

Identificación y cuantificación de flujo cruzado mediante análisis de caídas de presión (Análisis nodal®) y balance de materia

*Juan Manuel Ham Macosay
Jorge Enrique Paredes Enciso
Pemex*

Artículo recibido en noviembre de 2021-revisado, evaluado y aceptado en agosto de 2022

Resumen

El trabajo muestra una metodología para el análisis y cuantificación de pérdida de producción en pozos con más de dos zonas productoras de aceite.

La pérdida de producción se presenta cuando la presión estática de una de las zonas es menor con respecto a las otras y existe un flujo de aceite de la zona con mayor presión a la zona de menor presión. En condiciones dinámicas el flujo cruzado también ocurre cuando la presión de la zona es menor a la presión de fondo fluyendo.

La metodología consiste en evaluar el potencial del pozo a través del índice de productividad y de las curvas de afluencia de las diferentes zonas; posteriormente se integra el modelo de pérdidas de presión conocido por análisis nodal® de Mach, Proano y Brown (1979) a un modelo de yacimiento de balance de materia para validar volúmenes originales de aceite y simular la estrategia de explotación. Es importante evaluar la estrategia de explotación debido a que el agotamiento de las zonas puede llegar a propiciar el flujo cruzado en un futuro.

Este trabajo contiene tres aplicaciones en los campos A, B, y C en los que se implementa la metodología a modelos sintéticos, para representar diferentes condiciones dinámicas, simulando el flujo cruzado y un caso real de estudio.

Palabras clave: Flujo cruzado, zona ladrona, análisis de caídas de presión, análisis nodal, balance de materia fluyente, índice de productividad.

Identification and quantification of crossflow through pressure loss analysis (nodal analysis™) and material balance

Summary

The work shows a methodology for the analysis and quantification of production loss in wells with more than two oil-producing zones.

Production loss occurs when the static pressure of one of the zones is lower than the others and there is an oil flow from the zone with higher pressure to the zone with lower pressure. Under dynamic conditions, crossflow also occurs when the zone pressure is less than the flowing bottomhole pressure.

The methodology consists of evaluating the potential of the well through the productivity index and the inflow curves of the different zones; subsequently, the pressure loss model known as nodal analysis™ is integrated into a material balance reservoir model to validate original volumes of oil and simulate the exploitation strategy. It is important to evaluate the exploitation strategy since the depletion of the zones can lead to cross flow in the future.

This article contains three applications on A, B, and C fields in which the methodology is implemented to synthetic models, to represent different dynamic conditions, simulating crossflow and a real case study.

Keywords: Crossflow, thief zone, pressure drop analysis, nodal analysis, flowing material balance, productivity index.

Objetivo

Existen formaciones que pueden llegar a presentar más de dos zonas productoras independientes, lo cual puede suponer una ventaja o desventaja desde el punto de vista de producción y normatividad. En un caso ideal, las diferentes zonas productoras estarán separadas por unos cuantos metros y contarán con propiedades de roca y fluidos similares y sus presiones presentarán una variación pequeña debido a la profundidad; para este escenario es factible producir ambas formaciones desde un inicio.

Por otro lado, es posible encontrar formaciones separadas verticalmente por cientos de metros, causando una diferencia significativa en las propiedades de los fluidos, la roca, la presión y el volumen original; estas condiciones son favorables para que se presente el fenómeno conocido por “flujo cruzado” en el pozo, y es característico cuando una zona recibe producción en lugar de aportarla, **Figura 1**.

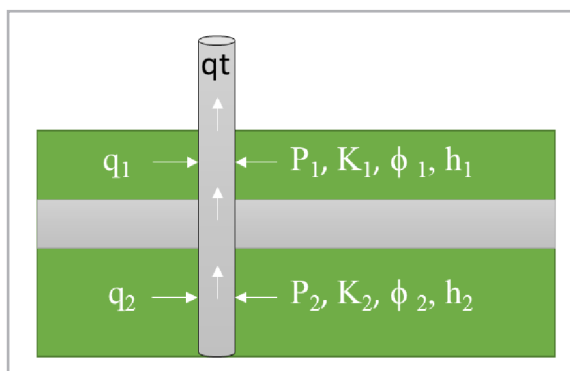


Figura 1. Modelo esquemático de un yacimiento con zonas productoras múltiples, también conocido por multi-capas.

A continuación, se presenta una metodología de análisis para la identificación y cuantificación del flujo cruzado durante la vida productiva del campo, la cual se complementa con un análisis de balance de materia fluyente para estimar el volumen total de las zonas productoras. Al utilizar la producción total y presiones de fondo fluyendo, no es necesario discretizar la producción ni cerrar el campo para tomar registros de presión de fondo cerrado.

Identificación y cuantificación de flujo cruzado

Comúnmente, para identificar flujo cruzado se utiliza una herramienta de registros de producción (PLT por su acrónimo en inglés) dentro del pozo; los datos de presión, temperatura, densidad y producción obtenidos por la herramienta se interpretan para cuantificar el flujo y el tipo de fluido de las zonas productoras.

Se realizan varias pasadas de esta herramienta, preferentemente en la cara de la formación, para cuantificar la producción en función del movimiento de los molinetes.

En condiciones estáticas (pozo cerrado), es posible identificar el flujo cruzado con el movimiento de los molinetes dentro del pozo; en condiciones fluyentes, la herramienta cuantifica los caudales, lo que permite discretizar el aporte por zonas; sin embargo, en condiciones dinámicas es posible que la presión de fondo fluyendo sea lo suficientemente baja para permitir fluir varias zonas con diferentes presiones.

Para cuantificar el flujo cruzado mediante el análisis nodal, se debe generar la curva de afluencia, conocido en inglés por Inflow Performance Relationship (IPR) de cada zona productora y la IPR total del pozo. El ajuste de la presión de fondo fluyendo, permite determinar el flujo cruzado entre las capas o zonas y cuantificar la pérdida de producción; mientras menor sea la presión de fondo fluyendo con respecto a la presión de las zonas, más baja será la probabilidad de que se presente flujo cruzado.

Los parámetros principales que determinan un flujo cruzado entre zonas productoras son los siguientes:

- Tener varios intervalos abiertos con presiones diferentes; también puede presentarse el caso de flujo cruzado debido a una mala cementación y tener flujo en el espacio entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo.
- Presión de yacimiento y presión de fondo fluyendo, son las principales causantes del flujo cruzado.
- Fecha de apertura de las diferentes zonas productoras.
- La diferencia en el valor de los índices de productividad (IP).
- Volumen original de las capas productoras.

La condición crítica para presentar un flujo cruzado es tener una zona de baja presión con un volumen original pequeño y un alto índice de productividad, lo cual la haría una zona de mayor capacidad de admisión, y adicionalmente tener otra zona abierta con una presión mayor, mayor volumen y un índice de productividad alto.

En la **Tabla 1** se presentan las principales combinaciones y sus consecuencias para el flujo cruzado.

Tiempo de explotación	Presión de yacimiento en las zonas	Índice de productividad de las zonas	Volumen original por zona	Presencia de flujo cruzado
<i>Inicio de explotación de las zonas al mismo tiempo</i>	<i>Presión de los yacimientos igual o similar en todas las zonas</i>	<i>Índice de productividad similar o igual en todas las zonas</i>	<i>Volumen original similar en todas las zonas</i>	<i>Baja probabilidad de flujo cruzado</i>
<i>Inicio de explotación de las zonas a tiempo diferentes</i>	<i>Presión de los yacimientos similar</i>	<i>Índice de productividad similar o igual en todas las zonas</i>	<i>Volumen original similar</i>	<i>Baja probabilidad de flujo cruzado</i>
<i>Inicio de explotación de las zonas al mismo tiempo</i>	<i>Presión de los yacimientos diferentes</i>	<i>Índice de productividad similar o igual en todas las zonas</i>	<i>Volumen original similar</i>	<i>Posible flujo cruzado si la diferencial de presión es muy alta</i>
<i>Inicio de explotación de las zonas al mismo tiempo</i>	<i>Presión igual o similar en todas las zonas</i>	<i>Índice de productividad diferente en las zonas</i>	<i>Volumen original similar</i>	<i>Baja probabilidad de flujo cruzado, no todas las zonas van a producir a su máximo potencial</i>
<i>Inicio de explotación de las zonas al mismo tiempo</i>	<i>Presión igual o similar en todas las zonas</i>	<i>Índice de productividad similar o igual en todas las zonas</i>	<i>Volumen original diferente en las zonas productoras</i>	<i>Baja probabilidad de flujo cruzado dependerá del agotamiento.</i>

Tabla 1. Principales parámetros que influyen en el comportamiento del flujo cruzado.

Finalmente, se debe de simular la estrategia de explotación con los pozos de relleno o adicionales, para cuantificar el vaciamiento de cada zona a lo largo del tiempo y comprobar si dicha caída de presión afecta a la producción, convirtiéndola en un futuro en una potencial zona ladrona.

Metodología de análisis:

- A. Es necesario contar con la información de presiones estáticas iniciales y fluyentes del pozo, registros de producción, mediciones, condiciones operativas, estado mecánico e histórico de intervenciones.
- B. Determinar los volúmenes originales mediante los métodos aplicables, volumétrico o por balance de materia. En este tipo de circunstancias, el método de balance de materia fluyente es de gran utilidad para determinar el volumen original total de aceite cuando se tienen varias zonas productoras; si bien, no es posible discretizar el volumen, si puede determinarse el total, de ahí la importancia de bajar sensores de presión permanente en los pozos.

- C. En etapas tempranas de explotación, es recomendable utilizar los volúmenes estimados volumétricamente mediante el modelo estático. En caso de contar con suficiente historia de presión–producción, es posible realizar un análisis de balance de materia ajustando los datos históricos para determinar los volúmenes de hidrocarburos.

Ecuación de balance de materia

Se puede realizar un análisis de balance de materia convencional, siempre y cuando se cuente con información de presión y producción discretizada por yacimiento. Es factible cuando se produce de varios yacimientos secuencialmente y se obtienen datos durante suficiente tiempo para realizar un balance de materia convencional para cada yacimiento, cabe resaltar que dichos volúmenes deben compararse con los volúmenes estáticos y no tener grandes desviaciones en sus valores.

La ecuación general de balance de materia para yacimientos de aceite Schilthuis (1941) se define en la ecuación 1.

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w = N \left[(B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + (B_{oi} \left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p) \right] \quad (1)$$

Balance de materia fluyente

El balance de materia fluyente permite calcular o estimar dinámicamente el volumen drenado, ya que, en lugar de emplear presiones estáticas, utiliza la presión de fondo fluyendo del pozo y la presión inicial; en caso de tener varias formaciones productoras el volumen total observado es el volumen de todas las zonas productoras.

El balance de materia fluyente Doublet, Pande, McCollum y Blasingame (1994), ocupa la ecuación de flujo en estado pseudo estacionario, como se muestran en las ecuaciones 2, 3, 4 y 5, y **Figura 2**.

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_o} = 141.2 \frac{\mu_o B_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4}{e^\gamma} \frac{1}{C_A} \frac{A}{r_w^2} \right] + s \right] + \frac{1}{N C_t} \frac{B_o}{B_{oi}} \frac{N p}{q} \quad (2)$$

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_o} = b_{o,pss} + m_{o,pss} \frac{N p}{q_o} \quad (3)$$

$$m_{o,pss} = \frac{1}{N C_t} \frac{B_o}{B_{oi}} \quad (4)$$

$$b_{o,pss} = 141.2 \frac{\mu_o B_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4}{e^\gamma} \frac{1}{C_A} \frac{A}{r_w^2} \right] + s \right] \quad (5)$$

En el caso de presentar un acuífero la ecuación, se puede incorporar el parámetro de entrada de agua W_e , ecuación 6.

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_o} = b_{o,pss} + m_{o,pss} \left(\frac{Np}{q_o} - \frac{W_e - W_p B_w}{q_o B_{oi}} \right) \quad (6)$$

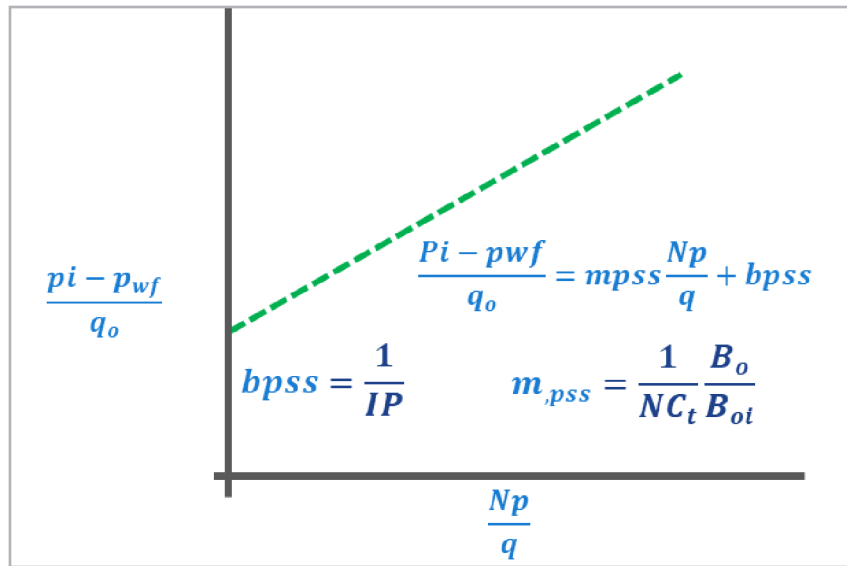


Figura 2. Balance de materia fluyente.

Una vez determinados los volúmenes originales de aceite, es necesario determinar el potencial de producción mediante el análisis nodal de cada zona y total del pozo, ajustando las pruebas de presión - producción.

Consideraciones:

- Flujo pseudo estacionario.
- Propiedades similares en todas las zonas o formaciones productoras.

- Se conocen las propiedades de las zonas.
- Presión llevada a un plano de referencia.

Es posible utilizar cualquier método para la estimación del IPR; en el trabajo presente se abordará el método de IP y Vogel (1968).

Procedimiento para IPR de cada capa, el cual consta de las siguientes etapas:

1. Calcular q_o en función de J (IP) a diferentes presiones de fondo fluyendo; para yacimientos con aceite saturado, utilizar el modelo de IPR de Vogel para presión de yacimiento por debajo de la presión de saturación.

$$J(\bar{P} - P_{wf}) = q_o \quad (7)$$

2. Determinar el gasto máximo.

$$J(\bar{P} - 0) = AOF \quad (8)$$

$$J(\bar{P} - 0.44P_b) = AOF \quad (9)$$

3. Determinar q_o a la presión de saturación.

$$q_{ob} = J(\bar{P} - P_b) \quad (10)$$

4. Calcular el q_o a diferentes presiones de fondo fluyendo.

$$q_o = q_{ob} + \frac{J^*P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (11)$$

IPR combinada, (varias zonas)

1. Determinar la presión estática promedio de las zonas productoras.

$$\bar{P}_c = \sqrt{\frac{80 \sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i} + (\sum_{i=1}^n J_i^*)^2 - \sum_{i=1}^n J_i^*}{8 \sum_{i=1}^n \frac{J_i^*}{\bar{P}_i}}} \quad (12)$$

Alternativamente se puede utilizar la fórmula siguiente para calcular la presión promedio estática de todas las zonas:

$$\bar{P}_c = \frac{\sum_{i=1}^n J_i^* \bar{P}_i}{J_c} \quad (13)$$

2. Para cuando P_{wf} es mayor a P_b , estimar q_o con J (IP).

$$\sum_{i=1}^n J_i^* (\bar{P}_i - P_{wf}) = q_{oc} \quad (14)$$

3. Para P_{wf} menor que P_b , determinar el gasto máximo.

$$J_c = \sum_{i=1}^n J_i \tag{15}$$

$$AOF_c = \sum_{i=1}^n q_{obi} + \frac{J_i * P_{bi}}{1.8} \tag{16}$$

4. Determinar la presión de saturación aparente.

$$(\bar{P}_c - 0.44P_{bc}) = AOF_c, P_{bc} = \frac{\bar{P}_c - AOF_c}{0.44} \tag{17, 18}$$

5. Determinar q_o a la P_b aparente.

$$q_{obc} = J_c(\bar{P}_c - P_{bc}) \tag{19}$$

6. Calcular q_o a diferentes P_{wf} .

$$q_{oc} = q_{obc} + \frac{J_c * P_{bc}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{bc}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{bc}} \right)^2 \right] \tag{20}$$

Determinar la existencia de flujo cruzado bajo condiciones actuales, mediante la IPR combinada y la presión de fondo fluyendo del pozo. De ser posible, corroborar con registros de presión y de producción PLT.

tiene una presión de yacimiento de 276 kg/cm² y un IP de 1.5; la zona número 2 tiene una presión de yacimiento de 460 kg/cm² y un IP de 1.29; ambas zonas son productoras a una presión de fondo fluyendo de 211 kg/cm². La zona # 1 produce 1,419 bd; la zona # 2 produce 4,486 bd; en total se tiene una producción de 5,905 bd.

En la **Figura 3** se puede observar un ejemplo de una IPR combinada por dos zonas productoras. La zona número 1

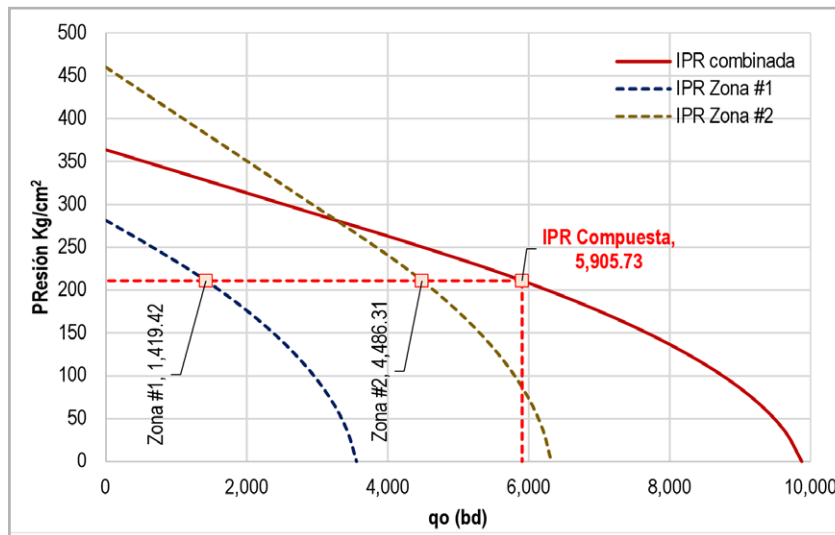


Figura 3. IPR de combinada de dos zonas con diferente presión.

Si la presión de fondo fluyendo se incrementa a 316 kg/cm², **Figura 4**, se observa que la zona #1 se convierte en una zona ladrona bajo condiciones dinámicas y el flujo cruzado estará

presente. La zona #1 resta una producción de 750 bd, la zona #2 produce 2,625 bd, en total se tiene una producción de 1,875 bd, **Figura 5**.

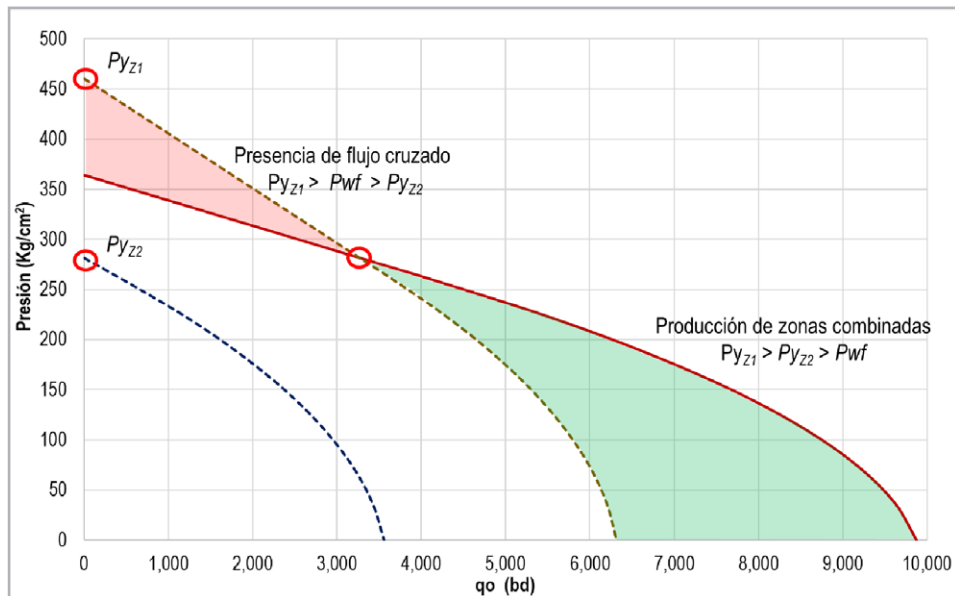


Figura 4. IPR combinada mostrando zona ladrona identificada de color rojo, la zona de producción combinada es identificada de color verde.

Bajo estas condiciones es factible producir únicamente de la zona #2 y posteriormente cuando su presión baje a 276 kg/cm², anexar la zona #1. También se pueden implementar

alternativas para disminuir la presión de fondo fluyendo para permitir a ambas capas fluir al mismo tiempo.

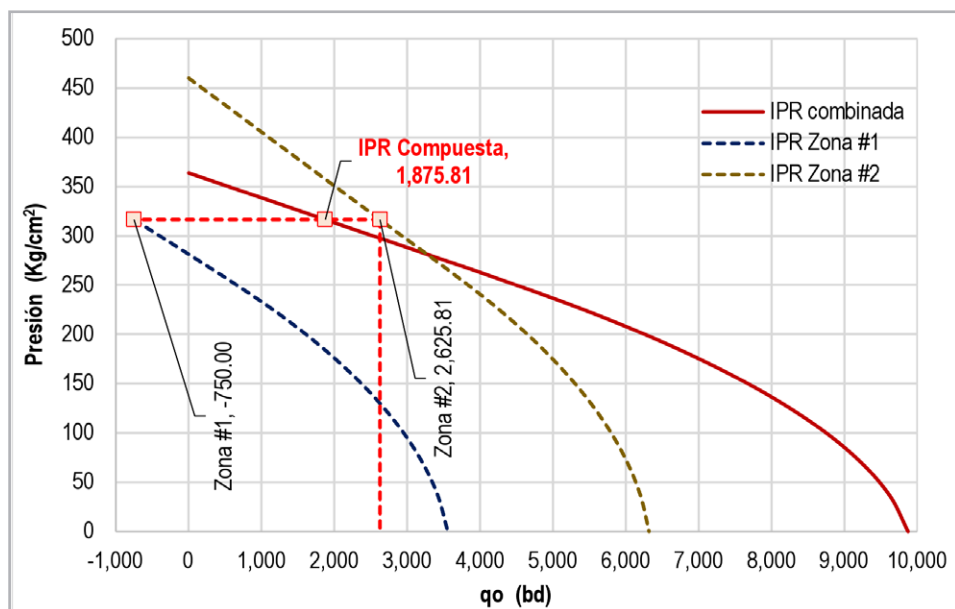


Figura 5. IPR combinada mostrando zona ladrona operando con una Pwf mayor.

Se realiza la simulación de la estrategia de explotación para integrar el modelo yacimiento-pozo (todos los yacimientos y todos los pozos que forman parte de la estrategia de explotación deben considerarse). Finalmente, es necesario corroborar que en el tiempo no se presente flujo cruzado debido al abatimiento de las zonas en función del volumen extraído.

En caso de existir flujo cruzado en algún punto, cambiar la estrategia de explotación en función de número de pozos productores y zonas disparadas, también es factible proponer terminaciones dobles o inteligentes para optimizar la producción del pozo.

A continuación, se presentan tres de los campos A, B y C que comparan diferentes parámetros, de presión, índice de productividad y su efecto en la producción.

Campo A

Este campo tiene dos zonas con las mismas características de volumen original 100 MMB de aceite, una presión de 505 y 510 kg/cm² respectivamente y un IP de ambas zonas de 5 STB/d/psi.

Se observa que ambos yacimientos son productores, con un comportamiento idéntico con respecto a la presión y producción, **Figuras 6 y 7**.

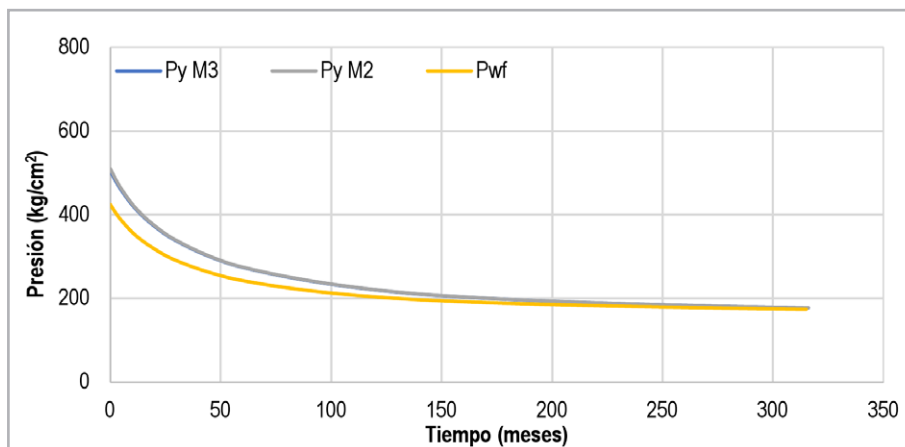


Figura 6. Comportamiento de presión campo A.

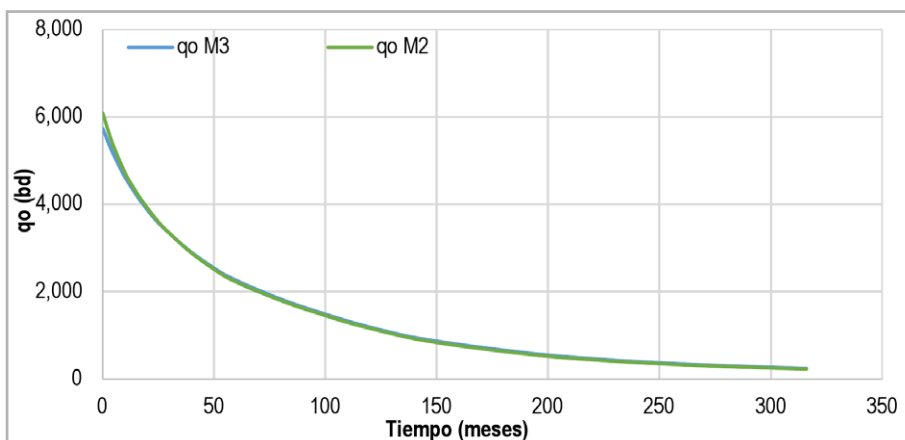


Figura 7. Comportamiento de producción campo A.

Campo B

Los mismos dos yacimientos con las mismas características de volumen original 100 MMb de aceite, una presión de 505 y 510 kg/cm² respectivamente; el yacimiento M3 tiene un IP de 1 STB/d/psi, mientras que el yacimiento M2 tiene un IP de 5 STB/d/psi.

Se observa que la presión del yacimiento M2 presenta una mayor caída asociada a un mayor vaciamiento; las dos zonas son productoras, pero el yacimiento M3 presenta una producción menor con respecto al yacimiento M2, **Figuras 8 y 9.**

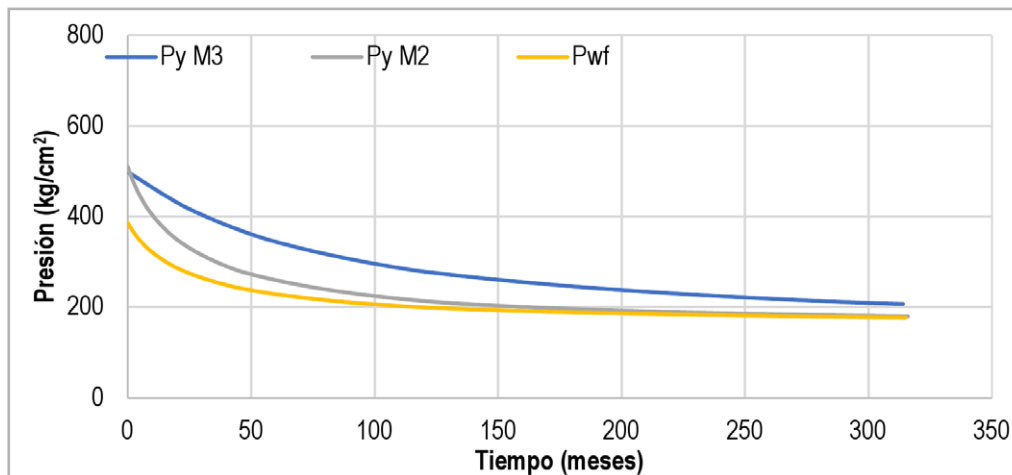


Figura 8. Comportamiento de presión campo B.

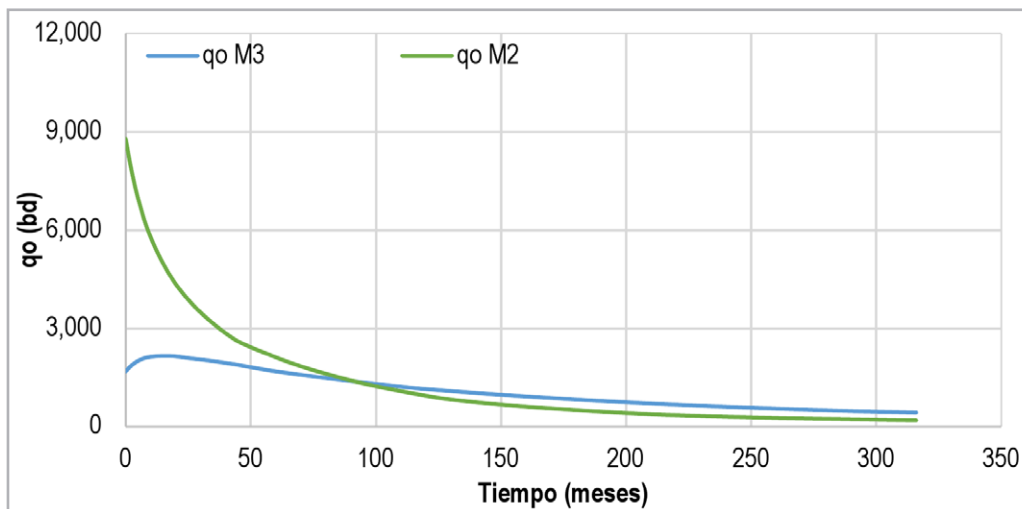


Figura 9. Comportamiento de producción campo B.

Campo C

Contiene las mismas dos zonas M2 y M3 con las mismas características de volumen original 100 MMb de aceite, con una diferencia de presión de 300 y 510 kg/cm² respectivamente, los yacimientos M2 y M3 tienen un IP de 5 STB/d/psi.

El yacimiento M3 presenta una presión inicial de yacimiento menor, la diferencia de presión genera que los primeros meses el yacimiento M3 sea un yacimiento ladrón, hasta que la presión del yacimiento M2 cae y finalmente la presión de la M3 es mayor que la Pwf, permitiéndole fluir.

Si la IP del yacimiento con menor presión es alto, permitirá una mayor admisión, generando una mayor pérdida de la producción, **Figuras 10 y 11.**

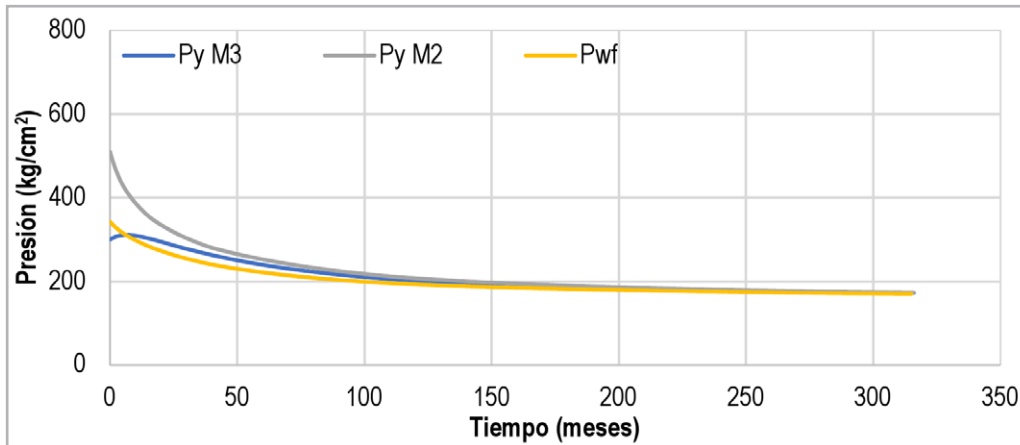


Figura 10. Comportamiento de presión campo C.

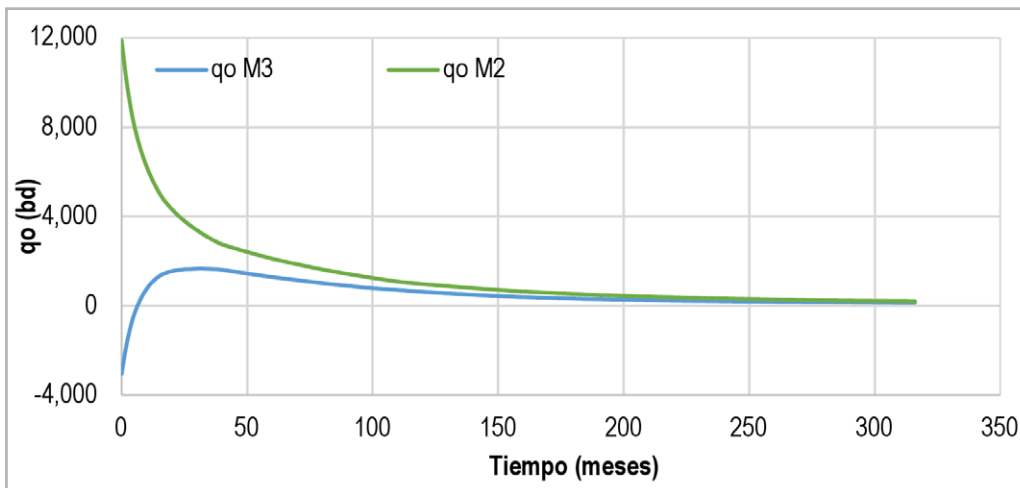


Figura 11. Comportamiento producción campo C.

Balance de materia fluyente

Para el ejemplo anterior se realizó el balance de materia fluyente obteniendo los resultados siguientes, **Figura 12**.

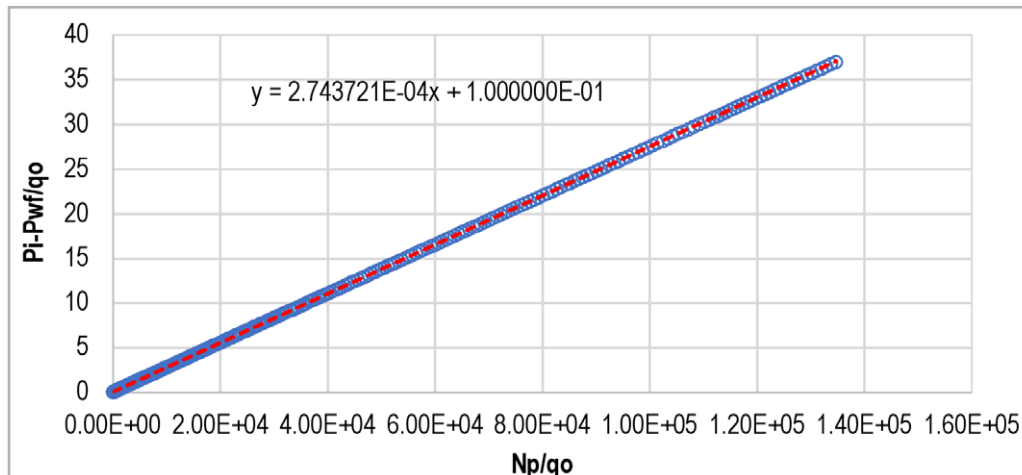


Figura 12. Balance de materia fluyente para el campo A.

Parámetro	Valor
Volumen original total N (MMb)	200
Compresibilidad total (psi-1)	1E-5
IP Yacimiento M2	5
IP Yacimiento M3	5
IP total $1/b$ (STB/d/psi)	10

Cabe señalar la relación del IP con los resultados del balance de materia fluyente:

$$\text{Indice de productividad} = \frac{q}{P_i - P_{wf}} \quad (21)$$

$$b_{o,pss} = \frac{1}{\text{Indice de productividad}} \quad (22)$$

Caso real de estudio del campo D

El campo D en análisis se encuentra en etapas tempranas de explotación; cuenta con dos yacimientos productores Y2 y Y3 que pertenecen a diferentes arenas; son

yacimientos de aceite negro y presentan características similares en sus propiedades de la roca y fluidos. Se desea evaluar la presencia de zonas ladronas, y evaluar en el tiempo la posibilidad de presentarse flujo cruzado entre ambas arenas.

En la **Tabla 2** se presentan las características principales de las arenas.

Arena	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (md)	Volumen original aceite (MMB)	Presión estática (kg/cm ²)	Índice de productividad (IP)
Y3	20	36	71	47	505	0.67
Y2	21	18	560	91	510	5.05

Tabla 2. Características principales de las arenas analizadas en el caso de estudio.

Registro de producción

El fluido del yacimiento analizado es un aceite negro de 20 °API y Rs de 60 m³/m³. El aparejo de producción es 3 ½ “de diámetro, combinado con 4 1/2 “, el pozo fluye a través de un estrangulador de 1”; tiene una producción de 6,502 bd de aceite y una RGA de 57 m³/m³; la Pwf es de 317 kg/cm².

Se realizó una toma de información de perfil de aportación dinámica y estático con tubería flexible de 1 ¾” y herramienta PLT en el intervalo superior del yacimiento Y3. Los resultados se interpretaron y se determinó que el 86.8% de la producción proviene del yacimiento Y2 y pequeños aportes que suman 13.2% identificados en el yacimiento Y3. En la **Figura 13** se observa la interpretación del registro de producción.

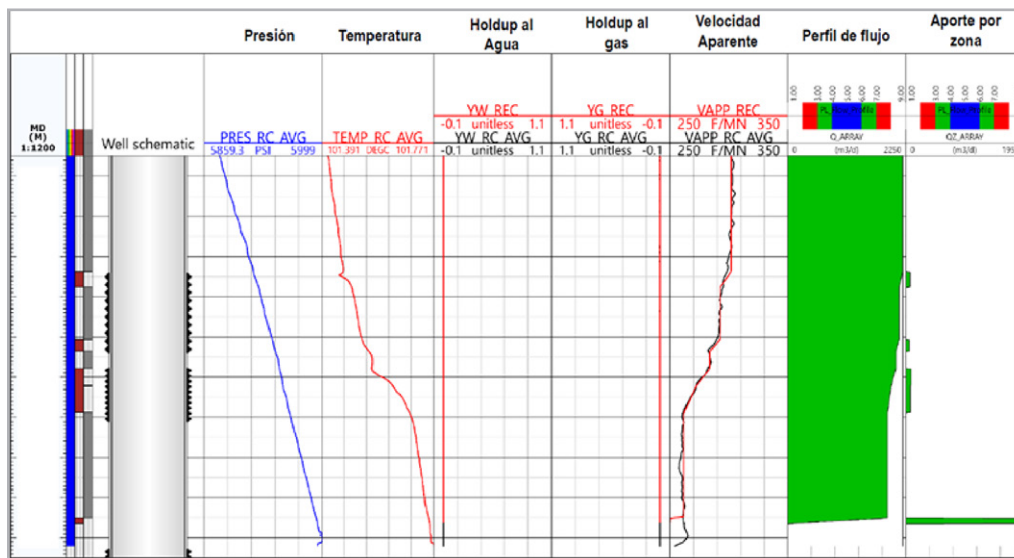


Figura 13. Interpretación del registro de producción; el mayor aporte proviene de la inferior del yacimiento Y2.

Se realizaron estaciones a pozo cerrado a diferentes profundidades, con lo cual se demostró que todas las estaciones registraron cero revoluciones por segundo

(RPS). Finalmente, se corroboró que en las condiciones de operación actuales y con pozo cerrado y fluyendo, no existe flujo cruzado entre las arenas, **Figura 14**.

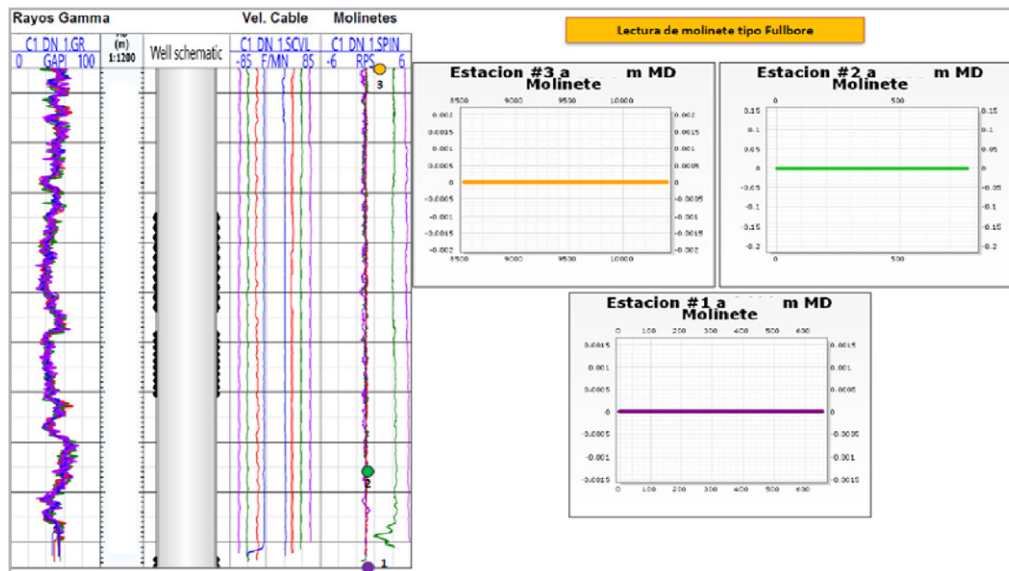


Figura 14. Resultado de las diferentes estaciones a pozo cerrado; no existe movimiento del molinete, por lo tanto, no hay flujo cruzado.

Modelado de las condiciones actuales

Se realizaron los análisis de las caídas de presión respectivas para cada formación, calculándose la IPR combinada para modelar la producción actual del pozo con ambas

formaciones productoras. Posteriormente, se integraron a un modelo de multi tanque simulando los yacimientos Y2 y Y3 con sus volúmenes originales respectivos, discretizando la producción con los resultados obtenidos en la interpretación del registro de producción, **Figura 15**.

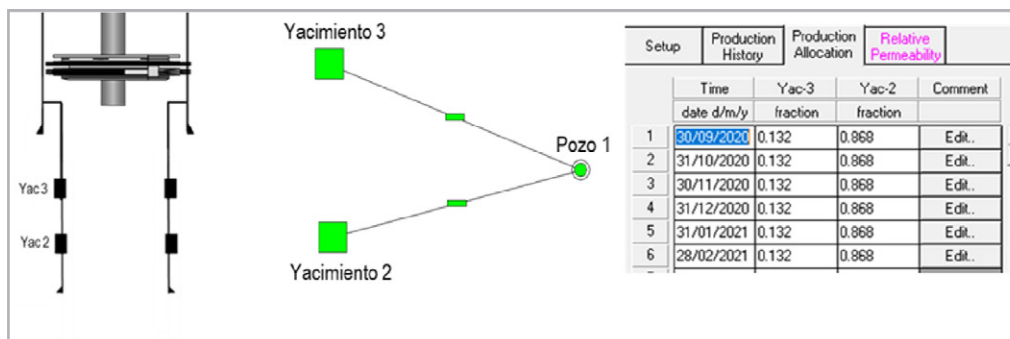


Figura 15. Modelo tipo tanque simulando los dos yacimientos Y2 y Y3 discretizando la producción en función de los resultados obtenidos del registro de producción.

Con el modelo, se comprobó que la diferencia de presión no es suficiente para que exista flujo cruzado entre las arenas en condiciones estáticas $q_0 = 0$, ni con el pozo fluyendo (la

IPR combinada siempre es mayor que las IPR individuales para cualquier valor de P_{wf}), confirmándose los resultados obtenidos con el registro de producción PLT, **Figura 16**.

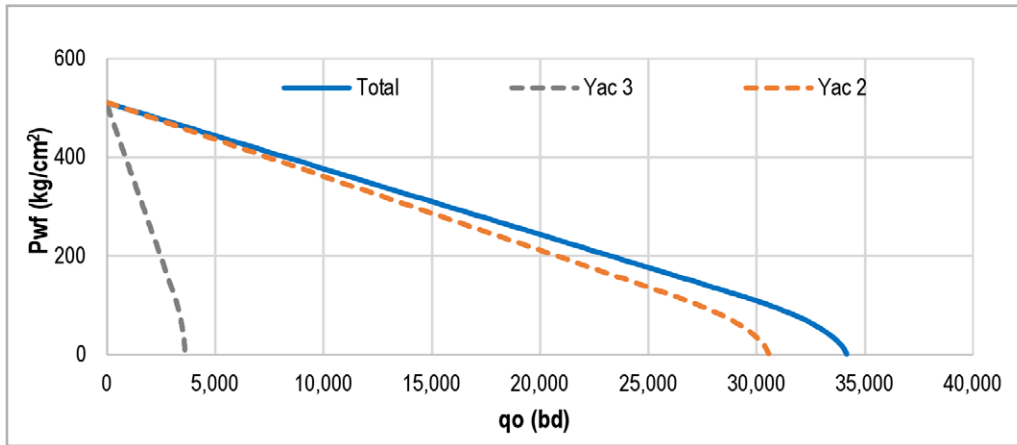


Figura 16. Generación de IPRs condiciones iniciales.

Posteriormente, se realizó una simulación a 30 años para analizar flujos cruzados posibles debido al vaciamiento de las arenas. El análisis demostró que el yacimiento Y2 con mayor potencial produce a altos gastos, con un vaciamiento mayor; posteriormente su producción se normaliza con la producción del yacimiento Y3, **Figuras 17 y 18**. Durante todo el horizonte de tiempo no se presenta flujo cruzado.

La Figura 13 muestra las IPRs al final de la simulación, demostrando que para $q_0=0$ no existe flujo cruzado y para cualquier valor de P_{wf} la IPR combinada sigue siendo mayor a las IPRs de ambas arenas.

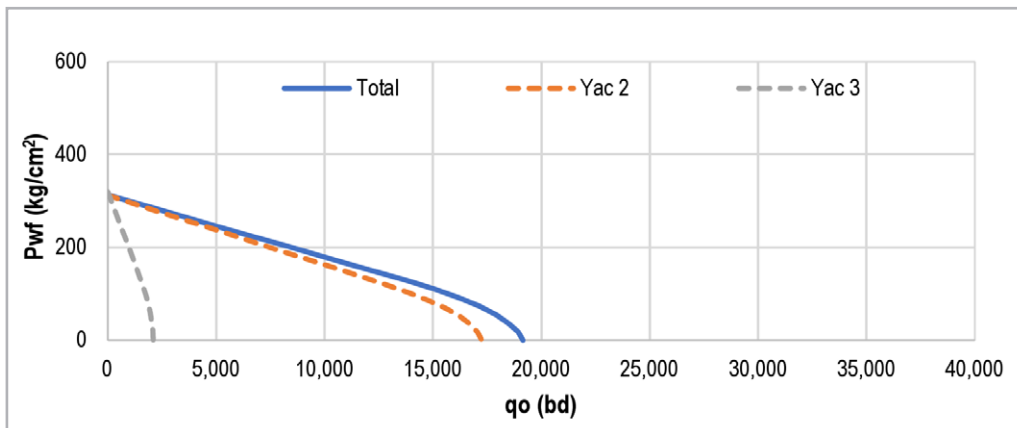


Figura 17. IPRs en condiciones finales después de simular 30 años de producción.

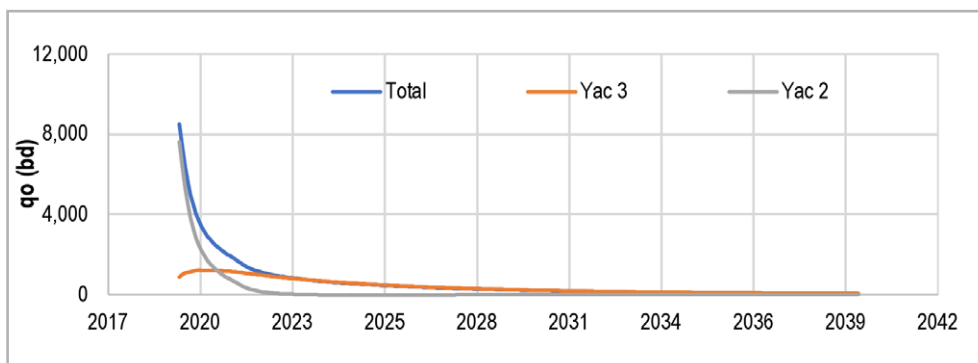


Figura 18. Perfil de producción de las dos arenas y producción total de la simulación para 30 años.

Con los datos de producción y presión, **Figura 19**, se realizó un balance de materia fluyente para comprobar y demostrar que la técnica es factible de aplicarse en este tipo de yacimientos, con zonas productoras múltiples y

con diferentes presiones de yacimientos para determinar el volumen original total, el valor de volumen obtenido se puede complementar para corroborar el volumen total estimado por otros métodos **Figura 20** y **Tabla 3**.

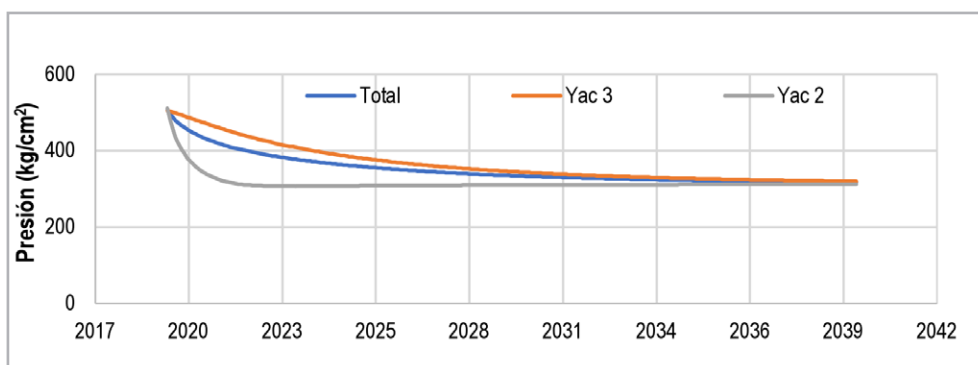


Figura 19. Perfil de presión estática por arena y presión promedio.

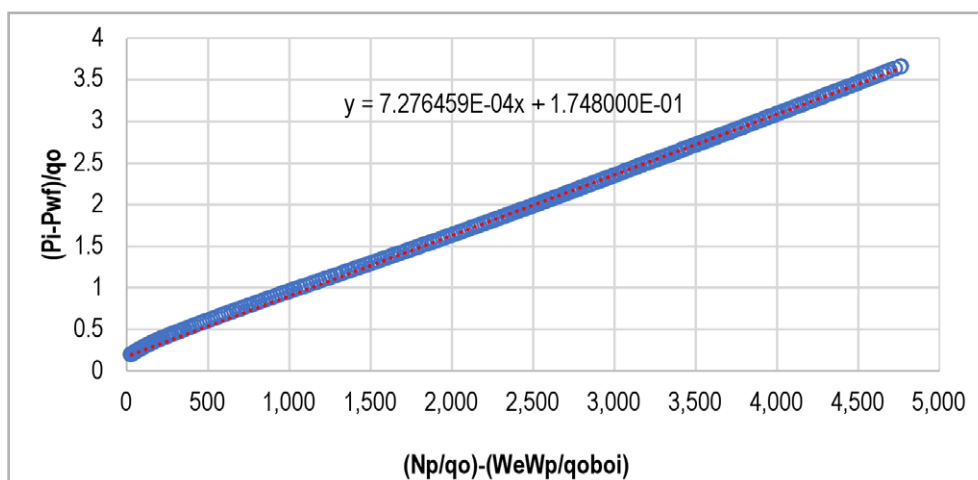


Figura 20. Balance de materia fluyente con la información de presión de fondo y producción de los yacimientos Y2 y Y3.

Parámetro	Valor
Volumen original total N (MMb)	157
Compresibilidad total (psi-1)	1E-5
Índice de productividad Y2	5.05
Índice de productividad Y3	0.67
IP Y2+Y3 (STB/d/psi)	5.72

Tabla 3. Se presentan las características principales de las arenas.

El balance de materia convencional y el balance de materia fluvente no deberían de tener una desviación mayor al 5% por convención con respecto al valor estimado volumétricamente.

En caso de aplicar el balance de materia fluvente en un yacimiento saturado o con presencia de agua, es necesario aplicar las pseudo presiones en función de las saturaciones de los fluidos definidas de la siguiente ecuación general.

$$\frac{q_o}{P_{pi} - P_{pwf}} = \frac{1}{b} - \frac{1}{bN} \frac{(P_{pi} - \overline{P_{pR}})}{(P_{pi} - \overline{P_{pwf}})} N \tag{23}$$

Donde

$$b = \frac{141.2B\mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{3}{4} \right] \tag{24}$$

$$P_{pi} - \overline{P_{pR}} = \int_{\overline{p_{wr}}}^{p_i} \left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} \right) dp \tag{25}$$

$$P_{pi} - \overline{P_{pwf}} = \int_{p_{pwf}}^{p_i} \left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} \right) dp \tag{26}$$

Conclusiones

- Es posible analizar yacimientos con zonas productoras múltiples y evaluar la presencia de flujo cruzado mediante la metodología de análisis presentada en este trabajo.
- La generación de las IPRs permite analizar las zonas productoras, identificar y cuantificar flujo cruzado bajo condiciones estáticas cuando $q_o = 0$ y también en condiciones fluventes; para cualquier valor de p_{wr} .
- La integración con un modelo de balance de materia permite evaluar la existencia de flujo cruzado posible, en función del vaciamiento de las diferentes zonas productoras.
- El análisis de balance de materia fluvente determina el volumen total en yacimientos con zonas productoras múltiples, sin la necesidad de discretizar producción ni presiones; sin embargo, es necesario contar con un sensor permanente de presión en el fondo.
- Evaluar en el tiempo la posibilidad de flujo cruzado permite optimizar la estrategia de explotación del campo, usando las herramientas y tecnología adecuadas, como el caso de terminaciones dobles, selectivas, e inteligentes.

Nomenclatura

μ	Viscosidad, cp
A	Área, acres
Bg	Factor de volumen del gas, bbl/scf
Bo	Factor de volumen del aceite, bbl/STB
Cf	Compresibilidad de la formación, psi-1
Ct	Compresibilidad total, psi-1
Cw	Compresibilidad del agua, psi-1
Gp	Producción acumulada de gas, scf
h	Espesor, ft
J	Índice de productividad, STB/d/psi
K	Permeabilidad, mD
N	Aceite Inicial in situ, STB
Np	Producción acumulada de aceite, STB
P	Presión promedio del yacimiento, psi
Pb	Presión al punto de burbuja, psi
Pwf	Presión de fondo fluyendo, psi
q	producción, bd
RGA	Relación gas-aceite instantánea, scf/STB
Rp	Relación gas-aceite acumulada, scf/STB
Rs	Solubilidad del gas, scf/STB
rw	Radio de pozo, pulg.
S	Daño, adimensional
Sw	Saturación de agua, fracción

We	Entrada acumulada de agua, bbl
Wp	Producción acumulada de agua, bbl
Δp	Cambio de presión en el yacimiento (pyi-py), psi

Referencias

- Doublet, L. E., Pande, P. K., McCollum, T. J. et al. 1994. Decline Curve Analysis Using Type Curves--Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases. Artículo presentado en International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Veracruz, México, 10-13 octubre. SPE-28688-MS. <https://doi.org/10.2118/28688-MS>.
- Guo, B., Liu, X. y Tan, X. 2017. *Petroleum Production Engineering*, second edition. Cambridge, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.
- Mach, J., Proano, E. y Brown, K. E. 1979. A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well. Artículo SPE 8025 disponible en SPE, Richardson, Texas.
- Schilthuis, R. J. 1936. Active Oil and Reservoir Energy. En *Transaction of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 118, SPE-936033-G, 33-52. <https://doi.org/10.2118/936033-G>.
- Tarek, A. 2019. *Reservoir Engineering Handbook*, fifth edition. Cambridge, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.

Semblanza de los autores

Juan Manuel Ham Macosay

Ingeniero en petróleo y gas natural egresado en el año 2009 de la Universidad Olmeca.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en el año 2010 en el área de enlace operativo del Grupo multidisciplinario de diseño de proyectos del Activo Integral de Producción Bellota-Jujo.

Se ha desempeñado como Ingeniero de productividad de pozos y de yacimientos en Pemex Exploración y Producción. Actualmente se desempeña como Ingeniero de yacimientos en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción.

Miembro activo del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM), y de la Society Petroleum Engineers, (SPE) Sección México.

En el 2021 fue galardonado en los “Regional Technical Awards” SPE Costa del Golfo de América del Norte con el reconocimiento “Reservoir Description and Dynamics Award”.

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 como Gerente de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción. Ha participado en el desarrollo de 67 publicaciones técnicas 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 y PVTTools (en proceso de Certificado de Derechos de Autor). Miembro activo de la SPE (Society of petroleum Engineer), AIPM (Asociación de Ingenieros Petroleros de México) y CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México). Actualmente funge como YP (Young Professional) Mentor Chairperson de la SPE sección México.