

## Caracterización dinámica de yacimientos compartimentalizados, desarrollados con terminaciones tipo commingled

*Yuliana Ivette Torres García*  
*Humberto Iván Santiago Reyes*  
*Rafael Mndez García*  
*Eder Castañeda Correa*  
*Ángel Adrián Ramírez Méndez*  
*Giddel Hernández Martínez*  
*Pemex*

Artículo recibido en junio-evaluado-correcto y aceptado en agosto de 2023

### Resumen

En diversos campos se ha implementado la terminación tipo commingled, aumentando la rentabilidad y el ciclo de vida. En estas terminaciones, especialmente en donde producen diferentes yacimientos simultáneamente mediante la misma tubería de producción, es conveniente realizar PLT's (Production Logging Tool) para obtener información de producción. Sin embargo, debido a diferentes causas, no se cuentan con la toma de información necesaria, teniendo efecto en la certidumbre de la producción y por ende en los resultados de los análisis dinámicos de yacimientos, principalmente en el volumen original, reserva original de aceite (ROA) y reserva remanente de aceite (RRA), los cuales son los puntos clave para el desarrollo del campo.

Para solventar esta problemática existe una ecuación con lo que se estima el porcentaje de aporte de cada yacimiento, sin embargo, la cantidad de información a manejar aumenta la complejidad y sobre todo el tiempo destinado, retrasando en ciertas ocasiones los resultados necesarios para la documentación del desarrollo del campo. Debido a esto se desarrolló una herramienta para prorratear la producción de cada yacimiento; logrando optimizar el tiempo de entrega de resultados. En el presente trabajo se utilizó la herramienta para realizar el análisis de 10 yacimientos productores existentes en el campo. Con lo que se logró desarrollar una metodología para la evaluación del comportamiento dinámico y compartimentalización de los diferentes yacimientos, que permitió como resultado análisis de balance de materia, la determinación de los mecanismos de empuje y diversos escenarios de recuperación para el incremento del factor de recuperación y reservas remanentes a documentar.

**Palabras clave:** Distribución de producción, análisis dinámico de yacimientos, areniscas.

### Dynamic characterization of compartmentalized reservoirs, developed with commingled completions

#### Abstract

Commingled termination has been implemented in various fields, increasing profitability and life span. In these completions, especially where different reservoirs produce simultaneously through the same production pipeline, it is convenient to run PLT's (Production Logging Tool) to obtain information. However, due to different causes, necessary information is almost always not available, having an effect on the certainty of production and therefore on the results of dynamic reservoir analysis, mainly on the original volume, original oil reserve (ROA) and remaining oil reserve (RRA), which are key points for field development.

To approach this problem, there is an equation that estimates the percentage of contribution of each reservoir, though the amount of information to be managed increases the complexity and above all the allocated time, sometimes delaying necessary results for documenting field development. To this end a tool was developed to distribute the production of each field and optimize results delivery time. In this work, the tool was used to carry out the analysis of 10 existing producing deposits in the field. With it, it was possible to develop a methodology for the evaluation of the dynamic behavior and compartmentalization of different deposits and permitted to perform material balance analysis, determination of thrust mechanisms and various recovery scenarios for increasing the recovery factor and remaining reserves to document.

**Keywords:** Commingled, production distribution, dynamic reservoir analysis, sandstones.

## Introducción

Las terminaciones tipo commingled son aquellas donde se producen simultáneamente diferentes yacimientos a través de una misma tubería de producción; en este trabajo se

utiliza para el desarrollo de yacimientos depresionados, en los que los gastos de producción de aceite en zonas individuales son bajos y por lo tanto, poco rentables, **Figuras 1 y 2**.

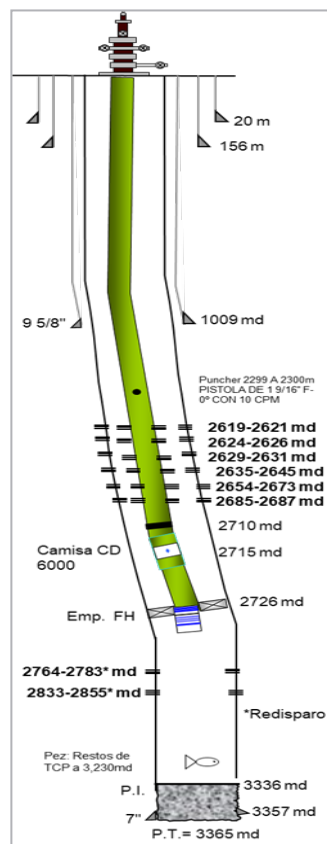
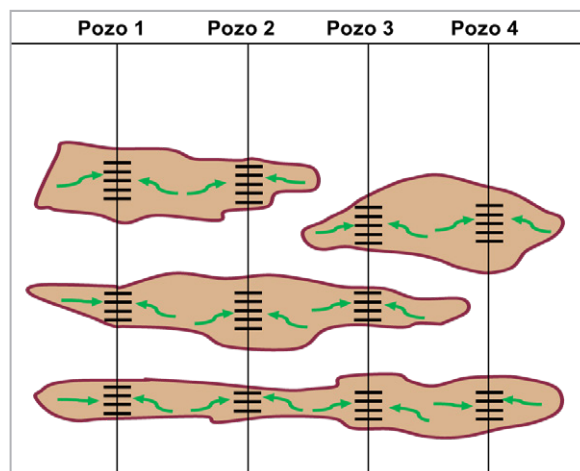


Figura 1. Estado mecánico tipo.



**Figura 2.** Configuración de los posibles escenarios de producción del campo.

Debido a los beneficios del incremento de producción a bajo costo, este tipo de terminación es muy común para la explotación de areniscas múltiples en campos del sur del país, donde las condiciones geológicas y dinámicas son propicias para su implementación. Sin embargo, una de las desventajas es el desconocimiento de la producción asociada a cada intervalo productor, lo cual incrementa la incertidumbre de los reportes de producción a nivel de yacimiento, estrategia que puede originar errores considerables en la interpretación de resultados del volumen original y cálculo de reservas al utilizar modelos analíticos.

Cuando se produce simultáneamente, se aconseja tomar de forma regular registros PLT (Production loggin tools) para conocer el porcentaje de aporte de aceite, gas y agua de cada zona; desafortunadamente, en la práctica, no es muy común contar con este tipo de información para todos los pozos, por lo que se debe recurrir a estimaciones para prorratear la producción de la forma más adecuada posible, actividad demandante en términos de tiempo, personal y manejo de la información, lo cual se acentúa si no se disponen de herramientas diseñadas para cubrir los flujos de trabajo correspondientes.

Para resolver la problemática planteada, en este trabajo se propone una metodología para estudiar yacimientos desarrollados con terminaciones tipo commingled, la cual combina técnicas de prorrateo de producción, utilizando el concepto de capacidad de flujo, gráficos especializados para

detectar compartimentalización y métodos analíticos de ingeniería de yacimientos. Para facilitar la reproducibilidad de la metodología, se diseñó una herramienta nombrada APPY (Análisis Prácticos y Procesos de Yacimientos, la cual cuenta con certificado de derechos de autor No. 03-2021-100114270500-01), en la que se almacenó y procesó la información que se muestra en este estudio.

## Generalidades del campo de estudio

El campo PM se encuentra ubicado en el sur del país, en el estado de Veracruz. Inició su explotación en agosto de 2008 y cuenta con 10 yacimientos en areniscas de la formación Mioceno en las cuales se han perforado un total de 83 pozos. Cuenta con un área de 96.6 km<sup>2</sup> y un volumen total de 321.4 mmb para aceite y 200.7 Bcf de gas de acuerdo con las estimaciones del modelo geológico. A la fecha de elaboración de este trabajo se han producido 56.5 mmb de aceite y 76.1 Bcf de gas y se proyecta alcanzar un factor de recuperación (FR) final de aceite de 25.9% y 54.7% para gas.

Estos yacimientos presentan una complejidad estructural importante con fallas normales que desplazan bloques, lo que llevó a dividir los yacimientos en seis bloques, **Figura 3**, y presenta un gran cuerpo autóctono de sal, el cual marcó la dirección de los depósitos de areniscas. Las facies corresponden a lóbulos de abanicos submarinos turbidíticos, alimentados por sistemas de canales con buen desarrollo.

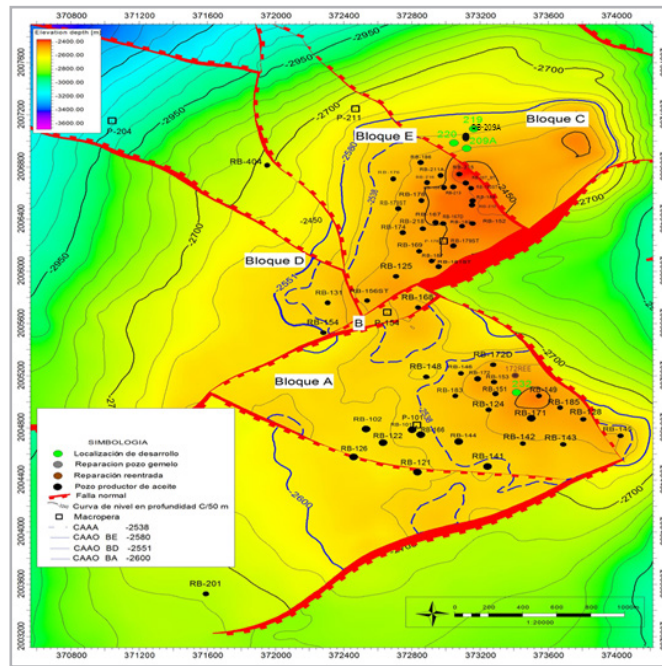


Figura 3. Mapa del yacimiento A.

En la **Tabla 1** se muestran las propiedades petrofísicas promedio de los yacimientos.

|                         |        |
|-------------------------|--------|
| Porosidad (%):          | 16-20  |
| Permeabilidad (md):     | 70-100 |
| Saturación de agua (%): | 25-38  |
| Espesor neto (m):       | 25-50  |

Tabla 1. Propiedades petrofísicas promedio.

En la **Figura 4** se observan los diferentes yacimientos del campo, además de la diferencia en la respuesta de la resistividad, las fallas existentes entre cada uno de ellos, así como la presencia de sal en cada formación.

De las 10 areniscas del campo, las arenas A y B son las más importantes a nivel de producción y volumen; presentan espesores constantes con orientación en un primer eje

con dirección al norte y en el segundo eje con dirección al noreste.

El ambiente sedimentario dentro de la zona de desarrollo del campo corresponde a una secuencia de canales amalgamados, canal secundario (grano decreciente) y lóbulo proximal (grano creciente), flanqueado de canales secundarios y abanicos proximales.

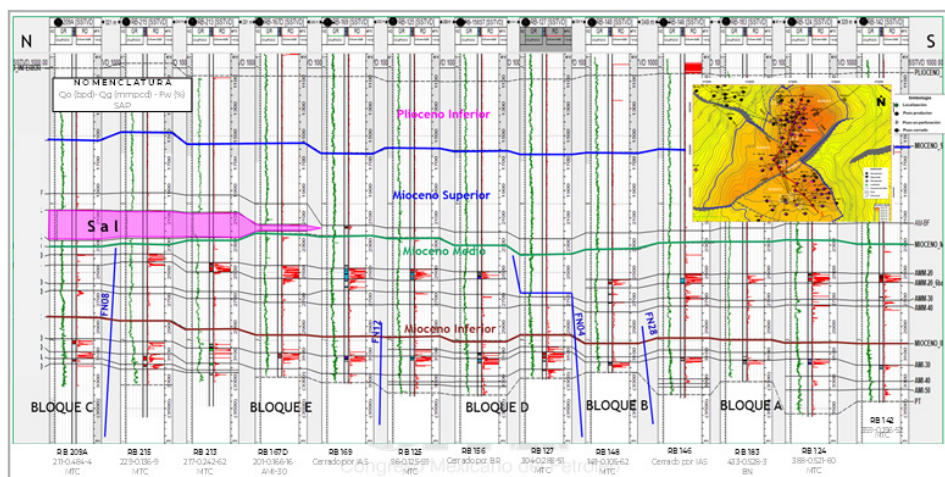


Figura 4. Sección de correlación del campo.

En cuanto a presiones iniciales, en las areniscas se ha observado un rango de 380 a 470 kg/cm<sup>2</sup>, con densidad de fluidos de 24 a 27 °API, RGA de 99 a 138 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, y temperatura de yacimiento de 78 a 90 °C. Parte de esta información obtenida de los dos reportes PVT's que se realizaron en los yacimientos principales (A y B), validados utilizando la herramienta PVT Tools (herramienta utilizada para la evaluación de la consistencia y representatividad de experimentos PVT), obteniendo calificaciones de 100 y 96, respectivamente. Los resultados estimados se presentan en la **Tabla 2**.

| Información  | Pozo 1                  | Pozo 4                  |
|--|-------------------------|-------------------------|
| Fecha de muestreo  | 12 sep 08               | 27 abr 12               |
| Tipo de muestreo   | Fondo                   | Fondo                   |
| Tipo de análisis   | Convencional            | Convencional            |
| Tipo de fluido   | Aceite negro            | Aceite negro            |
| <b>Condiciones iniciales</b>                               |                         |                         |
| Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )                      | 441.5                   | 292.0                   |
| Temperatura (°C)   | 90.7                    | 78.0                    |
| μ <sub>o</sub> (cp)  | 1.6                     | 1.0                     |
| B <sub>o</sub> corr  | 1.3                     | 1.3                     |
| C <sub>o</sub> (psi <sup>-1</sup> )                        | 16.3 * 10 <sup>-5</sup> | 13.8 * 10 <sup>-5</sup> |
| Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )                  | 0.7                     | 0.8                     |
| <b>Condiciones de saturación</b>                           |                         |                         |
| Presión de burbuja (Kg/cm <sup>2</sup> )                   | 187.4                   | 257.8                   |
| μ <sub>o</sub> (cp)  | 1.2                     | 1.0                     |
| B  | 1.4                     | 1.3                     |
| C <sub>o</sub> (psi <sup>-1</sup> )                        | 19.5 * 10 <sup>-5</sup> | 14.6 * 10 <sup>-5</sup> |
| Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )                  | 0.7                     | 0.8                     |
| <b>Condiciones de separador</b>                            |                         |                         |
| Grados API   | 24.0                    | 26.3                    |
| Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )                  | 0.7                     | 0.8                     |
| RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )                      | 99.4                    | 137.2                   |
| <b>Análisis cromatográfico del gas</b>                     |                         |                         |
| C <sub>1</sub> (%mol)                                      | 33.9                    | 47.8                    |
| C <sub>6</sub> + (%mol)                                    | 41.4                    | 35.2                    |
| CO <sub>2</sub> / N <sub>2</sub> / H <sub>2</sub> S (%mol) | 0.04 / 1.95 / 0.20      | 0.03 / 0.42 / 0.00      |

Tabla 2. Estudios PVT de diferentes yacimientos.

## Estrategia de desarrollo del campo y descripción de la problemática

El campo cuenta con 15 años de explotación; inició su desarrollo en el año 2008, comenzando la perforación en el bloque A con 8 pozos y en 2009 el desarrollo de los bloques

C, D y E; todos en la formación Mioceno. En años posteriores disminuyó a la presión de burbuja del yacimiento B y se descubrieron las areniscas someras del campo, llegando a la producción máxima de 20.1 Mbd, con un corte de agua de 18%. En 2017 se alcanzó la presión de saturación del bloque A y comenzó la declinación de la producción, además del incremento constante del corte de agua, **Figura 5**.

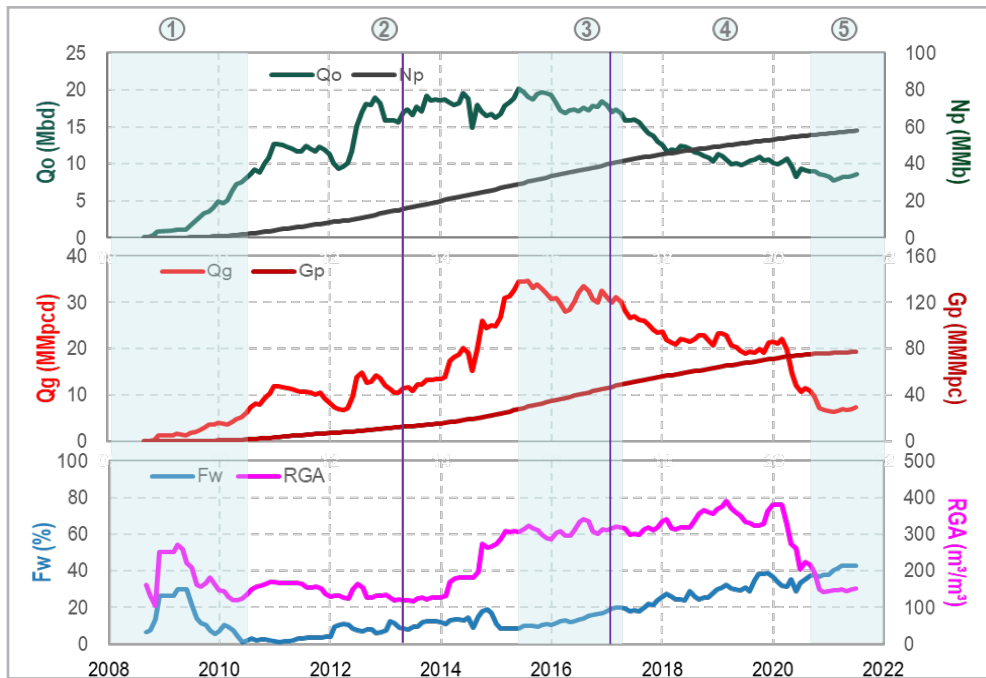


Figura 5. Historia de producción del campo.

El desarrollo del campo se llevó a cabo con terminaciones tipo commingled, debido a que aumentaba la rentabilidad del proyecto y permitía el desarrollo de yacimientos, que con otras tecnologías no resultarían económicamente viables.

## Creación de herramienta para la automatización del prorrateo de producción

Derivado de la complejidad para prorratear la producción a nivel de yacimiento de 83 pozos con más de dos areniscas productoras, considerando la inversión de tiempo que

representaría para el equipo de trabajo realizar esta actividad, se diseñó una herramienta capaz de discretizar la producción de aceite, gas y agua de cada uno de los pozos de forma automática, que procesara la información para servir como insumo para las fases consecutivas del estudio. La herramienta recibió el nombre de APPY (Análisis Prácticos y Procesos de Yacimientos); su enfoque está orientado hacia la automatización de procesos de la Administración Integral de Yacimientos (AIY), como se observa en la **Figura 6**. Esta herramienta sólo se utilizó para el prorrateo de la producción, insumo para el análisis que se desarrolló.



Figura 6. Unciones de la herramienta APPY.

Para efectuar el prorrato de la producción se utiliza el concepto de capacidad de flujo (k\*h), **tomando como premisa que no existe flujo cruzado entre los yacimientos**, ya que no se cuenta con PLT’s para la mayoría de los pozos.

En los pozos que se realizaron PLT’S se priorizó utilizar estos datos, sin embargo, solo existe información para menos del 7% de éstos. Por lo cual, se utilizó el K\*h del sumario petrofísico del campo, como se muestra en la **Tabla 3**.

| Zone Name    | Top     | Bottom  | Gross | Net  | N/G   | Av Phi | Av Sw | Av Vcl | Av K    | Phi  | PhiSo | K*H     |
|--------------|---------|---------|-------|------|-------|--------|-------|--------|---------|------|-------|---------|
|              | TVD     | TVD     | TVD   | TVD  |       |        |       | Ari    | Ari     | *H   | *H    |         |
| Yacimiento A | 2582.86 | 2594.06 | 11.2  | 2.1  | 0.187 | 0.229  | 0.311 | 0.251  | 43.919  | 0.48 | 0.33  | 92.21   |
| Yacimiento B | 2594.66 | 2601.16 | 6.5   | 1.5  | 0.231 | 0.224  | 0.396 | 0.274  | 27.653  | 0.34 | 0.2   | 41.48   |
| Yacimiento C | 2601.56 | 2607.26 | 5.7   | 1.1  | 0.193 | 0.249  | 0.241 | 0.243  | 119.596 | 0.27 | 0.21  | 131.55  |
| Yacimiento D | 2608.76 | 2617.56 | 8.8   | 0.9  | 0.102 | 0.211  | 0.335 | 0.278  | 27.961  | 0.19 | 0.13  | 25.16   |
| Yacimiento E | 2619.76 | 2628.76 | 9     | 1.7  | 0.189 | 0.178  | 0.429 | 0.252  | 8.405   | 0.3  | 0.17  | 14.29   |
| Yacimiento F | 3212.52 | 3268.31 | 55.79 | 28.1 | 0.504 | 0.205  | 0.28  | 0.314  | 44.169  | 5.76 | 4.15  | 1241.04 |
| Yacimiento G | 2620.39 | 2626.67 | 6.28  | 1.43 | 0.227 | 0.229  | 0.315 | 0.274  | 46.82   | 0.33 | 0.22  | 66.82   |

Tabla 3. Sumario petrofísico.

A pesar de ciertas limitaciones, el prorrato realizado utilizando k\*h, es una de las mejores aproximaciones en la asignación de la producción (en particular cuando la

información disponible es muy limitada). A continuación, se describe la expresión matemática para calcular el aporte de producción de cada yacimiento.

$$Qo_i = Qo_{Total} \frac{k_i h_i}{\sum_{i=1}^n k_i h_i}$$

Donde:

$Q_{oi}$ : Gasto de aceite de la zona  $i$

$Q_o$  total: Gasto total de aceite, gas o agua del pozo

$k$ : Permeabilidad de la zona  $i$

$h$ : Espesor neto de la zona  $i$

Utilizando las características petrofísicas de los intervalos productores, la producción de los pozos y la base de datos

histórica de intervenciones, se obtuvo el porcentaje de la producción aportada por cada arenisca.

Con el empleo de la herramienta APPY se redujo considerablemente el tiempo estimado para la elaboración de este trabajo, además desencadenó diferentes acciones para desarrollar el estudio más detallado y completo, **Figuras 7 y 8.**

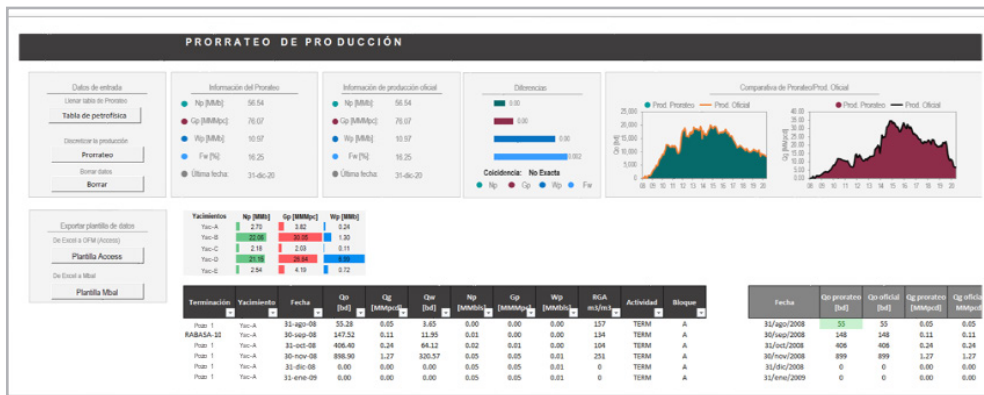


Figura 7. Discretización de la producción, APPY.

En la Figura 7 se observa la pantalla de la herramienta APPY, en la pestaña de prorrato, la cual presenta la cantidad de yacimientos productores del pozo 1. En este caso 5 areniskas, por lo que se utilizó el  $K \cdot h$  del sumario

petrofísico y la ecuación antes mencionada, para prorratar la producción y obtener las acumuladas de los fluidos y compararlas con la registrada, además de estimar el  $Q_o$  que aporta cada yacimiento.

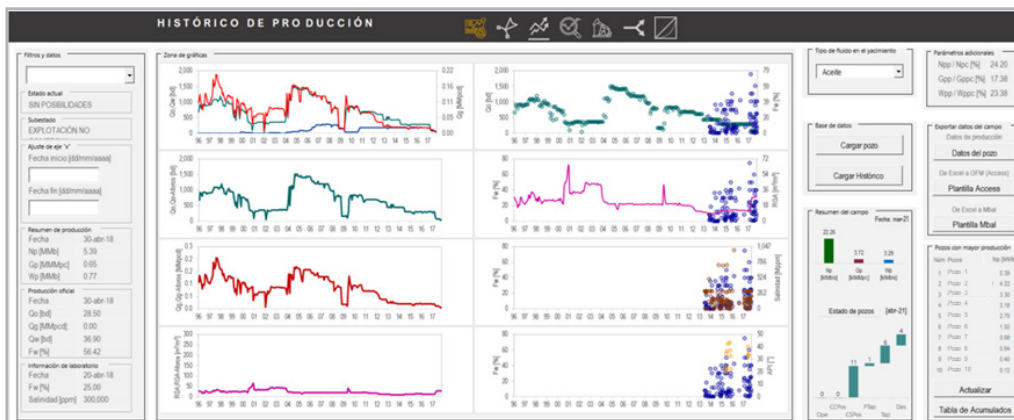


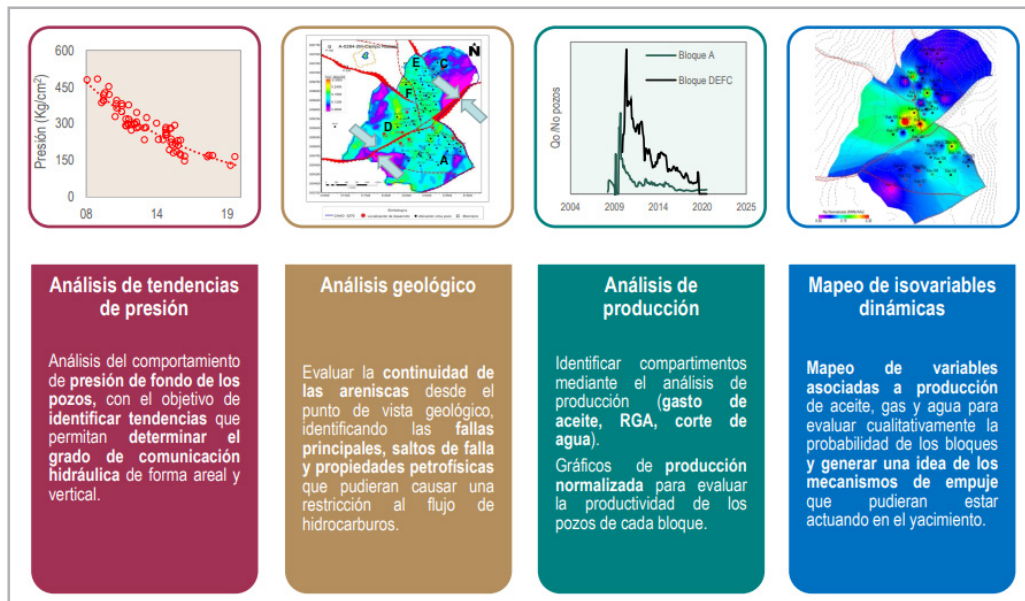
Figura 8. Visualización de la información de un pozo.



## Evaluación del comportamiento dinámico y compartimentalización de los diferentes yacimientos

En la Figura 8 se observa la pestaña del histórico de producción de la herramienta APPY, del lado izquierdo los datos principales del pozo como acumuladas y gastos de producción, después las gráficas de historia de producción y de aforos que se han realizado en el pozo. Continuando con información de acumuladas del campo y el estado de pozos.

Una vez contando con la producción discretizada por yacimiento, es posible realizar estudios dinámicos que permitan evaluar la comunicación hidráulica a lo largo de las areniscas productoras utilizando información de presión estática, producción de los pozos e información de geociencias. La metodología para la evaluación de la compartimentalización se muestra en la **Figura 9**.



**Figura 9.** Metodología utilizada para evaluación de comunicación hidráulica.

La metodología se implementó en las dos areniscas principales del campo; sin embargo, en este trabajo se describirá el flujo de trabajo utilizando como ejemplo el Yacimiento A.

### Análisis del yacimiento A

Utilizando la herramienta APPY se logró discretizar la producción del yacimiento A, el cual inició su producción en agosto de 2008 en la parte sur del campo. En abril de

2015, alcanzó su máxima producción de 9,800 bd de aceite con 15 pozos y un corte de agua de 2%. Este yacimiento ha acumulado 18.3 MMB de aceite, 32.1 Bcf de gas y 1.2 MMB de agua. La presión inicial de la arenisca fue de 470 kg/cm<sup>2</sup> y alcanzó la presión de burbuja en 2015; actualmente su presión estimada es de 130 kg/cm<sup>2</sup>, **Figura 10**. La baja producción de agua a lo largo de la historia de producción y su comportamiento de presión, marcó un indicio de que el yacimiento pudiera tener un soporte limitado de presión de un acuífero, (comportamiento volumétrico).

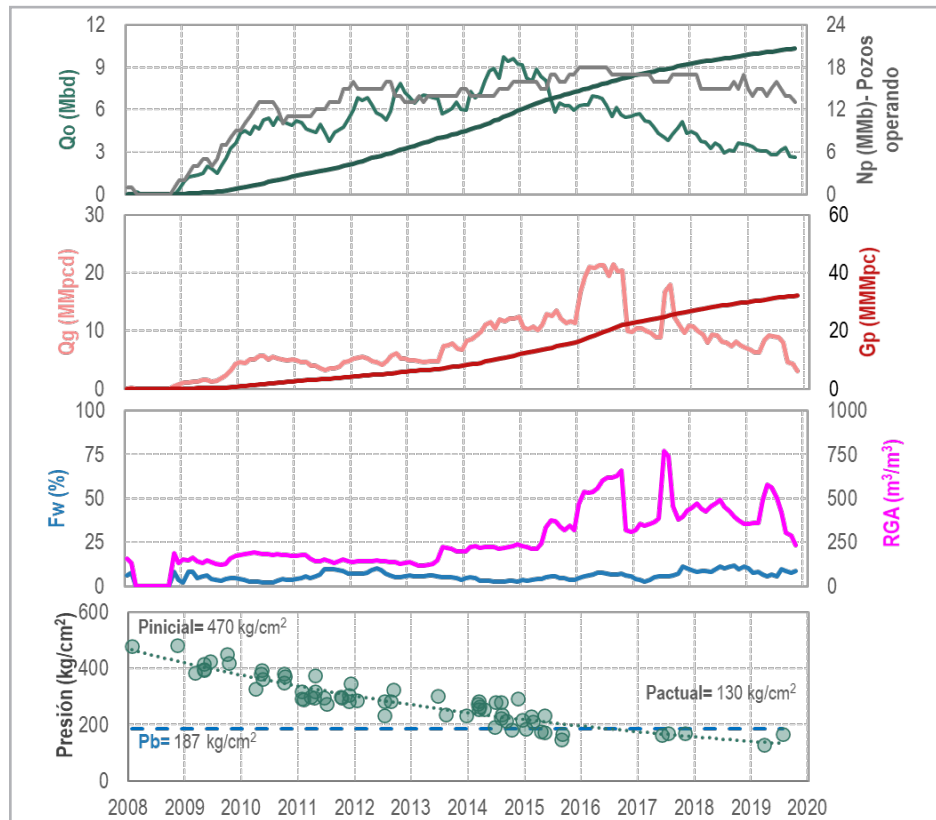


Figura 10. Historia de producción del yacimiento A.

En la **Figura 11** se graficaron los puntos de presión agrupados por bloque de acuerdo con criterios geológicos, con el objetivo de detectar la transmisibilidad de las fallas existentes en el yacimiento A. En esta gráfica se observa que los valores de presión del bloque A son menores con

respecto a las de los bloques D, E, C y F. Para trasladar las presiones observadas a una misma profundidad se utilizó un plano de referencia general para todo el yacimiento, el cual corresponde a la profundidad donde se presenta el 50% del volumen poroso acumulado de la arena en cuestión.

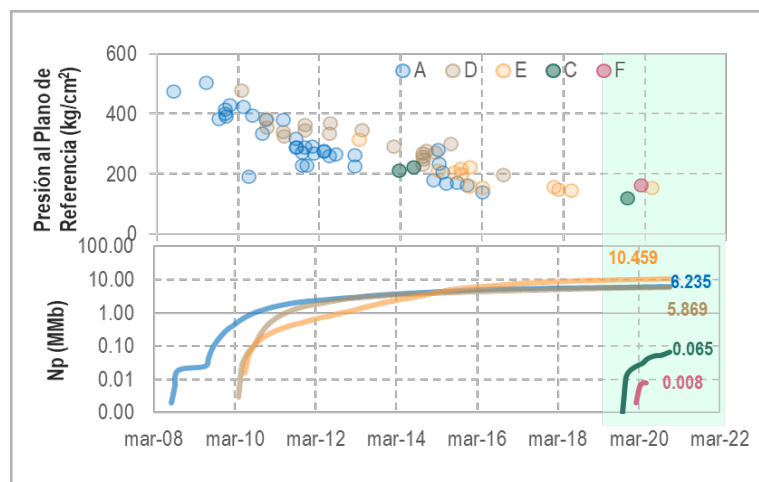
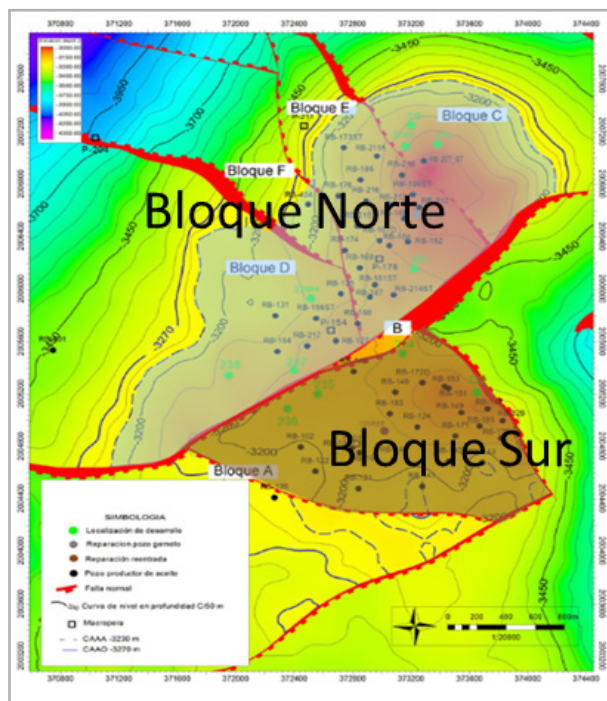


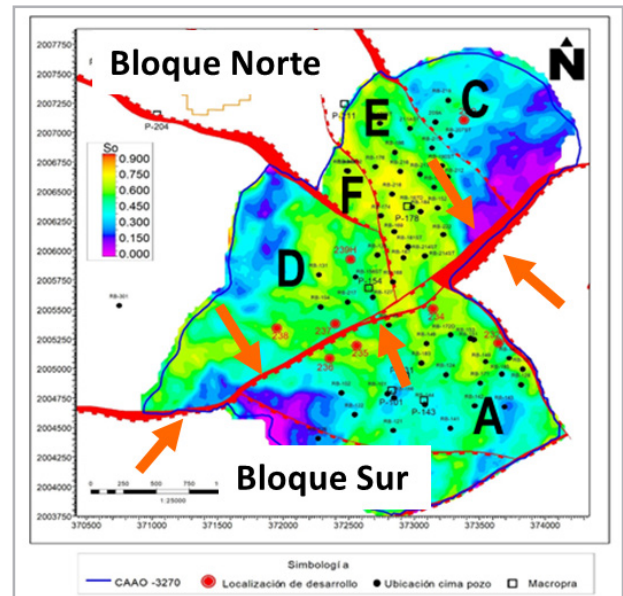
Figura 11. Análisis de presión y producción acumulada del yacimiento A.

Con las observaciones del comportamiento de presión, se identificó que los bloques D, E, C y F se encuentran comunicados hidráulicamente, y que las fallas geológicas en el yacimiento no son sellantes. Este planteamiento se confirmó con los puntos de presión del bloque F, donde se esperaba encontrar presiones originales y en realidad el valor de presión inicial estaba en tendencia con el resto de los bloques mencionados. A partir de estas observaciones, los bloques D, E, C y F se agruparon en este estudio en un único bloque, al que se denominó bloque Norte. Para ser consistentes con la nomenclatura, el bloque A, se renombró como bloque Sur, **Figura 12**.



**Figura 12.** Compartimentalización del yacimiento A.

En la **Figura 13** se pueden observar las fallas geológicas, siendo la falla que se encuentra entre el bloque Norte y Sur la de mayor salto con 100 mv, espesor importante, considerando que el mayor espesor del bloque Norte es de 45 mv, con lo que se sustenta desde el punto de vista geológico que no existe comunicación entre ambos bloques.



**Figura 13.** Bloques del yacimiento A.

Adicionalmente se realizó el análisis de la producción para confirmar la compartimentalización entre los bloques. El gráfico utilizado fue de producción normalizada de aceite ( $Q_o/N_o$  pozos vs tiempo) para poder evaluar el potencial productivo de cada bloque, **Figura 14**.

Como era de esperarse, el bloque Sur presentó un menor potencial de producción, **Figura 15**, lo cual es consistente con el mayor abatimiento de presión previamente identificado en la Figura 11.

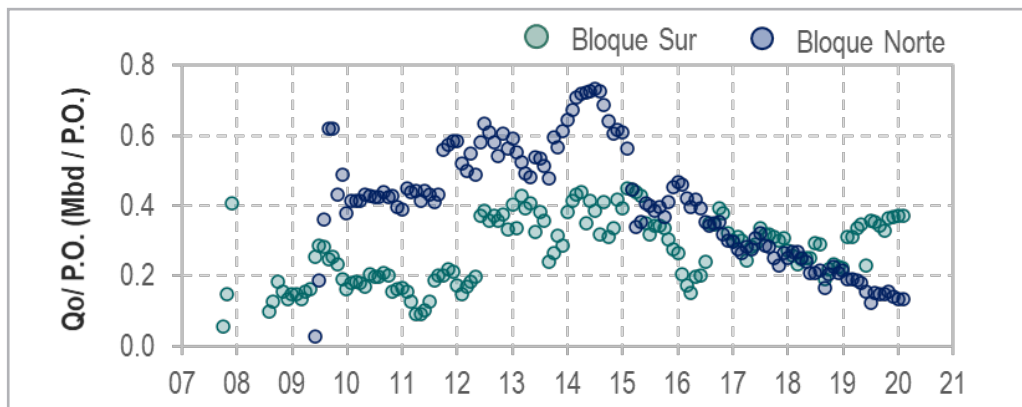


Figura 14.  $Q_o/No$  pozos vs tiempo.

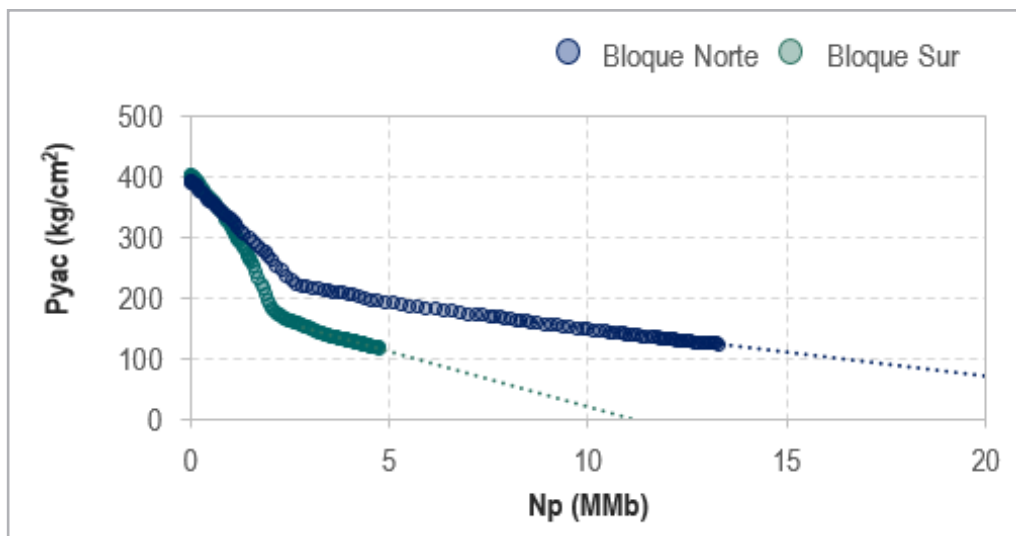
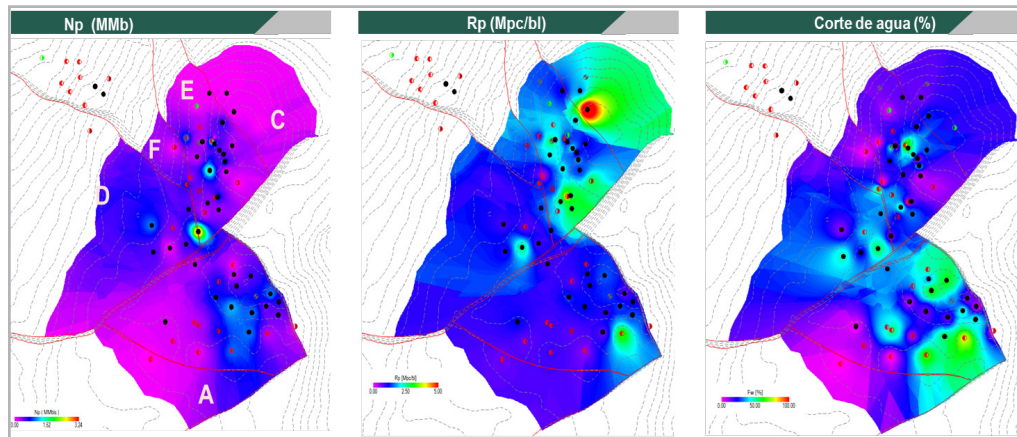


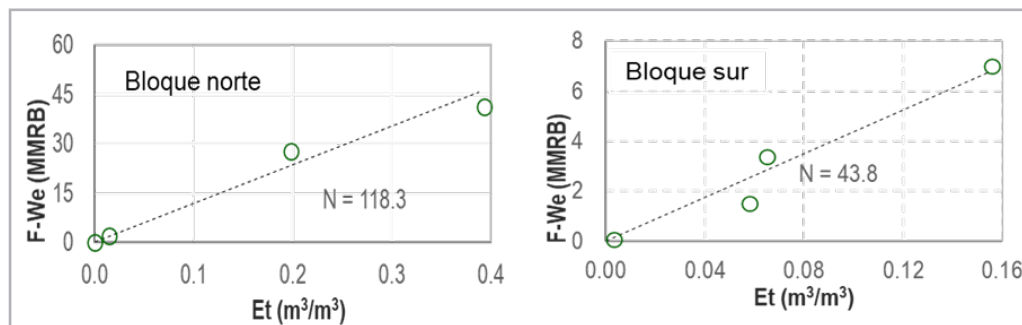
Figura 15. Comportamiento de presión en función de la extracción.

Para entender la heterogeneidad de producción a lo largo del yacimiento, se muestran algunos mapas de isoproducción en la **Figura 16**.



**Figura 16.** Mapa de isoproducción del yacimiento A.

Finalmente, confirmados los bloques con comportamiento dinámico similar, se realizaron cálculos de balance de materia para estimar el volumen original de cada bloque, como se muestra en la **Figura 17**.



**Figura 17.** Estimación del volumen original de aceite.

Con el análisis de balance de materia se confirman dos hipótesis planteadas en esta sección: los bloques del yacimiento A tienen comportamiento volumétrico, y el bloque Norte es considerablemente mayor al bloque Sur. (El balance de materia se realizó en un software comercial).

**Diagnóstico de la dinámica de flujo y propuestas para la optimización del desarrollo**

Para ilustrar el flujo de trabajo utilizado, se tomará como base el bloque Sur del yacimiento A, donde utilizando balance de materia se estimó un volumen original de 43.8 mmb aceite y un comportamiento de yacimiento volumétrico, como se ilustra en el gráfico de índices de empuje, **Figura 18**.

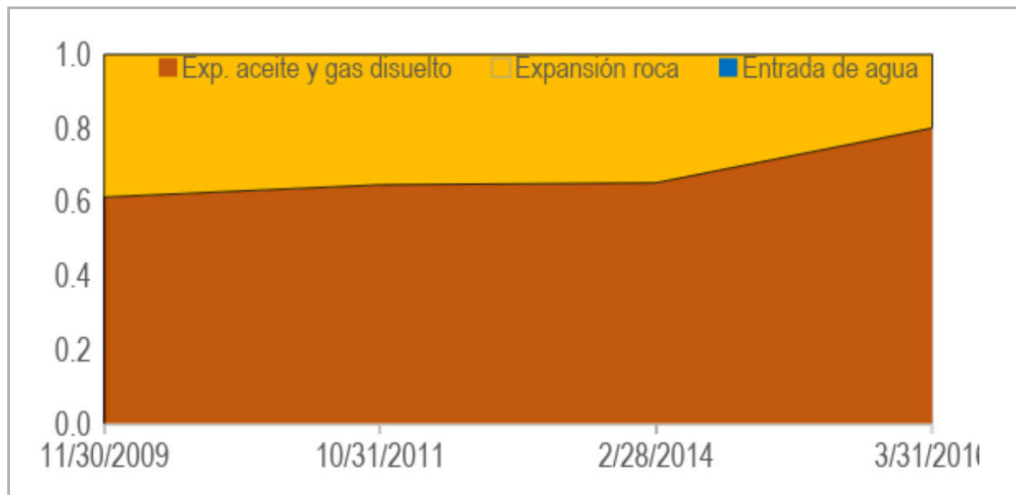


Figura 18. Mecanismos de empuje del bloque Sur, yacimiento A.

Al evaluar los índices de empuje del bloque Sur, es evidente que existe la oportunidad de incrementar el factor de recuperación mediante la implementación de un proceso de inyección de agua. Para evaluar los beneficios de la inyección de agua se realizaron tres pronósticos de producción utilizando el modelo de balance de materia creado:

- **Caso base:** proyección de la producción sin considerar inyección de agua, ni producción incremental.

- **Caso 2:** Inyección de agua periférica para lograr un mantenimiento de presión.
- **Caso 3:** Inyección de agua a un factor de reemplazo mayor a 1, para represar el yacimiento hasta la presión de saturación, Figuras 19 y 20.

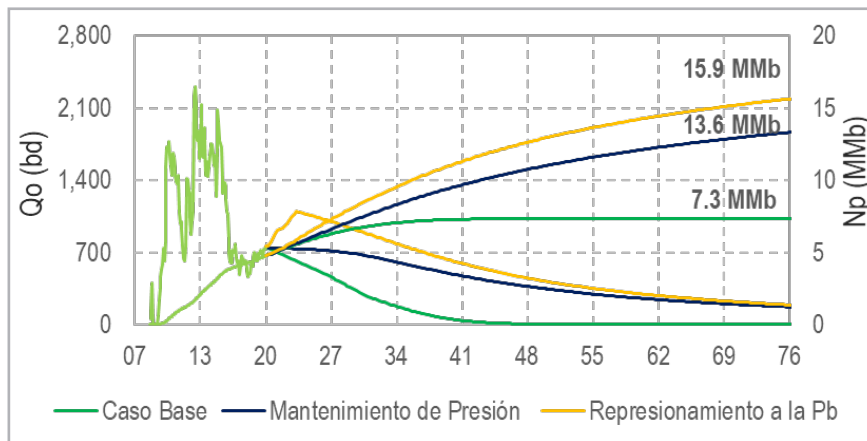


Figura 19. Evaluación de la inyección de agua respecto a la producción.

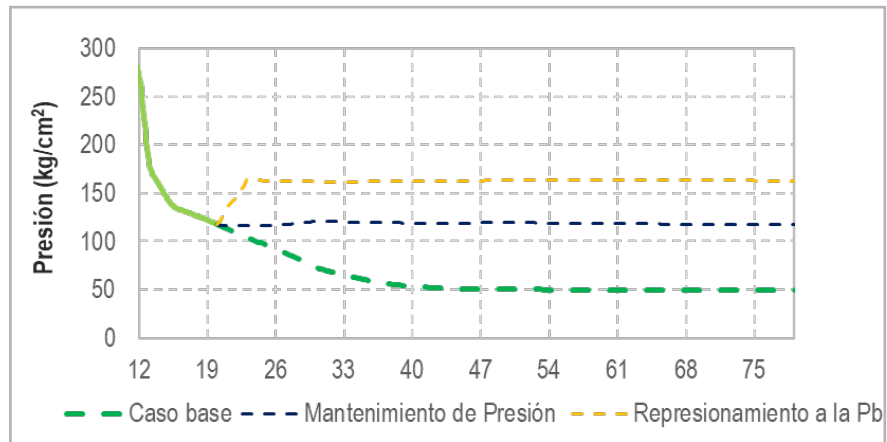


Figura 20. Evaluación de la inyección de agua respecto a la presión.

Los resultados de los escenarios planteados se muestran en la **Tabla 4**.

| Caso          | ROA(MMb) | RRA (MMb) | FR (%) |
|---------------|----------|-----------|--------|
| Base          | 7.3      | 2.5       | 17.4   |
| 2 (Iny. agua) | 13.6     | 8.8       | 32.2   |
| 3 (Rep. a Pb) | 15.9     | 11.19     | 38.0   |

Tabla 4. Reserva estimada en los diferentes escenarios.

Tomando el Caso 2 como ejemplo, se realizaron sensibilidades para el número de pozos adicionales requeridos para acelerar la recuperación de aceite, como se muestra en la **Figura 21**.

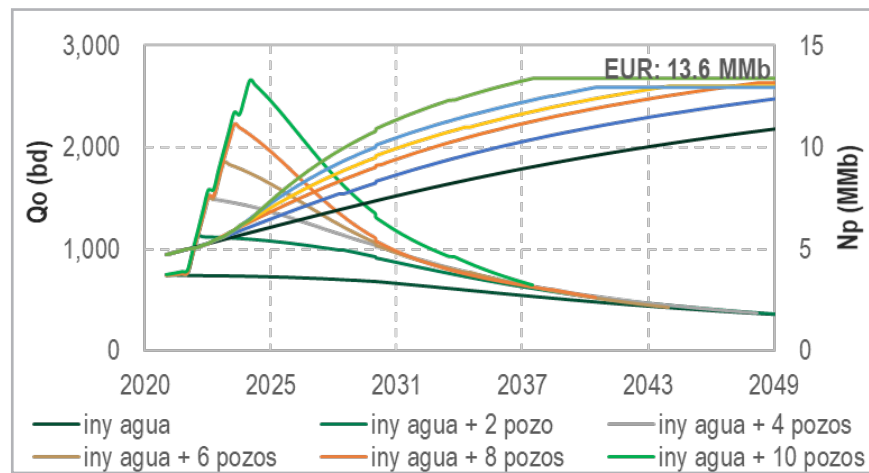
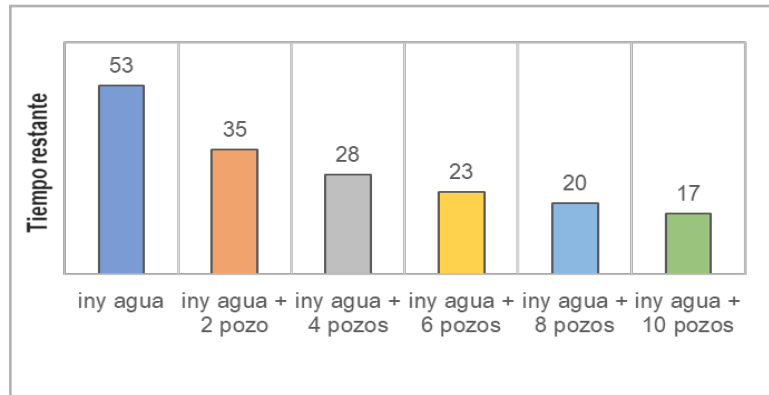


Figura 21. Escenarios de producción de aceite vs Np.

En la **Figura 22** se puede observar la reducción en los tiempos para la recuperación de aceite, asociada al incremento del número de pozos, complementando así la información previamente disponible para la inyección de agua.



**Figura 22.** Tiempo restante para recuperar la reserva remanente.

Los resultados presentados en este trabajo se pueden mejorar utilizando herramientas más avanzadas, como la simulación numérica, en donde se contemple la heterogeneidad del yacimiento. Adicionalmente se debe realizar una evaluación económica que confirme la viabilidad de las opciones planteadas, sin embargo, estos procesos exceden el alcance de este estudio.

## Conclusiones

El desarrollo de yacimientos con terminaciones tipo commingled permite el desarrollo de campos que de otra forma resultarían poco atractivos. Sin embargo, a nivel de caracterización dinámica se tienen retos importantes, los cuales se acentúan si no se cuenta con la información suficiente.

En este trabajo se presentó una metodología y una herramienta para su implementación, que permite el prorrateo automático de la producción a nivel de yacimiento, con lo cual se reducen los tiempos de trabajo de forma considerable y se asegura su reproducibilidad.

Una vez resuelto el problema del prorrateo de producción, se pueden utilizar diferentes técnicas de análisis de ingeniería para entender el comportamiento dinámico del yacimiento y realizar propuestas para la optimización de su desarrollo.

En este trabajo se elaboraron modelos dinámicos representativos del comportamiento de los yacimientos, que son la base para sustentar los valores de reservas y los proyectos de recuperación secundaria.

Se ha establecido que los resultados de este análisis deben corroborarse con técnicas de simulación numérica de yacimientos y realizar una evaluación económica, que verifique la viabilidad del proyecto de recuperación secundaria.

## Referencias y bibliografía

Ahmed, T. 2001. *Reservoir Engineering Handbook*, second edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.

----- 2006. *Reservoir Engineering Handbook*, third edition. Burlington, Massachusetts: Elsevier/Gulf Professional Publishing.

Dake, L. P. 1978. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific.

Desarrollo de la Herramienta APPY (Para el Análisis Práctico de Producción de Pozos y Campos) cuenta con un certificado de derechos de autor, No. 03-2021-100114270500-01.



PEMEX. Exploración y Producción. 2022. Guía Operativa para Realizar Balance de Materia en Yacimientos.

Poston, S. W. y Poe, B. D. Jr. 2008. *Analysis of Production Decline Curves*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineering.

Rodríguez Nieto, R. 1987. *Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo. FI/DICT/87-026.

## Resumen sintetizado

La terminación tipo commingled aumenta la rentabilidad y el ciclo de vida de los yacimientos. En las terminaciones donde

se produce de diferentes yacimientos simultáneamente mediante la misma tubería de producción, es conveniente realizar PLT's (Production Logging Tool). Sin embargo, en la mayoría de los casos no se cuentan con ellos, aumentando la incertidumbre en la producción y en los análisis dinámicos.

Debido a esto se desarrolló una herramienta para distribuir la producción de cada yacimiento; optimizando el tiempo de entrega de resultados. En el presente trabajo se utilizó la herramienta para distribuir la producción de 10 yacimientos.

Se logró desarrollar una metodología para la evaluación del comportamiento dinámico y compartimentalización de los diferentes yacimientos, permitiendo realizar el análisis de balance de materia, la determinación de los mecanismos de empuje y diversos escenarios para el incremento del factor de recuperación y reservas remanentes a documentar.

## Semblanza de los autores

### Yuliana Ivette Torres García

Egresada de la Universidad Politécnica del Golfo de México. Se ha desempeñado como Ingeniera de yacimientos en diferentes proyectos: en 2013 en el proyecto Jujo Tecminoacán, Bellota Chinchorro en 2015 y 2017 en Cinco Presidentes. En 2020 se integró al equipo núcleo de la Gerencia de Planes de explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción de PEP. En junio 2020 obtuvo el grado de Maestra en administración de la energía y sus fuentes renovables en el Tecnológico de Monterrey. Es miembro de la SPE México y del CIPM sección Villahermosa. Ha participado como expositor en diversas conferencias.

### Humberto Iván Santiago Reyes

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM como Ingeniero Petrolero, obteniendo Mención Honorífica. Durante su carrera en la industria privada se ha desempeñado como ingeniero del segmento ALS de la compañía Schlumberger y analista de productividad de pozos de la compañía COPIA en el AIPRA. En Pemex se ha desempeñado como Ingeniero de Diseño de Perforación y reparación de pozos del Activo Integral Macuspana-Muspac, ingeniero de yacimientos del Proyecto Ku-Maloob-Zaap y actualmente como ingeniero de yacimiento del grupo núcleo de la Gerencia de Planes de Explotación. Es miembro de la SPE México y del comité del CIPM sección Villahermosa.

### Rafael Méndez García

Egresado del Instituto Politécnico Nacional como Ingeniero Petrolero con la mención de mejor promedio de la generación 2008-2012. Durante su carrera profesional ha trabajado como Ingeniero de Diseño de Perforación y Terminación de Pozos en el Activo Integral de Producción Samaria Luna (2013-2014). De 2015-2018 se desempeña como Ingeniero de yacimientos en los campos del Proyecto de Explotación Delta del Grijalva. De 2019-2021 trabaja como Ingeniero de yacimientos de los campos prioritarios de PEP en el grupo núcleo de la Gerencia de Planes de Explotación. Actualmente se desempeña como Ingeniero de yacimientos en la Gerencia de Certificación de Reservas.

### **Eder Castañeda Correa**

Egresado de la Facultad de Ingeniería, UNAM. Se desarrolló como Ingeniero de yacimientos en Pemex en el “Proyecto de Explotación Delta del Grijalva”. Posteriormente pasó a ser parte de la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción, en donde su función es la caracterización dinámica de campos de la Región Sur. Cuenta con dos artículos técnicos publicados en la revista Ingeniería Petrolera.

### **Ángel Adrián Ramírez Méndez**

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Politécnica del Golfo de México. Se ha desempeñado como Ingeniero de yacimientos en el Activo de Producción Bellota Jujo de 2015-2019, y actualmente en la Gerencia de Planes de Explotación. Es miembro activo de la SPE y CIPM.

### **Giddel Hernández Martínez**

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad del Istmo. Trabajó en Iberoamericana de Hidrocarburos como Ingeniero de yacimientos-productividad en los años 2013-2015 y 2017-2019. Participó en el programa de inducción para recién egresados en 2015 impartido por el IMP.

Trabajó en Pemex como Ingeniero de yacimientos de 2015-2017 en el proyecto Delta del Grijalva. Actualmente, se desempeña en Pemex como Ingeniero de yacimientos en la Gerencia de Planes de Explotación. Miembro de la SPE. Desarrolló la herramienta APPY con certificado de derechos de autor No. 03-2021-100114270500-01. Ha participado en Jornadas Técnicas y el Congreso Mexicano del Petróleo.