

Análisis de la administración de la energía de un YNF, mediante el cierre de pozos situados en un casquete de gas secundario

Aarón Medina Ramírez
Jorge Enrique Paredes Enciso
Ángel Carbajal Loredo
Rogelio Izquierdo Jiménez
Norma Itzel Morales Herrera
Pemex

Artículo recibido en junio de 2019, evaluado, revisado, corregido y aceptado en 2022

Resumen

El caso de estudio es un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) terrestre al sur de México, el cual ha desarrollado un casquete de gas a lo largo de su vida productiva, que se produce a través de tres pozos localizados en la parte más alta de la estructura, perjudicando así la energía productiva del yacimiento. El presente trabajo muestra el análisis de los resultados de los cierres parciales de dos de los tres pozos situados en el casquete de gas (pozos 2, 29 y 5), además de presentar un modelo numérico que ayuda a resaltar los beneficios con el objetivo de mantener la energía del yacimiento en un esfuerzo por maximizar el factor de recuperación final del campo.

Palabras clave: Yacimiento, curvas de declinación, reserva remanente, casquete, presión, petrofísica, yacimiento saturado, producción acumulada, factor de declinación.

Analysis of the energy management of a YNF, by closing wells located in a secondary gas cap

Abstract

The case study is an onshore Naturally Fractured Field (YNF) in southern Mexico, which has developed a gas cap throughout its productive life, which is produced through three wells located in the highest part of the structure, thus impairing the productive energy of the reservoir. The present work shows the analysis of the results of the partial closures of two of the three wells located in the gas cap, (wells 2, 29 and 5), in addition to presenting a numerical model that helps to highlight the benefits with the objective of maintain reservoir energy in an effort to maximize the ultimate recovery factor of the field.

Keywords: Reservoir, declination curves, remaining reserve, skulcap, pressure, petrophysical, saturated reservoir, cumulative production, decline factor.

Antecedentes

Desde el inicio de su explotación en 1991, el campo acumula (N_p) una producción de aceite de 86.0 MMbbls y una acumulada de gas (G_p) 99 MMMpc, (datos hasta el 1 de enero del 2019). Actualmente cuenta con cuatro

pozos operando (pozos 1, 3, 5 y 29) con una producción promedio mensual de 2,409 bpd de aceite y 9.58 MMpcd. de gas, **Figura 1**. La problemática principal del campo se asocia a la pérdida de presión y/o energía, producto de la explotación del casquete de gas secundario formado en el yacimiento.

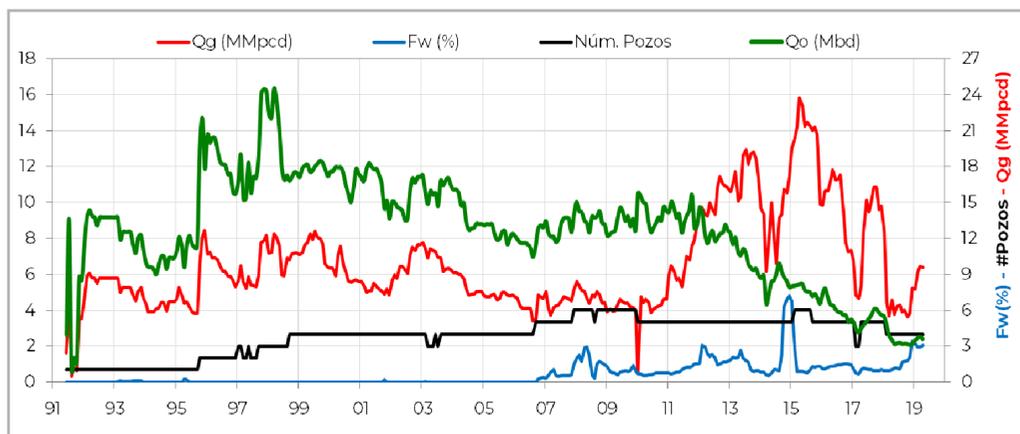


Figura 1. Historia de producción del campo.

La Relación Gas Aceite (RGA) del campo comenzó a disminuir en el año 2002 debido a la liberación de gas y a la formación de un casquete de gas (expansión por gas disuelto). A partir del año 2011 se alcanza la saturación de gas crítica (S_{gc}) en la vecindad de los pozos 29 y 5 (más altos estructuralmente) y comienza la producción de gas libre. Actualmente el yacimiento tiene una presión estática

estimada de 113 kg/cm^2 (dato hasta el 1 de enero del 2019). Una gráfica del logaritmo natural (\ln) de la presión vs N_p permite identificar la producción de gas libre proveniente del casquete, **Figura 2**, la cual trae como consecuencia el incremento de la RGA en los pozos, así como un incremento del Factor de declinación mensual en el aceite (F_{dm}) de 0.4 a 1.8%.

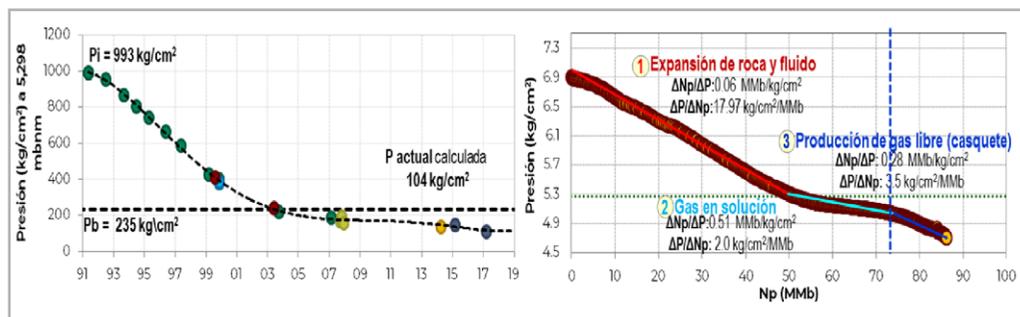


Figura 2. Izquierda, historia de presión del campo. Derecha, \ln de presión vs N_p , donde se observa un cambio de pendiente atribuible a la producción del casquete de gas.

Desarrollo de la prueba, (cierre de pozos)

Teniendo como finalidad establecer las condiciones actuales de explotación, identificar el contacto gas aceite actual, evaluar las localizaciones propuestas y optimizar la estrategia de explotación del campo, se realizó el modelo de simulación del campo, utilizando la plataforma Petrel RE obteniendo un buen ajuste a nivel del campo y los pozos.

El modelo permitió corroborar la posición de los pozos con relación a la saturación de fluidos en el yacimiento, evidenciando a los pozos 2, 5 y 29 como productores dentro del casquete de gas. Posteriormente se elaboraron

distintos escenarios que permitieron evaluar los beneficios atribuidos al cierre de pozos productores de gas, decidiendo cerrar en enero de 2017 los pozos 29 y 5, ya que eran los que representaban el menor impacto en los compromisos de producción del campo; posteriormente a estos cierres programados, el pozo 2 se cerró por un accidente mecánico (tubería flexible atrapada durante una limpieza al pozo), observándose después de este evento el mejor beneficio en los pozos en zona de aceite (1 y 3), incluso el modelo de simulación (Apéndice A) predice un beneficio mayor en recuperación de líquidos; sin embargo el pozo 2 producía más de 1,000 bd, por lo que se tomó la decisión de no cerrarlo, **Tabla 1**.

Pozos	29	5
Fecha de cierre	9/ene/17	17/ene/17
q_o antes del cierre (bpd)	214	434
q_g antes del cierre (MMpcd)	0.9	4.6

Tabla 1.

Debido a las limitaciones presupuestales de toma de información a pozos operando y cerrados (testigos de presión), se procedió a monitorear parámetros de muestreo a boca de los pozos productores (los que quedaron abiertos y se encontraban tentativamente en zona de aceite). Durante el cierre de los pozos fue posible monitorear:

Grados API ($^{\circ}$ API) del análisis de muestras en laboratorio recolectadas a boca de pozo (tres por semana de cada pozo abierto), presión en cabeza (mediante manógrafos en cada pozo abierto) y mediciones a boca de pozo (aceite y gas de formación). Los resultados se muestran en las **Figuras 3 y 4**.

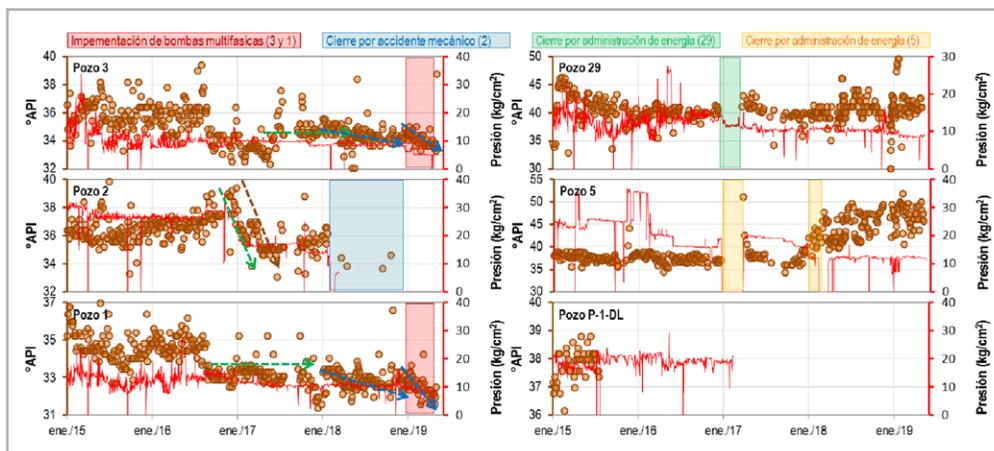


Figura 3. Monitoreo de los pozos abiertos, donde se observa presión en cabeza y grados $^{\circ}$ API, enfatizando el cierre y apertura de los pozos 29 y 5.

En el pozo 1 se observa una disminución y estabilidad en los °API posterior al cierre de los pozos 5 y 29, mientras que en los pozos 2 y 3 se nota un decremento ligero, indicativo de la presencia de componentes más pesados, (líquido). El mejor beneficio debido a la cercanía entre éstos, se muestra en los pozos 1 y 3 después del cierre por accidente mecánico del pozo 2 (aproximadamente en enero del 2019). En el caso de la presión en cabeza (p_{wh}) los movimientos operativos y problemas de incrustaciones no han permitido ver cambios que se puedan asociar a la presencia de componentes líquidos. Adicionalmente, en los pozos 1 y 3,

el comportamiento de la p_{wh} está dominado por el sistema artificial (BN).

La **Figura 4**, muestra las mediciones realizadas a los pozos que permanecieron abiertos, en las que es posible observar que para los tres pozos (1, 2 y 3) existe una tendencia clara a la baja en las mediciones de aceite y gas, acrecentada durante el 2016; sin embargo, se revierte posterior al cierre de los pozos 5 y 29, mostrando un efecto de segregación gravitacional y beneficiando la recuperación de líquidos.

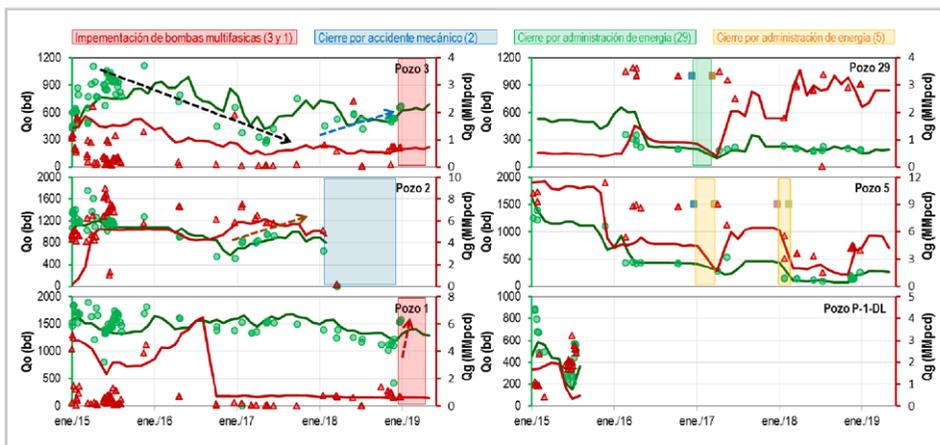


Figura 4. Mediciones de aceite y gas tomadas durante el monitoreo de los pozos abiertos.

Sin embargo, debido a un requerimiento de gas adicional se decidió abrir los pozos 29 y 5, el 9 y 20 de abril de 2017, respectivamente. En ambos pozos se observa, posterior a la apertura, un incremento en los °API, **Figura 5**, indicativo de la presencia de componentes más ligeros al nivel de

los intervalos productores, lo que permite deducir que un movimiento de la fase gaseosa hacia los pozos cerrados, (cima de la estructura) permitió una definición mejor del casquete de gas.

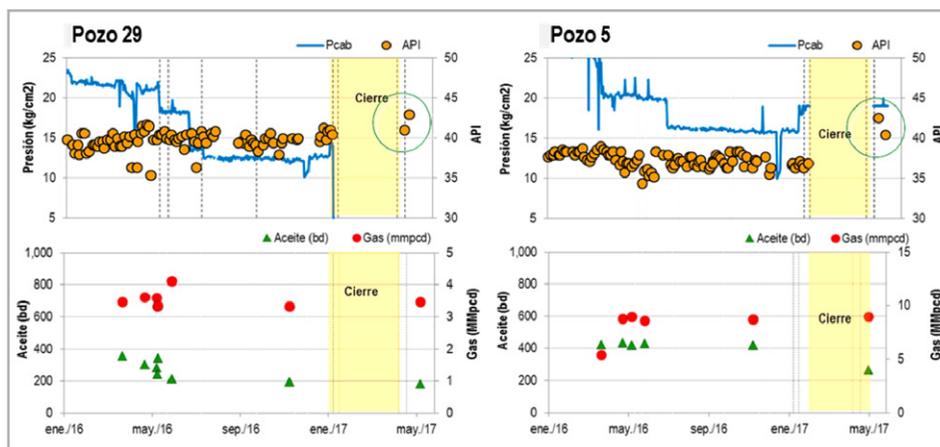


Figura 5. Monitoreo de los pozos 5 y 29 antes y después del cierre. Arriba, presión en cabeza y °API. Abajo, mediciones de aceite y gas.

Es importante mencionar que el movimiento de fluidos en el yacimiento es un fenómeno que está en función de las propiedades petrofísicas de la roca y de las características de los fluidos presentes; los resultados que se presentan dejan claro que el tiempo de cierre (tres meses) fue insuficiente para mostrar cambios significativos; sin embargo, con la información limitada que se tiene, se observa un impacto positivo en la recuperación de componentes líquidos (aceite) de los pozos productores.

Cabe recalcar que el objetivo inicial de cerrar los pozos productores en la zona de gas es mantener la energía del yacimiento, logrando una administración adecuada, lo que beneficiará en un incremento de producción, así como del factor de recuperación final de aceite. De acuerdo al modelo

de simulación, se observa un incremento de 2.9 MMbbls de aceite adicionales en el escenario de cierre de pozos (29 y 5) con respecto al escenario base (escenarios evaluados a partir de julio del 2016), **Figura 6**; sin embargo, el impacto mayor se nota con la entrada a producción de la localización del pozo 26 y la profundización del pozo P-1-DL programados en el 2018 (localizaciones propuestas en ventana de aceite), ya que, de acuerdo al modelo, en el escenario del cierre del 29 y 5 se obtiene un incremento promedio de 150 bpd en el gasto inicial de cada pozo. Este incremento es mayor cuando se considera también el cierre del pozo 2, siendo éste el escenario con la mayor producción acumulada. El detalle de los escenarios se muestra en el **Anexo A** en la **Figura A6**.

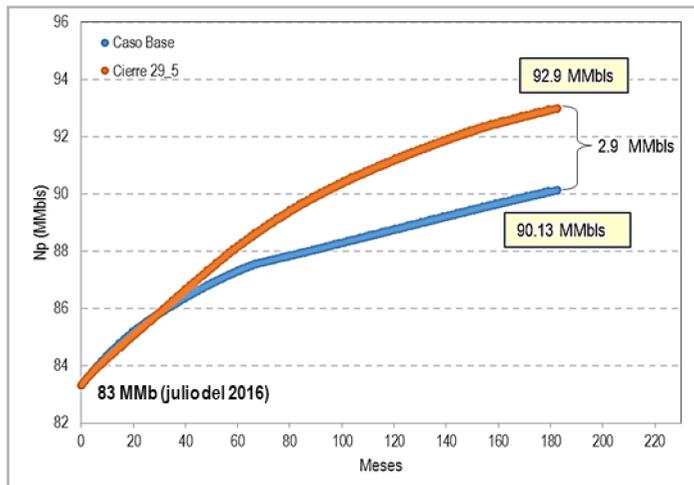


Figura 6. Comparación de producción acumulada en el caso base y el caso cierre 29 y 5, obtenido con el modelo de simulación.

Conclusiones y recomendaciones

- El campo presenta un alto grado de agotamiento debido al tiempo de explotación. El incremento de la RGA, así como de los °API en algunos pozos, evidencia producción de gas proveniente del casquete secundario, esto acelera la caída de presión del yacimiento y aumenta el factor de declinación en la producción de aceite.
- Los escenarios desarrollados utilizando el modelo simulación del campo, muestran un incremento en la producción acumulada atribuida al cierre de pozos productores de gas, como una estrategia de administración de la energía del yacimiento. El cierre realizado en los pozos 29 y 5 muestra un efecto positivo en el comportamiento de los pozos que permanecieron productores; esto a pesar del corto tiempo de observación. Por tal motivo, se sugiere cerrar nuevamente ambos pozos, manteniendo el programa de muestreo a boca de pozo y su análisis en laboratorio, recolectando muestras, al menos cada tres días, en cada pozo abierto en zona o ventana de aceite, (pozos 1 y 3).
- El cierre del pozo 2 muestra el mejor beneficio en cuestión de recuperación de líquidos en la ventana de aceite, identificada principalmente en los pozos 1 y 3.

- A finales del año 2018 se implementó en el campo una optimización superficial, la cual consistió en instalar bombas multifásicas, con la finalidad de reducir la contrapresión; como se muestran en las gráficas de diagnóstico, aumentan los °API; se recomienda estudiar el gasto de inyección de gas del sistema artificial para encontrar el punto óptimo para la mayor recuperación de líquidos.
- Resulta ineludible monitorear la presión estática del yacimiento, por lo que se requiere tomar un Registro de Presión de Fondo Cerrado (RPFC) cada dos meses; adicionalmente, realizar análisis de cromatografía al gas una vez por semana.
- El cierre de pozos situados en el casquete de gas, no representan una inversión o gasto operativo adicional, se demostró durante el cierre de los dos pozos el beneficio al recuperar líquidos.

Anexo A

Modelo de simulación del campo

Modelo de simulación

Se realizó un modelo de simulación numérica utilizando la plataforma Petrel RE, teniendo como finalidad establecer las condiciones actuales de explotación, identificar el contacto gas aceite actual, evaluar las localizaciones propuestas y optimizar la estrategia de explotación del campo; partiendo de un modelo estático con las características siguientes,

Figura A.1:

- Área del modelo: 24 Km²
- Tamaño de celdas: 50 x 50 x 18 metros
- Número de celdas: 204 x 95 x 30 (581,400)
- 2 horizontes (JSK, Base)
- Propiedades petrofísicas: permeabilidad, NTG, porosidad, volumen de arcilla y Sw
- Ocho fallas interpretadas
- Cuatro segmentos

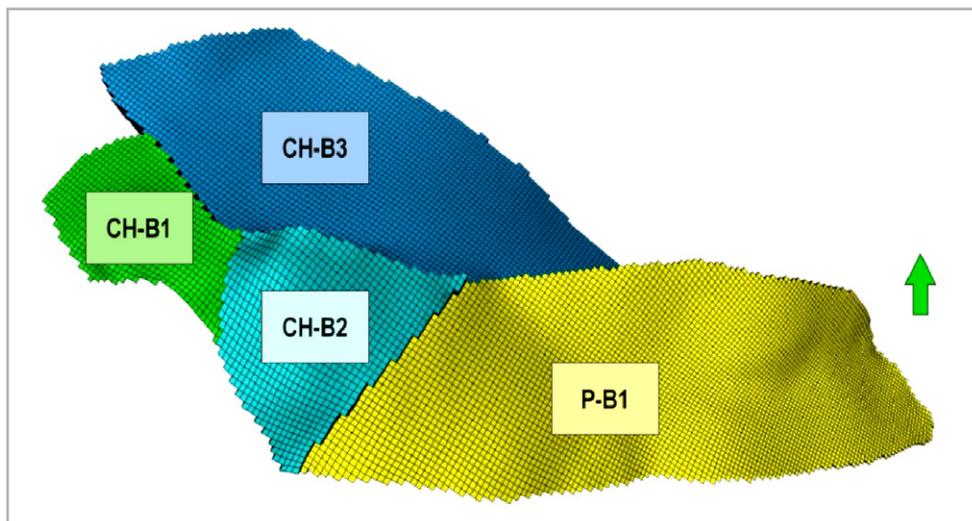


Figura A.1. Segmentos del modelo estático del campo.

Se seleccionó una malla de simulación tomando en cuenta las consideraciones siguientes: complejidad geológica, procesos a modelar y tipo de fluido, precisión numérica deseada, disponibilidad de software, objetivo del estudio de simulación y, finalmente, disponibilidad de recursos de procesamiento.

Para la selección del tamaño de celdas en z es necesario seleccionar un valor que permita incorporar la información del modelo estático, principalmente zonas de baja permeabilidad y sellos dentro del yacimiento. En el caso del modelo estático ya tenía un tamaño en z grande, por lo que se mantuvo este valor. Las propiedades de la malla de simulación se muestran a continuación:

- Área del modelo: 24 Km²
- Tamaño de celdas: 100 x 100 x 18 m
- Número de celdas: 102 x 48 x 30 (146,880)
- Dos horizontes (JSK, base)
- Cuatro segmentos

Se realizó el escalado de propiedades petrofísicas haciendo una validación visual y estadística para asegurar la continuidad de las propiedades entre la malla del modelo geológico y la malla de simulación, **Figura A.2**, además de un control de calidad a las celdas de la malla. Para la caracterización de fluidos se utilizaron tablas black oil del PVT validado del pozo 1.

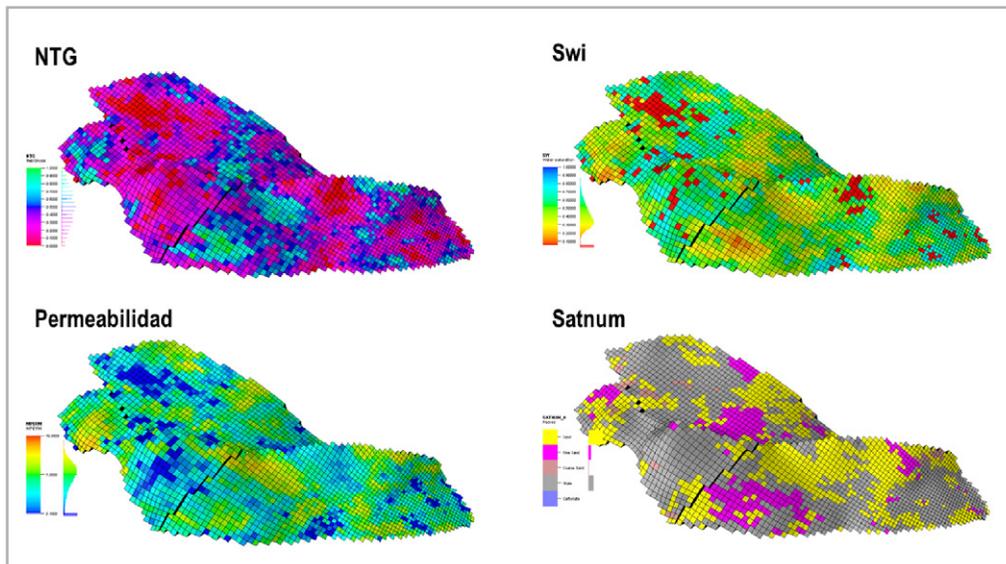


Figura A.2. Re-escalamiento de propiedades petrofísicas en la malla de simulación.

El modelo se inicializó como black oil de doble porosidad, utilizando una partición matriz-fractura 83-17% respectivamente, considerando un CAAO de 5,570 m, una presión inicial de 992 kg/cm² y una presión de saturación de 235 kg/cm², obteniendo un volumen original de 286 MMbbls. Posteriormente, se realizó el ajuste de la historia de

producción, desde el año 1991, para siete pozos productores obteniendo buenos resultados a nivel pozo y campo. La **Figura A.3** muestra una comparación de las saturaciones de fluidos en condición inicial (1991) y al término de la historia de producción (2016). El ajuste histórico obtenido a nivel campo se muestra en la **Figura A.4**.

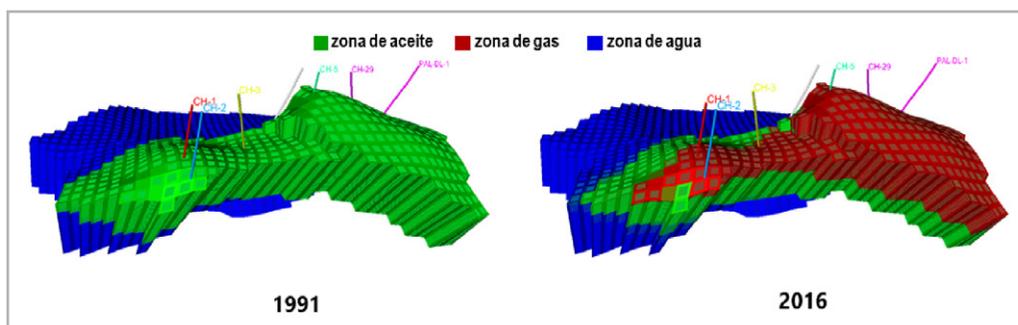


Figura A.3. Comparación de la saturación de fluidos durante la inicialización del modelo (izquierda) y al tiempo final de la historia de producción, (derecha) en el modelo del campo.

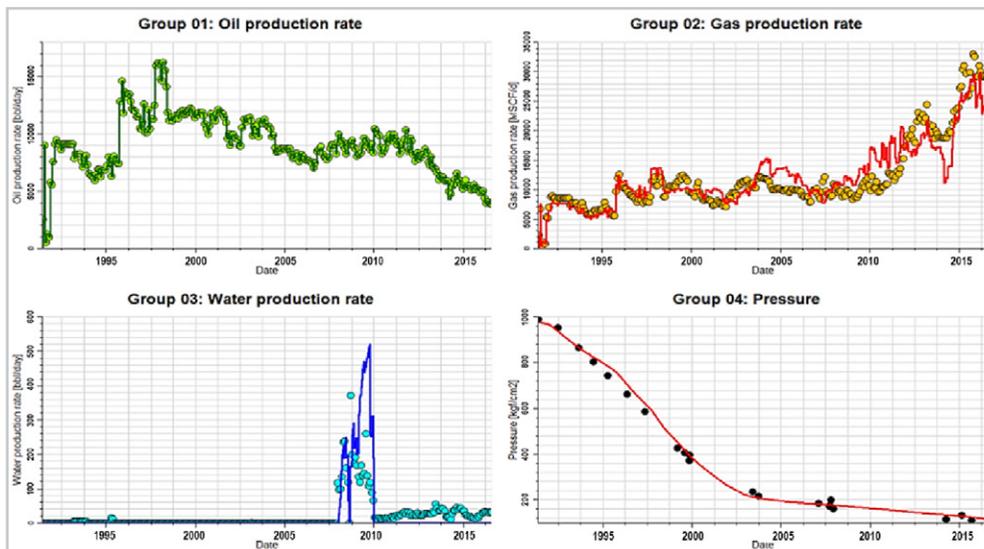


Figura A.4. Ajuste histórico de producción a nivel campo obtenido con el modelo del campo.

Con los resultados obtenidos al final del ajuste de la historia de producción fue posible estimar un CGAA de 5,150 mv para el bloque I y un CGAA de 5,100 mv para el bloque II (año de estimación: 2016), los cuales se observan en la Figura A.5.

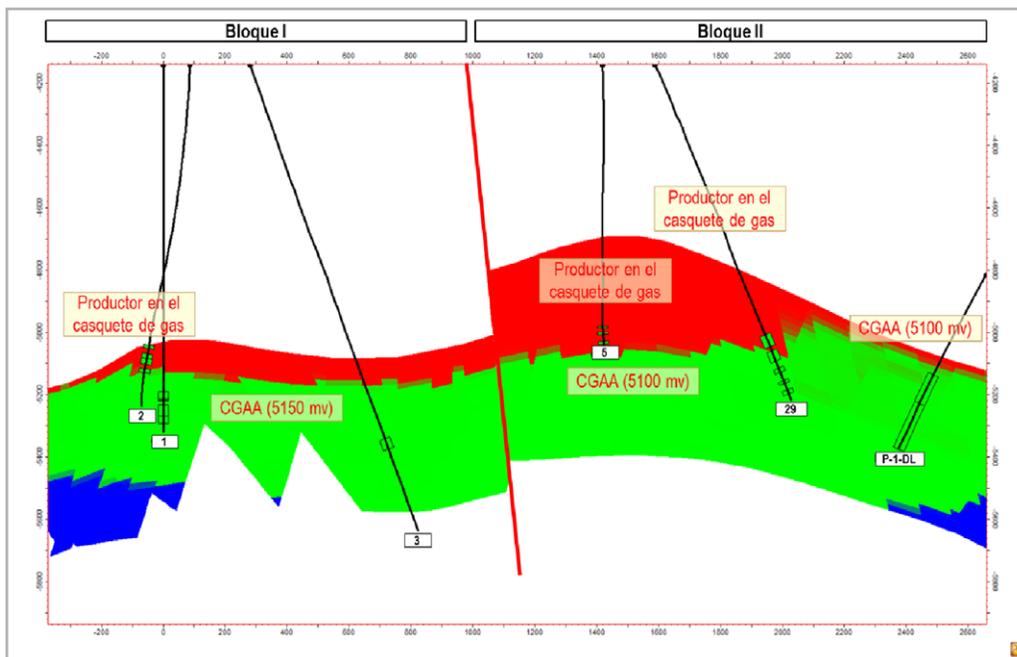


Figura A.5. Sección obtenida del modelo de simulación del campo, en la que se observa el contacto gas-aceite actual.

Finalmente, se realizaron escenarios de predicción considerando la perforación y profundización del pozo 26 y el pozo P-1-DL (localizaciones propuestas en ventana de aceite), además del cierre de pozos productores en el casquete de gas, como una estrategia de administración de la energía del yacimiento, **Figura A.6**. De los escenarios realizados se puede destacar que con el cierre de pozos (5, 29 y 2), se logran recuperar 5.2 MMbbl de aceite adicionales al caso base.

De igual manera, en los casos donde se consideran las localizaciones nuevas (pozo 26 y la profundización P-1-DL), el incremento en producción acumulada es significativo al considerar el cierre de los tres pozos. Adicionalmente, se observa un incremento en el gasto inicial de aceite de las localizaciones, del orden de 200 bpd para la localización 26, y 600 bpd para la profundización del P-1-DL (si se cierran los tres pozos situados en el casquete de gas 2, 5 y 29).

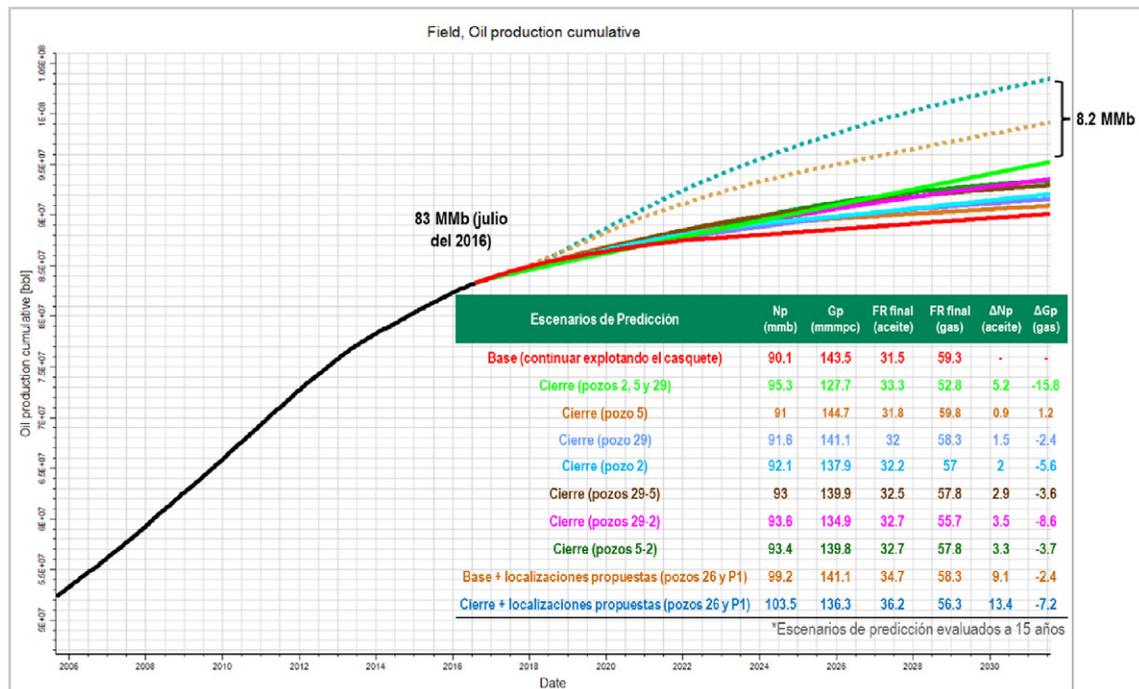


Figura A.6. Producción acumulada de aceite para los escenarios de predicción, realizados con el modelo de simulación del campo.

El modelo de simulación permite concluir:

- Existen cuatro bloques productores divididos por fallas inversas, las cuales presentan buenas transmisibilidades, por lo que pudiera considerarse al yacimiento como una sola unidad conectada hidráulicamente.
- El volumen original de 283 MMb de aceite confirma la consistencia volumétrica del modelo estático y del modelo analítico de Balance de Materia (BM).
- El acuífero presente es de muy baja intensidad y sólo el bloque estructural más bajo (pozo 25) ha manifestado irrupción de agua de formación, por lo cual el yacimiento puede considerarse como cercanamente volumétrico.
- El contacto gas-aceite actual se ubica a una profundidad de 5,150 mv para el bloque I y de 5,100 mv para el bloque del P-1-DL.
- Los pozos 2, 5 y 29 producen actualmente dentro del casquete de gas lo que ocasiona un incremento en las caídas de presión en el yacimiento, acelera la liberación de gas de formación y reduce la ventana de aceite.

Referencias

Paredes, J. E., Carbajal, R., Izquierdo, I. et al. 2017. Methodology for Fluid Contact Monitoring through Surface API Data. Artículo presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, mayo 17-19. SPE-185588-MS. <https://doi.org/10.2118/185588-MS>.

Agradecimientos

A compañeros, autoridades, técnicos y administrativos del Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro y a la empresa por permitir publicar este tipo de prácticas en campo.

Semblanza de los autores

Aarón Medina Ramírez

Ingeniero petrolero, egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional en la Ciudad de México en el año 2009. Ingresó a Petróleos Mexicanos en febrero del 2011 en el Proyecto de Explotación Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna como Ingeniero de Productividad y Yacimientos. De junio del 2012 a febrero del 2019 se desempeñó como Ingeniero de Yacimientos y Caracterización Dinámica en el Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro del Activo de Producción Bellota Jujo. De febrero del 2019 a la fecha se desempeña como Ingeniero de Caracterización Dinámica de Yacimientos en el Proyecto de Explotación Samaria Neógeno para la Subdirección de Especialidad Técnica de Explotación. Ha sido autor y coautor de diversos trabajos técnicos presentados en jornadas técnicas y congresos de la AIPM. Es miembro activo de la SPE (Society of petroleum Engineer), AIPM (Asociación de Ingenieros Petroleros de México) y CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México).

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero Petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional. Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008-2009. Actualmente trabaja en Pemex en la Subdirección de Especialidad Técnica de Explotación en la Gerencia de Administración de Yacimientos. Ha participado como autor y coautor en la publicación de 53 artículos técnicos en congresos nacionales e internacionales acerca de Caracterización de Fluidos, Ingeniería de Yacimientos y Simulación Numérica. Desarrolló la herramienta PVTVAL (Software para la validación de estudios PVT) con Certificado de derechos de autor No. 03-2014-060310231500-01. Miembro de la red de especialistas de Ingeniería de Yacimientos en PEP. Miembro activo de la SPE (Society of petroleum Engineer), AIPM (Asociación de Ingenieros Petroleros de México) y CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México).

Ángel Carbajal Loredo

Ingeniero petrolero graduado de la Universidad Nacional Autónoma de México. Actualmente trabaja en Pemex en la Subdirección de Producción Bloques Sur en el Activo Integral de Producción Bloque Sur 03. Ha participado como autor de artículos técnicos en congresos nacionales e internacionales acerca de Ingeniería de Yacimientos. Miembro activo del CIPM, (Colegio de Ingenieros Petroleros de México).

Norma Itzel Morales Herrera

Ingeniera Petrolera graduada de la Universidad Veracruzana en 2012. De agosto del 2012 a marzo del 2014 trabajó en COMESA comisionada en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira en el área de recuperación mejorada de yacimientos, participando en la elaboración de propuestas de aplicación y modelos de simulación numérica.

Ingresó a Pemex en marzo del 2014 en el Activo Integral de Producción Bloque S03 (Bellota-Jujo), desempeñándose como Ingeniera de yacimientos en el Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro, realizando estudios de ingeniería, optimización de las condiciones de explotación y modelos de simulación con la plataforma Petrel RE-Eclipse.

Actualmente, colabora en la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01. Miembro activo de la SPE (Society of Petroleum Engineers) y del CIPM, (Colegio de Ingenieros Petroleros de México).