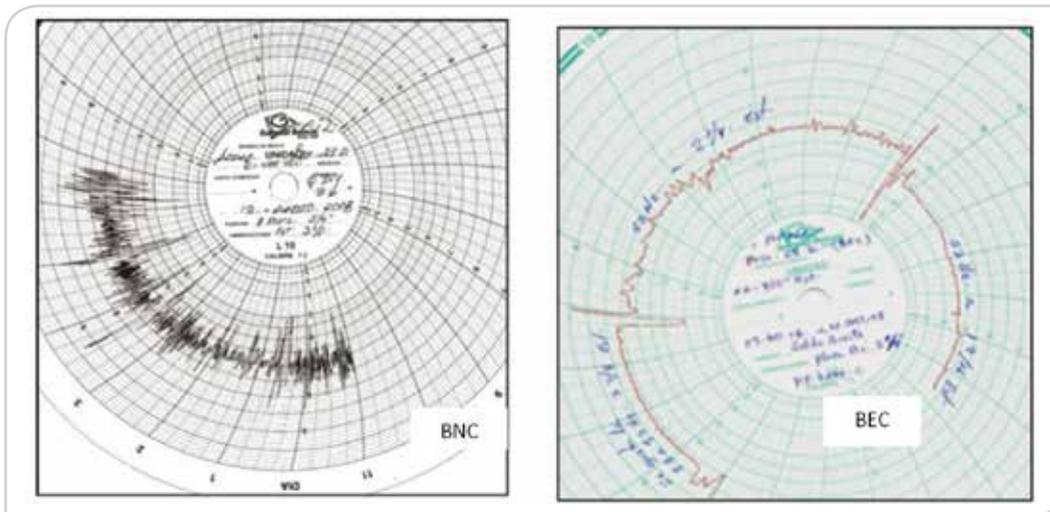
**Figura 6.** Diseño tipo pozo con BEC y respaldo de BNC.

El proyecto tiene considerado convertir 77 pozos a este sistema, con lo que se pretende tener un ahorro en el consumo de gas de BN alrededor de 200 MMPCD.

Para disponer de este proyecto se diseñó un modelo de contrato basado en la ley de Pemex, la característica principal es la adjudicación de dos contratos y un incentivo por desempeño, en mayo se dieron los actos de fallo y se formalizaron ambos contratos, es de destacar que este nuevo tipo de contratación fomentó la participación de compañías de todo el mundo lo que se tradujo en propuestas económicas muy competitivas al grado tal que se estima representen un ahorro del 60% respecto a lo presupuestado originalmente.

Los beneficios del sistema artificial BEC respecto del BNC en crudo pesado son:

- Incremento de temperatura en la cabeza del pozo y en la corriente de flujo de hasta 10 [°C].
- Ahorro de gas de BN.
- Estabilidad en la operación de pozos y en el sistema de producción.
- Mejora en la precisión de la medición, **Figura 7**.
- Incremento en la producción.



**Figura 7.** Gráficas L-10 en la que se representa mayor estabilidad con sistema artificial BEC respecto del BNC.

B) Bombeo multifásico. Convencionalmente la producción de crudo pesado y extrapesado ha sido manejada y transportada a través de sistemas y estaciones de flujo, donde los fluidos producidos son recolectados, separados medidos y finalmente tratados antes de ser enviados a los destinos de comercialización.

Este esquema convencional ha funcionado eficientemente una vez que han sido

optimizados, sin embargo, el costo de las instalaciones y equipos mayores se ha incrementado considerablemente.

Las bombas multifasicas proporcionan presión a una corriente de pozos sin procesar, contrario a la tecnología tradicional la cual requiere que el gas y el líquido sean separados antes de bombearse y comprimirse, **Figura 8**.

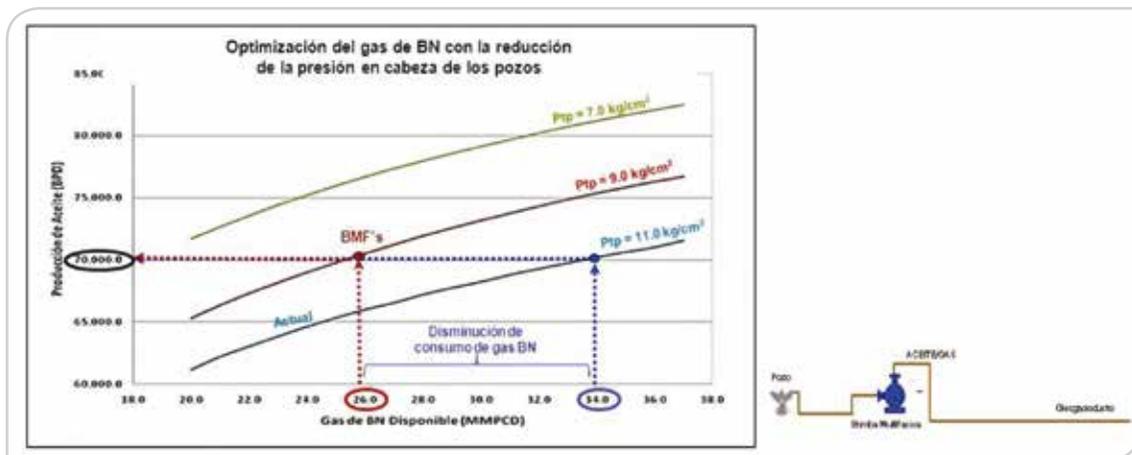


Figura 8. Sistema de producción convencional y sistema de producción con BMF.

La tecnología de bombeo multifásico se utiliza ampliamente en aplicaciones terrestres, marinas y submarinas por las empresas petroleras más importantes del mundo, brindando principalmente las siguientes ventajas:

- Elimina la construcción de plantas satélites de separación.
- Revitaliza campos marginales y/o lejanos.
- Requiere solamente de un ducto para su aplicación.
- Reducir costos con la implementación de tecnología multifásica (Eliminación de separadores, compresores, ventiladores, recipientes y componentes asociados).
- No se requiere quemador, por lo que se elimina el riesgo de envío de gas a la atmósfera, y la consecuente contaminación al medio ambiente.

El proyecto de bombeo multifásico tiene el objetivo de reducir las altas contrapresiones de los pozos de las plataformas Maloob-B, Zaap-B y Zaap-D, mediante implantar un sistema para asegurar la producción y flujo de los hidrocarburos hacia los centros de proceso del APKMZ y obtener un incremento en la producción al mejorar las condiciones de operación de los pozos, sin la necesidad de la instalación de equipos de separación.

### g) Sustitución del nitrógeno por gas residual

En la búsqueda de opciones para incrementar el factor de recuperación de los yacimientos KMZ, se realizaron escenarios de inyección de gas amargo con el objetivo de identificar el posible beneficio atribuible al gas inyectado.

Los escenarios evaluados consideran el movimiento de equipos POT1-2012 y el inicio de la inyección a partir del año 2015. La inyección del gas amargo se realiza únicamente en los campos Maloob Oeste y Zaap (plataformas Maloob-A y Zaap-C) manteniendo la inyección de Nitrógeno para el campo Ku y la zona Este del campo Maloob (plataformas Ku-G y Ku-M).

Los escenarios analizados se muestran a continuación:

- Caso base: Continuar con la inyección de  $N_2$  para mantenimiento de presión en los yacimientos Ku Maloob Zaap a nivel cretácico.
- Inyección gas de Cantarell: Sustituir el nitrógeno por gas producido de Cantarell para mantenimiento de presión, con una composición de 38% mol de metano, 55% mol de  $N_2$  y 7% mol de  $C_2$  y más pesados.
- Inyección gas amargo: Sustituir el nitrógeno por gas proveniente de la Región Marina Suroeste o la reinyección del gas producido en Ku Maloob Zaap para mantenimiento de presión, con una composición de 78% mol de metano y 22% mol de  $C_2$  y más pesados.

La **Figura 9** muestra el perfil de producción acumulada de los escenarios probados. De acuerdo a los resultados, el gas de la RMSO logra incrementar el factor de recuperación con respecto al caso base en 1.98%, mientras que el gas de Cantarell tan sólo incrementó el factor de recuperación en 0.65%. Cabe mencionar que el gas utilizado en el caso

de la reinyección del gas producido en el APKMZ, tiene características en composición muy similares al del gas de la RMSO, esto quiere decir que cuenta con un alto contenido de metano y en consecuencia arroja factores de recuperación similares.

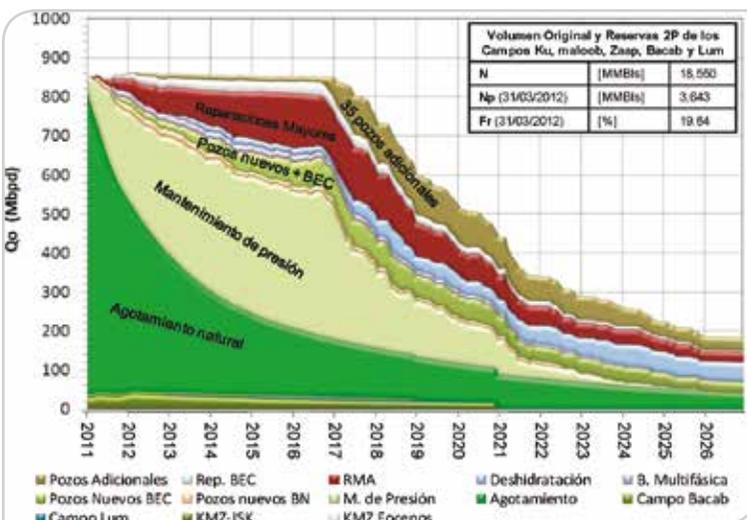


**Figura 9.** Estimación de la producción incremental por sustituir N<sub>2</sub> de gas residual.

### Lecciones aprendidas

Para lograr una administración eficiente de los yacimientos y además cumplir con las metas de producción y las

políticas de disminuir el ritmo de declinación e incrementar el factor de recuperación, se han planteado una serie de actividades a realizar en APKMZ, **Figura 10**, las cuales se explican a continuación.



**Figura 10.** Pronóstico de producción del APKMZ dividido por las componentes que lo integran.

### a) Pozos de restitución

Derivado de la condición natural de invasión de pozos por el contacto gas aceite y para reforzar las políticas de reparaciones previas a la invasión, se propuso la perforación de pozos de restitución, cuyo objetivo es compensar la bocas que hay que cerrar sustituyendo la producción de un pozo a otro, la forma de determinar el

número de pozos fue a partir de un balance de pozos que se invaden, pozos que se reparan, pozos que se perforan y pozos con riesgo de invasión anticipada o riesgo de no entrar a producción en la fecha programada; de tal manera de mantener un número constante de pozos en operación. El resultado de este balance para Ku-Maloob-Zaap se presentó en diez pozos. Para Ku corresponden seis como se muestra en la **Figura 11**.



**Figura 11.** Pozos de restitución para el Campo Ku.

### b) Estrangulamiento preventivo

Con el propósito de evitar la formación de conificaciones de gas y por lo tanto invasión prematura de los pozos, se ha propuesto lo siguiente para los pozos cercanos al CGA:

- Vigilancia estricta con aforos tomados en forma periódica.
- Muestreo de gas en pozos y líneas para detectar contenido elevado de nitrógeno
- Mediciones continuas de presión y temperatura en cada pozo.
- Evitar paros y arranques innecesarios, que propician caídas de presión anómalas y por lo tanto, conificaciones que acortan la vida productiva de los pozos.
- Estrangulamiento preventivo, basándose en el equilibrio gravitacional donde la conificación es función entre otros parámetros de los altos gastos de extracción, **Figura 12**.

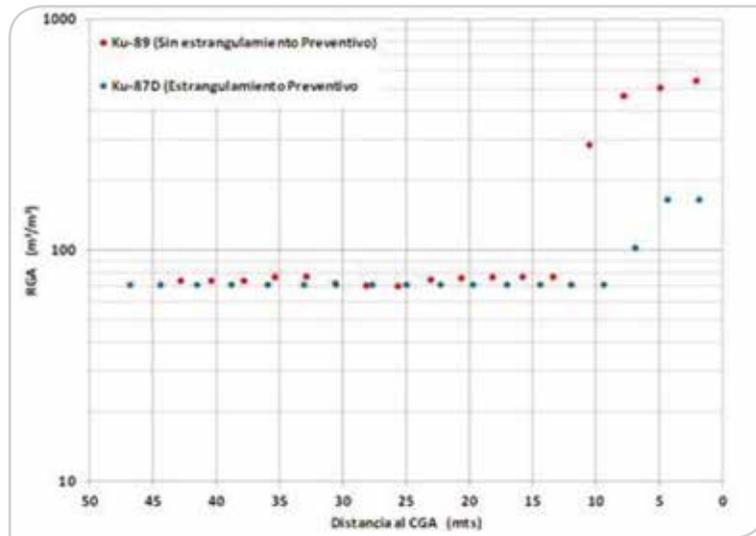


Figura 12. Efecto del estrangulamiento preventivo.

c) Control de RGA

En el APKMZ se tiene la estrategia de mantener la energía y la plataforma de producción de los yacimientos del Cretácico, por lo que se monitorea en forma continua el incremento de la RGA en los pozos cercanos al CGA, al presentarse

este fenómeno el pozo se estrangula paulatinamente para controlar la producción de gas, y finalmente cuando el CGA alcanza la cima del intervalo productor de los pozos, éstos se cierran, **Figura 13**, por lo que se cuenta con una estrategia de restitución de pozos, misma que ya se comentó.

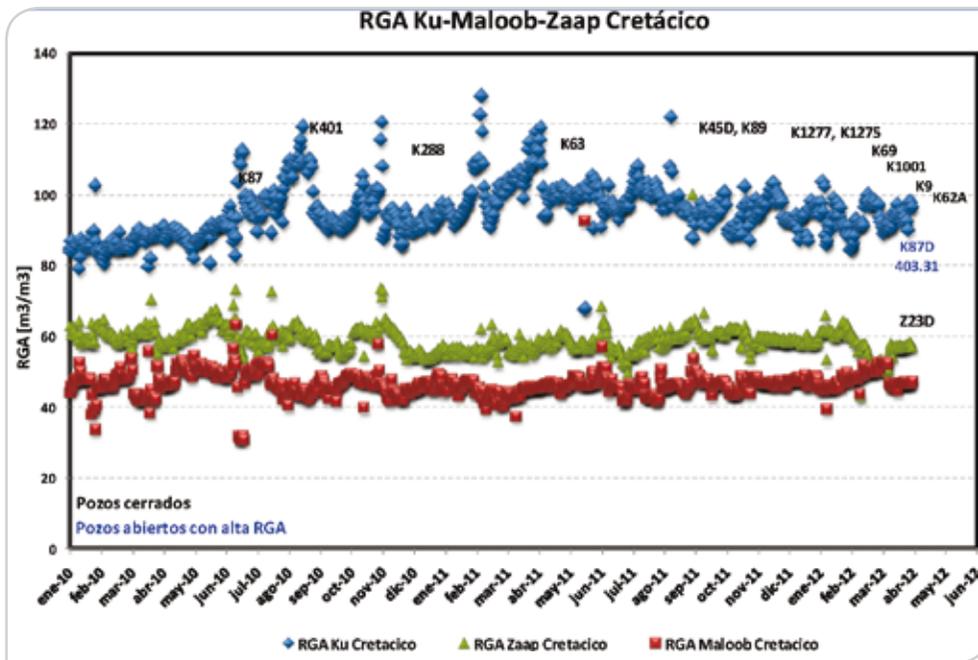


Figura 13. RGA promedio para el yacimiento Ku-Cretácico.

El objetivo principal del cierre obedece a los argumentos técnicos siguientes:

- Se evitará tener un vaciamiento excesivo de los yacimientos del complejo.
- Al tener un vaciamiento racional, el nitrógeno necesario podrá suministrarse por las plantas con que se cuenta actualmente.
- Se tendrá un manejo en superficie del gas producido con la infraestructura existente.
- Se reducirá la interferencia entre pozos en el yacimiento, debida a ritmos altos de producción.
- No se presentarán altas contrapresiones en superficie, originadas por el exceso de gas. Por lo anterior, se ha

establecido como política de explotación una máxima RGA para Ku de  $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$  o en conjunto de KMZ una RGA de  $70.6 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

#### d) Gastos críticos

Con el objetivo de prevenir la irrupción temprana de agua o gas, se han determinado ritmos críticos de producción en los pozos. En la actualidad, el Activo de producción Ku Maloob Zaap tiene clasificados los pozos en alta, media y baja criticidad dependiendo de la distancia a los contactos de agua y gas. Con base en esta clasificación, se pretende llevar a gasto crítico los pozos con riesgo alto y riesgo medio dejando los pozos con bajo riesgo en observación, lo que permitirá pasar de tener sólo 60% (condición actual), de pozos manejados a gasto crítico a un 80% (condición deseada) en esta condición, **Figura 14**.

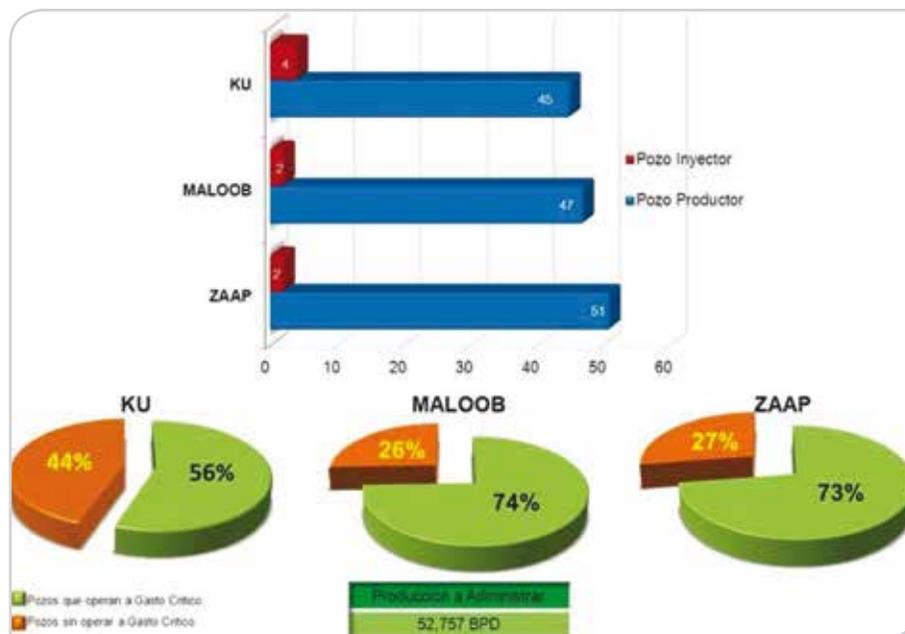


Figura 14. Control de pozos por gasto crítico.

#### e) Reparaciones previas a la invasión

Como una medida de prevención, se ha programado lo más anticipadamente posible la reparación mayor de los pozos

cuya invasión por gas sea inminente, y estimadas por medio del modelo de simulación o algún otro método, **Figura 15**.

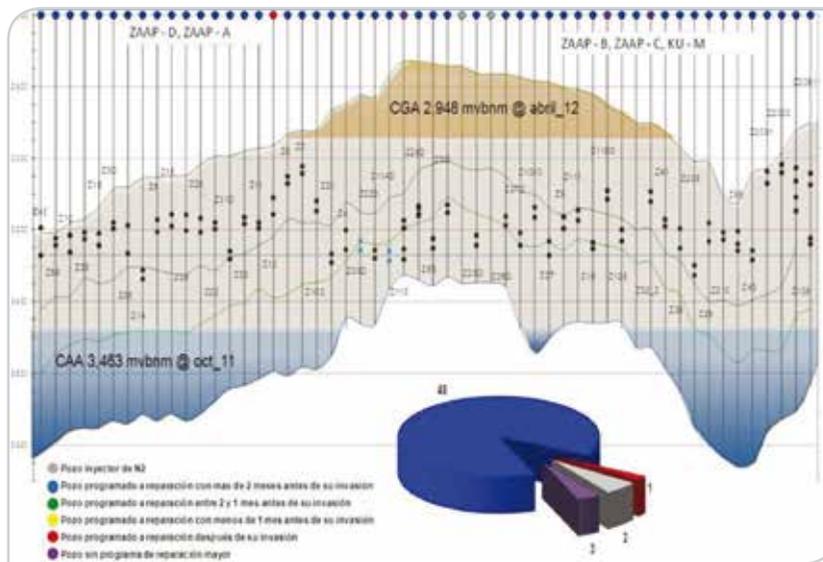


Figura 15. Pronóstico de reparaciones de los pozos en función del momento de su invasión por gas.

Esta política forma parte de las lecciones aprendidas de Cantarell y establece el reto de anticiparse a los problemas de invasión a partir de la intervención oportuna del pozo. La estrategia tiene un fuerte componente de planeación; semaforizando cada una de las intervenciones en el objetivo de lograr que el mayor porcentaje de ellas se encuentren programadas cuando menos con dos meses de antelación a la invasión pronosticada.

#### f) Ventanas de explotación

Desde su origen, el Proyecto integral consideró la implantación de mantenimiento de presión, razón por la cual el avance del contacto agua–aceite debería ser prácticamente nulo y los pozos tenderían a invadirse por gas proveniente de la capa secundaria, **Figura 16**.

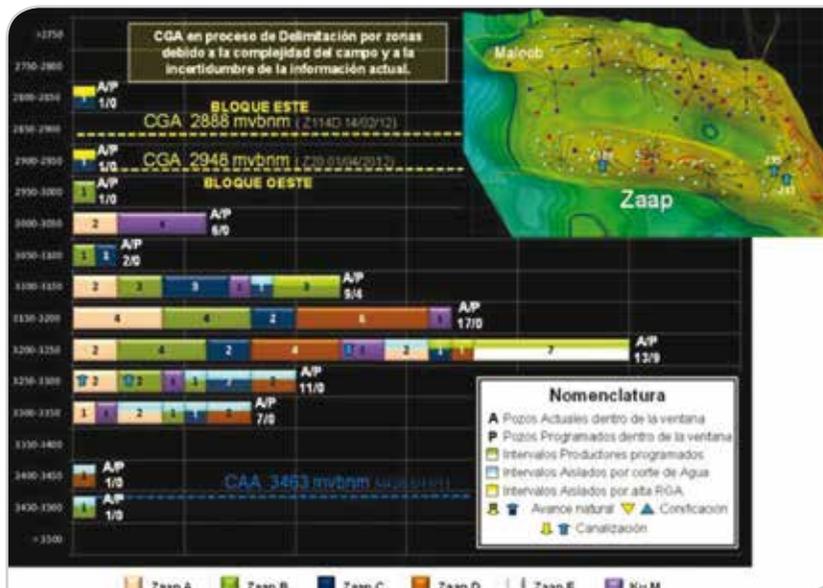


Figura 16. Profundidad de las terminaciones en el yacimiento Zaap-Cretácico.

Por lo anterior, y aplicando las lecciones aprendidas de Cantarell, se definieron ventanas de explotación por plataforma, distribuidas verticalmente a fin de evitar la invasión simultánea en los pozos y con ésto, dar ocasión a la intervención escalonada una vez que los intervalos productores sean alcanzados por el avance del gas. La definición de las ventanas de explotación permitirá también la programación de las reparaciones mayores a pozos previos a la invasión de gas, acción que se verá reflejada en el mantenimiento de la energía propia del yacimiento. Este concepto se ha establecido como política para la selección de los intervalos a disparar en cada pozo.

## Retos y desafíos

Las metas establecidas para el proyecto KMZ son ambiciosas, y todos los integrantes del equipo están comprometidos con su logro, para lo cual se han planteado los retos siguientes:

- Asegurar la continuidad del Proyecto de Mantenimiento de Presión al Yacimiento a través de la inyección de  $\approx 650$  mmpcd de  $N_2$ .
- Disponer de equipos de perforación de forma oportuna.
- Asegurar la implantación del proyecto de deshidratación y desalado a partir del segundo trimestre de 2013.
- Disponer oportunamente de equipos superficiales y subsuperficiales de bombeo electrocentrífugo, así como alcanzar tiempos de vida operativos en los equipos de fondo cercanos a 24 meses.
- Asegurar el éxito de las reparaciones mayores en pozos con geometrías reducidas.
- Producción de agua en pozos, mayor a la pronosticada por la característica de fractura del yacimiento.
- Producción de gas mayor a la pronosticada en pozos por fenómenos de canalización.
- Contar en tiempo con el equipo dinámico de relevo para el manejo del aceite y gas.
- Conseguir ajustar correlaciones de gasto crítico al agua y al gas que represente de manera razonable el comportamiento en los pozos del APKMZ.
- Asegurar la transferencia tecnológica y una operación libre de fallas en la plataforma de generación eléctrica y en las bombas multifásicas.
- Implementar exitosamente la tecnología de pozos inteligentes y monitores, respaldados con tecnologías auxiliares como cementación en zonas fracturadas y perforación con fluidos limpios, entre otras.

## Conclusiones

Se han tratado de aplicar las lecciones aprendidas y se perfila a KMZ como un proyecto que sirva de base para la aplicación de la administración de yacimientos.

El propósito principal de este trabajo ha sido discutir el proceso que se ha llevado a cabo para la administración de los yacimientos Ku-Maloob-Zaap, que ha permitido incrementar su producción aproximadamente de un nivel de 350 MBPD a 850 MBPD, la cual se ha sostenido por un periodo mayor a dos años.

Con base en los resultados presentados en este artículo, se pueden listar las conclusiones siguientes:

- Se han tratado de aplicar las lecciones aprendidas de campos análogos y políticas básicas para la administración de yacimientos, los resultados hasta ahora obtenidos perfilan al proyecto KMZ como guía para la explotación de otros campos del sistema petrolero nacional.
- El Proyecto Integral Ku Maloob Zaap se ha desarrollado exitosamente de acuerdo con lo programado, se visualiza que es posible mantener una plataforma de producción de 850 MBPD hasta el año 2017.
- El comportamiento de la presión en los campos Ku, Maloob y Zaap, muestra un cambio de tendencia favorable cercana a su mantenimiento.
- Se han implementado acciones para la administración del yacimiento, por medio de la capitalización de experiencias en otros proyectos y aplicación de mejores prácticas.
- Se ha encontrado que la inyección de gas residual en lugar de nitrógeno tiene una contribución importante

en el factor de recuperación, además de dar flexibilidad operativa para no manejar el gas en superficie.

y acelerar la recuperación de aceite, así como la maximización del valor económico.

- Todas las estrategias del Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap están enfocadas a disminuir la declinación

## Nomenclatura

APKMZ=	Activo de Producción Ku Maloob Zaap
PEP=	Pemex Exploración y Producción
KMZ=	Ku Maloob Zaap
RMSO=	Región Marina Suroeste
MBPD=	Miles de barriles por día
Qo=	Gasto
BEC=	Bombeo electrocentrífugo
BN=	Bombeo neumático
FR=	Factor de remplazo
RGA=	Relación gas aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
CGA=	Contacto gas aceite
CAA=	Contacto agua aceite
Km=	Kilómetros
m=	Metros
M <sup>3</sup> =	Metros Cúbicos
NW=	Noroeste
BPD=	Barriles por día
JSK=	Jurásico Superior Kimeridgiano
JSO=	Jurásico Superior Oxfordiano
MMBPCE=	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMBLS=	Millones de barriles
2P=	Reserva probada + reserva probable
MMMPC=	Miles de millones de pies cúbicos
CAA=	Contacto agua aceite
MMPCD=	Millones de pies cúbicos por día
N <sub>2</sub> =	Nitrógeno
C <sub>2</sub> =	Carbono
Kg/cm <sup>2</sup> /año=	Kilogramo/centímetro cuadrado / año
VCDSE=	Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación
RTO=	Real Time Operation (operación en tiempo real)
FPSO=	Floating Production, Storage and Offloading

cp=	Centipoise
°C=	Centígrados
POT=	Programa Operativo Trimestral

## Agradecimientos

Todas las estrategias del APKMZ están soportadas por las lecciones aprendidas de campos análogos como Akal, es por ello que se expresa el presente agradecimiento a los Ing. Miguel Lozada Aguilar, Marcos Torres Fuentes y todo el equipo de trabajo del Activo de Producción Cantarell.

El logro alcanzado hasta ahora implica un esfuerzo multidisciplinario en especial al trabajo e ingenio de las coordinaciones del APKMZ encabezadas por los Ing. Benito Ortiz Sánchez, Carlos Correa Guerrero, Andrés Carvajal Solano, Antonio Esparza Lagunes, Javier Gonzales Saldívar y Gerardo Sánchez Monroy, para todos ellos una mención especial.

Se reconoce y se pone de manifiesto el esfuerzo y tenacidad de los Ingenieros de Diseño de proyectos: Ing. María de Jesús Correa López, Ernesto Pérez Martínez, Griselda García Olvera, Rigoberto Morales Granados, Fernando Juárez Sánchez, Ángel Salazar Munive y Mauricio Godínez Oidor.

## Referencias

Cédulas Oficiales de Reservas y Volumen 2012.

Garaicochea, F. y Acuña, A. 1978. Espaciamiento Óptimo de Pozos en Yacimientos con Segregación de Gas Liberado.

*Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* **10** (2): 31-41.

*Monografía de los Campos Ku Maloob y Zaap*. 2011. México: Pemex Exploración y Producción.

Nind, T.E.W. 1981. *Principles of Oil Well Production*, second edition. New York: McGraw-Hill Inc.

Pérez-Martínez, E. y Rojas-Figueroa, A. 2012. Mature Carbonate Heavy Oil Field Exploitation Strategies: The Cretaceous Ku Field, Mexico. Artículo SPE 152689, presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, abril 16-18. <http://dx.doi.org/10.2118/152689-MS>.

Pérez-Martínez, E., Rodríguez-de la Garza, F. y Samaniego-Verduzco, F. 2012. Water Coning in Naturally Fractured Carbonate Heavy Oil Reservoir – A Simulation Study. Artículo SPE 152545, presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, abril 16-18. <http://dx.doi.org/10.2118/152545-MS>.

Reiss, H.L. 1980. *The Reservoir Engineering Aspects of Fractures Formations*. Paris: Éditions Technip.

Solórzano, L.N. 1996. *Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras*. México: Editorial Argo.

## Semblanza de los autores

### MC. José R. Serrano Lozano

Ingeniero Petrolero egresado con mención honorífica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1982. Obtuvo el grado de Maestro en Ciencias con especialidad en Planeación, Administración y Economía de los Hidrocarburos en la ESIA, en 1997.

Inició su carrera profesional como Ingeniero de Yacimientos, desarrollando simuladores en el Instituto Mexicano del Petróleo. En 1985 ingresó a Petróleos Mexicanos, donde ha ocupado diversos cargos tales como: Ingeniero de Yacimientos e Ingeniero de Operación; posteriormente se integró a las áreas de Planeación Regional, desempeñándose en las categorías de Superintendente de Planes y Programas, Subgerente de Evaluación y de Planeación Estratégica, así como Gerente de Planeación en la Región Norte.

Durante el 2003 se desempeñó en el cargo de Administrador del Activo Integral Burgos en la Región Norte y del 2004 al 2007 como Administrador del Activo Integral Samaria- Luna en la Región Sur. De febrero de 2007 a julio de 2010, ocupó el cargo de Subdirector en la Región Sur. A partir del 19 de julio de 2010 se desempeña como Subdirector de Producción de la Región Marina Noreste de Pemex Exploración y Producción.

Ha recibido diferentes distinciones y reconocimientos, entre los que destacan “Excelencia en el Desempeño 2005” del Activo Samaria-Luna, “Premio Estatal de Ingeniería 2007” otorgado por el Gobierno del Estado de Tabasco en 2008, “Medalla Lázaro Cárdenas” de la AIPM de manera consecutiva por el mejor trabajo práctico de ingeniería en los años 2008 y 2009; en el 2010 el CIPM le otorgó el “Premio Nacional de Ingeniería Petrolera 2009”.

Ha cursado entre otros, los diplomados en Planeación Corporativa, Economía, Costos y Finanzas en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM); Alta Dirección de Empresas D-1 en el Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresa (IPADE); así como diplomados de especialización en la Industria Petrolera en el Institute Petroleum Development y en la Southern Methodist University de Texas.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, al Colegio de Ingenieros Petroleros de México del cual actualmente es Presidente; es miembro de la Society of Petroleum Engineers y en 2010 ingresó a la Academia de Ingeniería en la rama de Ingeniería Petrolera..

### MI. Félix Alvarado Arellano

En 1995 obtuvo el grado de Ingeniero Petrolero en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. En 1997, el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera, en la Universidad Nacional Autónoma de México.

En 1985 ingresó a Petróleos Mexicanos, donde ha ocupado diversos cargos en Producción de la Región Sur, como: Ingeniero de Campo, Ingeniero Especialista de Producción, Jefe de División de Operación, Coordinador de Operación de la Superintendencia de Producción, Coordinador de Operación de Explotación de los Activos Integrales Chilapilla, Colomo y Samaria Sitio Grande, y Administrador de los Activos Integrales Samaria Sitio Grande, Cinco Presidentes y Abkatún Pol Chuc.

Desde julio de 2010 se desempeña como Administrador del Activo de Producción Ku Maloob Zaap, perteneciente a la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

Ha recibido diferentes distinciones y reconocimientos, entre los que destacan: Horizonte Sur Boletín Trimestral – Protagonista en la Región Sur. STDP – Líder del primer grupo de homólogos Coordinadores de Operación de Explotación.

Es socio de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

### **MI. Antonio Rojas Figueroa**

Obtuvo el título de Ingeniero Petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México en 1990 y el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera con mención honorífica por la misma Universidad en el año 2000.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en el año 1990 en el Departamento de Ingeniería de Yacimientos, donde participó activamente en las áreas de Reservas, análisis de pruebas de presión, simulación numérica de yacimientos y liderando algunos estudios integrales de campos.

Posteriormente se desempeñó como superintendente de Diseño de Pozos del Activo Ek-Balam, donde participó en la implementación del proyecto de Bombeo Electrocéntrico (BEC), de igual manera fue Superintendente de Productividad de Pozos en el Activo Integral Cantarell.

A partir de abril de 2009 fue transferido al Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, donde actualmente se desempeña como Coordinador del Grupo de Especialistas Técnicos en Diseño de Proyectos.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la SPE, entre algunas otras.