

Efectos por área de drene variable sobre las condiciones operativas de pozos en yacimientos bajo régimen pseudoestacionario

Omar Rubio Nava

omar.rubio@pemex.com

José María Petríz Munguía

jose.maria.petriz@pemex.com

Blanca E. González Valtierra

blanca.estela.gonzalezv@pemex.com

*Gerencia de Proyectos Aguas Someras, Subdirección de Desarrollo de Campo,
Pemex Exploración y Producción*

Artículo recibido en agosto de 2016 y aceptado en junio de 2017

Resumen

El presente trabajo propone una metodología para estimar áreas de drene efectivas en yacimientos bajo régimen pseudoestacionario, las cuales pueden ser estimadas por el análisis de datos de producción. Los cambios en las condiciones operativas impactan directamente en la declinación de la producción y la reserva asociada a los pozos.

Palabras clave: Prueba de presión-producción, análisis de datos de producción, flujo pseudoestacionario, condiciones operativas y radio de drene.

Effects by variable drainage area on operative conditions in reservoirs under a pseudo-steady state flow

Abstract

The present work proposes a methodology to estimate effective drainage areas in reservoirs under pseudo-steady state flow conditions, which can be estimated by analysis of production data. The several changes in operative flow conditions have a direct impact on production decline factor and the reserve associated to the wells.

Keywords: Well test, production data, pseudo-steady state flow, operative conditions, drainage radius.

Metodología

La metodología está basada en las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos a través del medio poroso bajo régimen pseudoestacionario, las cuales pueden ser aplicables tanto para aceite como gas con sus respectivas consideraciones, es importante señalar que la mayoría de los yacimientos alcanzan fronteras antes de estar por debajo de la presión de saturación, lo anterior es importante debido a que la

construcción de modelos y técnicas analíticas permite establecer una buena aproximación de los cálculos de volumen original del campo, así como de reserva asociada a cada pozo. Los ajustes y validaciones de los parámetros PVT permitirán que los cálculos en pozos nuevos que se encuentren en etapa de saturación, los efectos correspondientes se tendrán contemplados en el comportamiento presión producción, y por consiguiente en la determinación de volumen y áreas de drene asociada.

Considerando que la vida productiva de un campo o pozo es una prueba de presión-producción extendida, el análisis de datos de producción no sólo permite determinar el grado de declinación de la producción, sino también

$$\text{Flujo pseudoestacionario} = \frac{\partial p}{\partial t} = cte \quad (1)$$

En este trabajo se propone la construcción de un modelo numérico, empleando las herramientas disponibles dentro de los paquetes comerciales para análisis de pruebas de presión-producción, en una prueba de presión se conoce la señal de entrada (gasto) aplicada al sistema (yacimiento) y se mide una señal de salida (presión), el propósito de las pruebas de presión es identificar al sistema pozo-yacimiento, sin embargo en este caso es un problema directo al pronosticar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) en función de los gastos y los parámetros de entrada en el modelo.

Para la construcción del modelo se requiere; la configuración estructural del campo para definir el área, espesor neto, propiedades fisicoquímicas del fluido, compresibilidad de la formación, evaluación petrofísica;

$$V_p = \frac{83342q_g T P_{sc}}{\mu_{gi} c_t m^* T_{sc}} \rightarrow r_e = \sqrt{\frac{V_p \times 10^6}{\pi \phi h}} \quad (2)$$

$$V_p = \frac{0.234q_o B}{5.615c_t m^*} \rightarrow r_e = \sqrt{\frac{5.615V_p}{\pi \phi h}} \quad (3)$$

En un yacimiento con buena comunicación hidráulica, el concepto de interferencia se asocia al número de pozos productores, la reserva tiende a repartirse entre éstos, creando límites de flujo (efectos de frontera), como se muestra en la **Figura 1**. La interferencia puede ocasionar una caída adicional de presión en fondo y/o una pérdida de producción, este efecto es posible visualizarlo en función de los radios de drene de acuerdo a la estabilidad o cambios de las condiciones operativas de los pozos. Para tales efectos, se hace uso del principio de superposición en espacio y tiempo, el cual dentro del análisis de pruebas de variación

puede proporcionar información sobre patrones de flujo, condiciones de frontera y volumen poroso asociado una vez que se alcanza el régimen pseudoestacionario, (1).

porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad, es posible considerar valores promedio, sin embargo, un modelo numérico detallado dependerá de la información disponible, tipo de terminación de pozos y finalmente la historia de producción por pozo.

Al ejecutar el modelo se genera la respuesta de presión de fondo fluyendo (P_{wf}), en función del gasto asignado y propiedades del yacimiento, ésta se analiza como una prueba de decremento extendida, al graficar la presión y su derivada en escala log-log se identifican la geometrías de flujo, así como el periodo de flujo pseudoestacionario para la obtención el radio de drene (R_e) asociado al pozo, bajo las condiciones de explotación, a partir de las ecuaciones (2) y (3) se estiman los radios de drene para yacimientos de gas y aceite respectivamente.

de presión, se aplica para determinar el efecto de la caída de presión total de un pozo afectado por la variación en producción de otros pozos.

Las simulaciones en el modelo numérico consideran para el pozo observador o de análisis los efectos de superposición en tiempo y espacio, situación que permite captar los movimientos operativos que afectan las respuestas de presión en los pozos de estudio por efecto de la redistribución del área de drene asociadas al cambio de gasto.

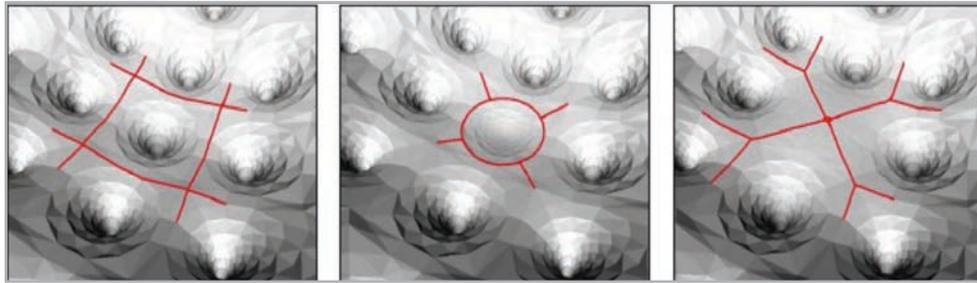


Figura 1. Distribución de áreas de drene.

Modelo hipotético

El objetivo de crear un modelo hipotético fue visualizar los radios de drene en yacimiento bajo régimen pseudoestacionario como se muestra en la **Figura 2**, esto

al variar las condiciones operativas de explotación. La aplicación de la metodología fue desarrollada para un fluido producido de 40°API, sin embargo, no está restringida a la aplicación a otro tipo de hidrocarburo.

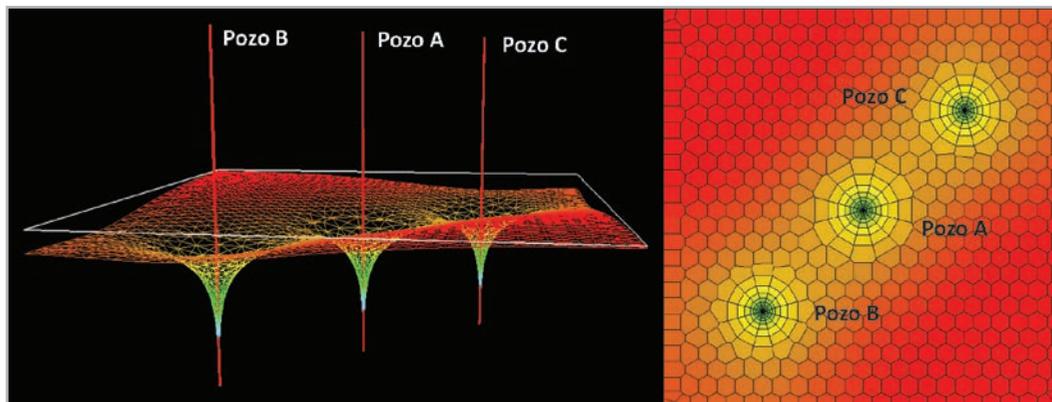


Figura 2. Modelo hipotético.

Para el caso en estudio la fase predominante fue gas, se realizó una corrección a la producción por presencia de condensados, la ecuación de Ikoku (4) aplica para ajustar el gasto de gas por presencia de líquidos.

$$GE_o = \frac{133037\gamma_o}{M_o} \quad (4)$$

Donde GE_o es el equivalente en gas del condensado, por lo tanto, el gasto total de gas (5), está dado por:

$$q_{Tg} = q_g + (GE_o)q_o \quad (5)$$

En la **Tabla 1** se describen las características generales del modelo, el cual considera tres pozos productores; pozo A al centro de la estructura y los otros pozos a una distancia de 700m entre éstos, se simularon al menos cuatro casos,

variando las condiciones de explotación entre los pozos. A continuación se muestran los resultados obtenidos sobre los efectos en los radios de drene.

Tabla 1. Modelo hipotético.

Características	
área, km ²	2
h, m	100
porosidad, %	8
kh, mD*pie	18500
Py, kg/cm ²	754
Ty, °C	166.2
Bg, m ³ /m ³	0.00311403
Mg, cp	0.0477752
z	1.48018
Cg, psi ⁻¹	2.7177E-05
Cf, psi ⁻¹	5.3341E-06

Caso I

En este caso en los pozos; A, B y C no existen variaciones respecto a sus condiciones de explotación, es decir; mismo gasto por el mismo tiempo de producción, como se muestra en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Condiciones de explotación, caso I.

Movimientos operativos	Pozo B		Pozo A		Pozo C	
	t, hrs	q _g , mmpcd	t, hrs	q _g , mmpcd	t, hrs	q _g , mmpcd
N/A	600	10	600	10	600	10

En la **Figura 3** se muestra la presión de fondo fluyendo (Pwf) simulada para cada pozo, considerando el efecto de la producción de los otros pozos, posteriormente se obtuvo la gráfica de la presión y su derivada en doble logarítmico para identificar las geometrías de flujo, mostrando un comportamiento típico de un sistema cerrado. Dado que la forma del área de drene efectiva está

en función de la geometría del yacimiento, propiedades del sistema roca – fluidos, ubicación del pozo y la eficiencia de la terminación, entre otras variables, para fines de este trabajo las áreas de drene definidas se asocian a una geometría radial calculadas por el modelo. En la **Tabla 3** se muestran los radios de drene efectivos estimados para cada pozo.

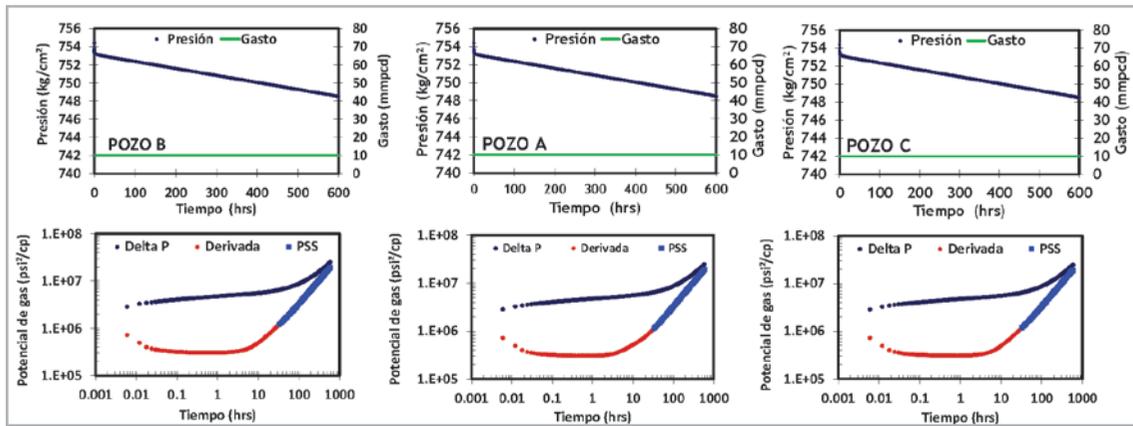


Figura 3. Presión simulada y periodo de flujo pseudoestacionario, caso I.

Tabla 3. Radios de drene por pozo, caso I.

Pozo B		Pozo A		Pozo C	
Re, m	A, km ²	Re, m	A, km ²	Re, m	A, km ²
637	1.27	637	1.27	637	1.27

Caso II

Los tres pozos inician a producir sin variaciones en sus condiciones de explotación después de un tiempo el pozo A es estrangulado, como se muestra en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Condiciones de explotación, caso II.

Movimientos operativos	Pozo B		Pozo A		Pozo C	
	t, hrs	q _{g'} , MMpcd	t, hrs	q _{g'} , MMpcd	t, hrs	q _{g'} , MMpcd
N/A	600	10	600	10	600	10
Estrangulamiento	1200	10	1200	5	1200	10

En la **Figura 4** se muestran las presiones de fondo fluyendo, (P_{wf}) simuladas de cada pozo y los gráficos doble logarítmicos para la identificación del periodo

pseudoestacionario, en la **Tabla 5** se muestran los radios de drene efectivos estimados para cada pozo previo y posterior al estrangulamiento del pozo A.

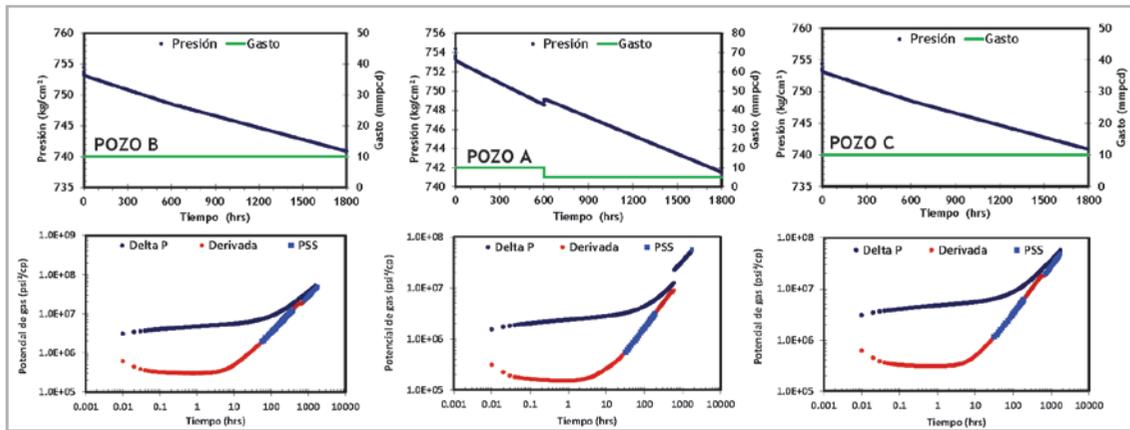


Figura 4. Presión simulada y periodo de flujo pseudoestacionario, caso II.

Al tiempo 1 los radios de drenaje son equivalentes para los tres pozos, después del estrangulamiento del pozo A; el radio de drenaje tiende a reducirse e incrementar el área de drenaje de los pozos vecinos B y C.

Tabla 5. Radios de drenaje por pozo, caso II.

Pozo B		Pozo A		Pozo C	
Re, m	A, km ²	Re, m	A, km ²	Re, m	A, km ²
637	1.27	637	1.27	637	1.27
701	1.54	494	0.77	701	1.54

Caso III

Los tres pozos inician a producir sin variaciones en sus condiciones de explotación; después de un tiempo el pozo A es ampliado, como se muestra en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Condiciones de explotación, caso III.

Movimientos operativos	Pozo B		Pozo A		Pozo C	
	t, hrs	q _g , MMpcd	t, hrs	q _g , MMpcd	t, hrs	q _g , MMpcd
N/A	600	10	600	10	600	10
Ampliación	1200	10	1200	20	1200	10

En la **Figura 5** se muestra las presiones de fondo fluyendo, (P_{wf}) simuladas de cada pozo y los gráficos doble logarítmicos para la identificación del periodo

pseudoestacionario, en la **Tabla 7** se muestran los radios de drenaje efectivos estimados para cada pozo previo y posterior a la ampliación del pozo A.

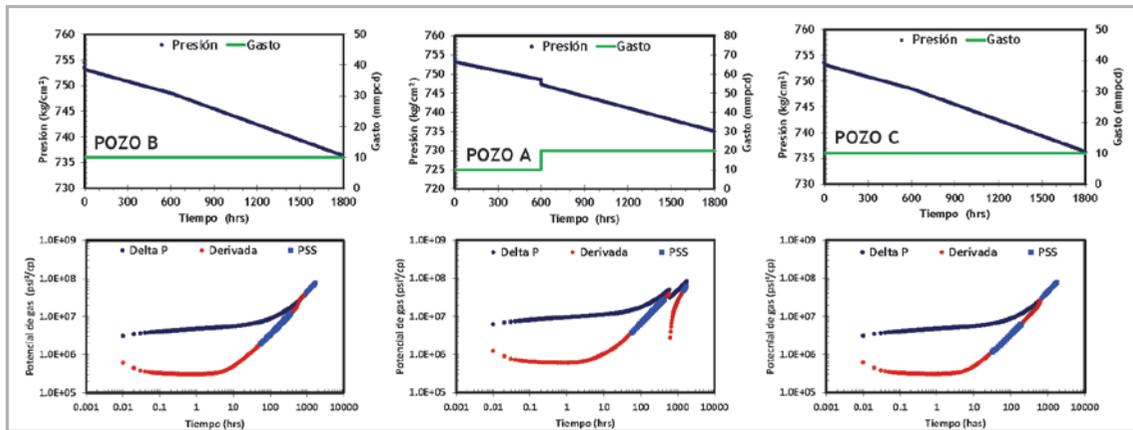


Figura 5. Presión simulada y periodo de flujo pseudoestacionario, caso III.

En la **Tabla 6** se muestran los radios y áreas de drene calculadas para cada pozo, de acuerdo a su posición y movimientos operativos, al tiempo 1 los radios de drene son

los mismos para los tres pozos; después de la ampliación del pozo A, el radio de drene tiende a incrementar y reducir el área de drene de los pozos vecinos B y C.

Tabla 6. Radios de drene por pozo, caso III.

Pozo B		Pozo A		Pozo C	
R_e , m	A, km ²	R_e , m	A, km ²	R_e , m	A, km ²
637	1.27	637	1.27	637	1.27
555	0.97	786	1.94	555	0.97

Caso IV

En este caso se simula una estrategia de desarrollo, con la entrada de los pozos después de un determinado tiempo, como se muestra en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Condiciones de explotación, caso III.

Movimientos operativos	Pozo B		Pozo A		Pozo C	
	t, hrs	q_g , MMpcd	t, hrs	q_g , MMpcd	t, hrs	q_g , MMpcd
N/A	600	0	600	10	600	0
Incorporación de pozo	600	10	600	10	600	0
Incorporación de pozo	600	10	600	10	600	10

En la **Figura 6** se muestran las presiones de fondo fluyendo, (P_{wf}) simuladas de cada pozo y los gráficos doble logarítmicos para la identificación del periodo pseudoestacionario.

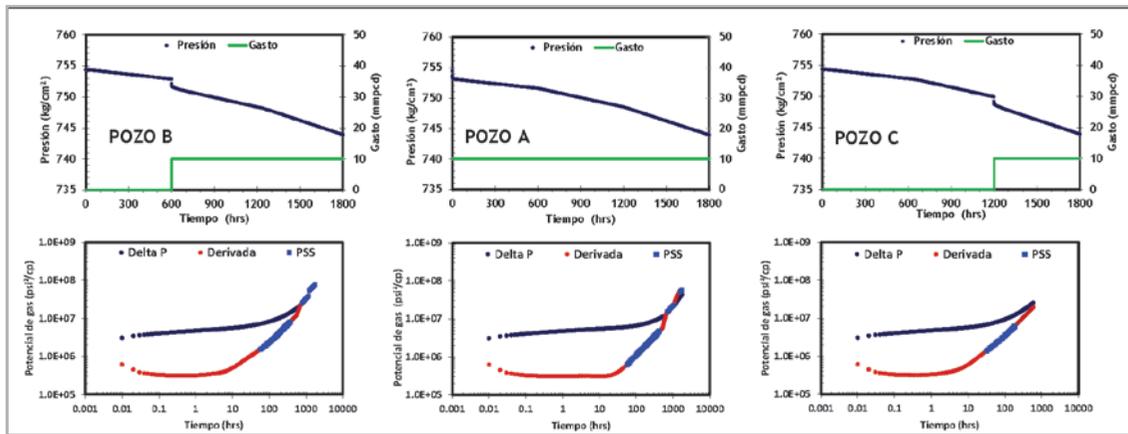


Figura 6. Presión simulada y periodo de flujo pseudoestacionario, caso IV.

Conforme a la entrada de los pozos las áreas de drene tienden a redistribuirse, haciendo evidente que las áreas de drene son dinámicas, en función de las características

del fluido, capacidades de flujo del campo, posición de los pozos y los movimientos operativos como se muestra en la **Tabla 8**.

Tabla 8. Radios de drene por pozo, caso IV.

Pozo B		Pozo A		Pozo C	
R_e , m	A, km ²	R_e , m	A, km ²	R_e , m	A, km ²
0	0	1103	3.82	0	0
777	1.90	780	1.91	0	0
637	1.28	637	1.28	637	1.28

Aplicación de la metodología caso real

Dado que el análisis parte de un modelo volumétrico, es recomendable realizar una validación del volumen original de hidrocarburos, por lo tanto, es factible realizarlo a través de un balance de materia dinámico² (gasto variable). Es procedimiento considera que la presión fluyente en cualquier punto del tiempo es igual a la presión promedio del yacimiento y la producción es asignada a un solo pozo también llamado “superpozo”. A partir de esta consideración en posible aplicar las ecuaciones clásicas para balance de materia. Es posible analizarlo de igual manera como una prueba de decremento extendida para determinar volumen original de hidrocarburos y por consiguiente el área asociada.

El método de “superpozo”, está basado en el principio de que una vez que un yacimiento en producción alcanza las fronteras y establece un régimen de flujo pseudoestacionario, es factible establecer una aproximación al área y volumen original asociados al mismo, lo anterior considera que uno solo produce el gasto total del campo, no hay efecto de daño y tiene un radio de pozo de dimensiones considerables con la finalidad de minimizar o hacer despreciables las caídas de presión del sistema pozo-yacimiento, con esta consideración, la diferencia que se obtiene entre presión de fondo fluyendo y presión estática es mínima, y permite ajustar con alto grado de confiabilidad el comportamiento presión-producción.

La aplicación del método de “superpozo”, se ha realizado en diferentes campos con excelentes resultados, empatando muy bien con los cálculos realizados por balance de materia y como insumo importante en las aplicaciones con simulación numérica de yacimientos. Para el caso de las simulaciones realizadas a través de software comercial presentadas en este trabajo, se partió del ajuste de volumen original para llegar a la reproducción numérica considerando la producción de cada pozo y su determinación del radio de drene asociado, así como la variabilidad de éste por interacción/interferencia de áreas.

Es importante señalar, que en esta técnica el conocimiento de los parámetros petrofísicos es de gran relevancia, derivado del hecho de que los cálculos volumétricos están estrechamente relacionados a los datos de porosidad, espesor neto, espesor bruto y saturación de agua, así mismo, es importante conocer los valores de capacidad de flujo

promedio del campo. Los ajustes de presión se van afinando con las distancias a las fronteras, de tal manera que se tenga una reproducción promedio del comportamiento observado de los puntos de presión, con lo que, una vez obtenido se procede a realizar la simulación sobre un periodo de flujo a gasto constante y con el tiempo suficiente para que se detecten todas las fronteras previamente ajustadas, obtenida la simulación de la presión de fondo fluyendo la extracción de la función derivada de presión y la caída de presión obedecerán a converger en una pendiente unitaria a 45°, misma que en un gráfico cartesiano será representada por una relación lineal de presión contra tiempo y de la cual la pendiente se obtendrá el volumen original del campo.

En la **Tabla 9** se muestran las características principales del campo analizado y en la **Figura 7** se muestra el ajuste del balance dinámico, del cual se determinó el volumen original de hidrocarburos.

Tabla 9. Yacimiento de aceite super ligero.

Características generales	
área, km ²	11.5
Espesor neto, m	100
porosidad, %	7.4
Litología	Calizas fracturadas
kh, mD*pie	70,124
Py, kg/cm ²	776
Pr, kg/cm ²	370
Ty, °C	178
Densidad, °API	40
RGA, m ³ /m ³	764
Bg, m ³ /m ³	0.0034778
Mg, cp	0.049459
Cf, psi ⁻¹	5.3341E-06

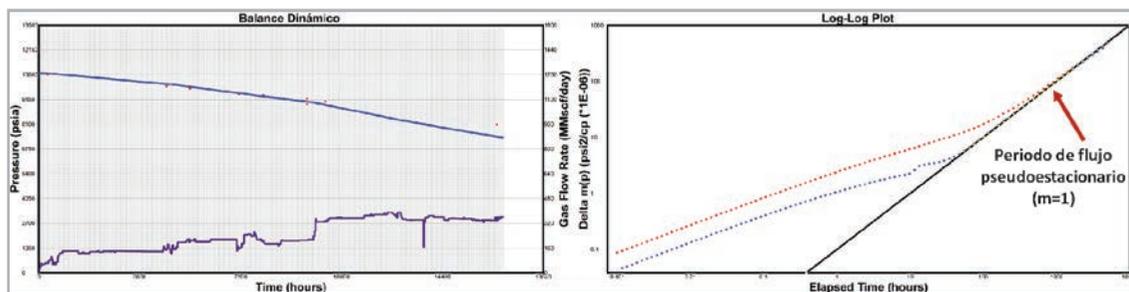


Figura 7. Definición del volumen original y área de drene.

Una vez construido y poblado el modelo, se determina el volumen original de hidrocarburos por balance de materia (Modulo Test Design, Saphir, Ecrin), en la **Figura 8** se muestra la tendencia obtenida por el modelo numérico

y es comparado con el resultado obtenido por balance de materia dinámico, así dando mayor certidumbre a los resultados obtenidos.

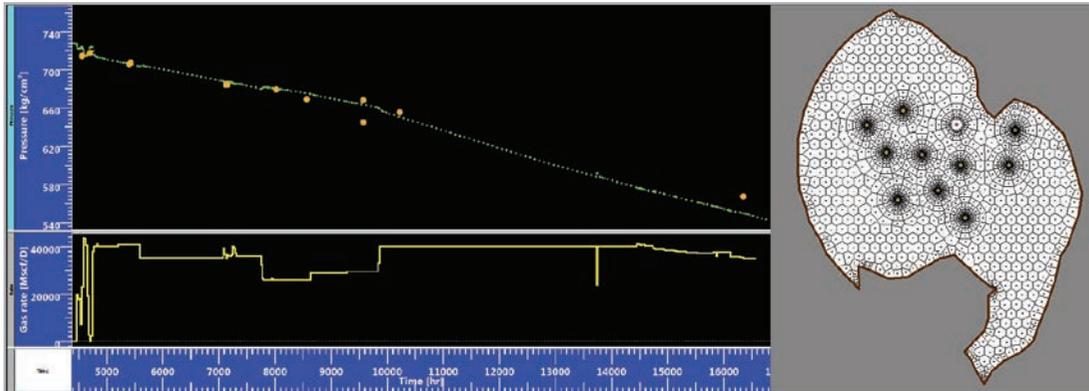


Figura 8. Ajuste del volumen original de hidrocarburos en el modelo numérico.

Caso pozo E

La **Figura 9**, muestra la ubicación del pozo E, el cual, se incorporó a producción seis meses después del inicio de producción del campo, mismo que ya contaba con cuatro pozos productores, (A, B, C y D).

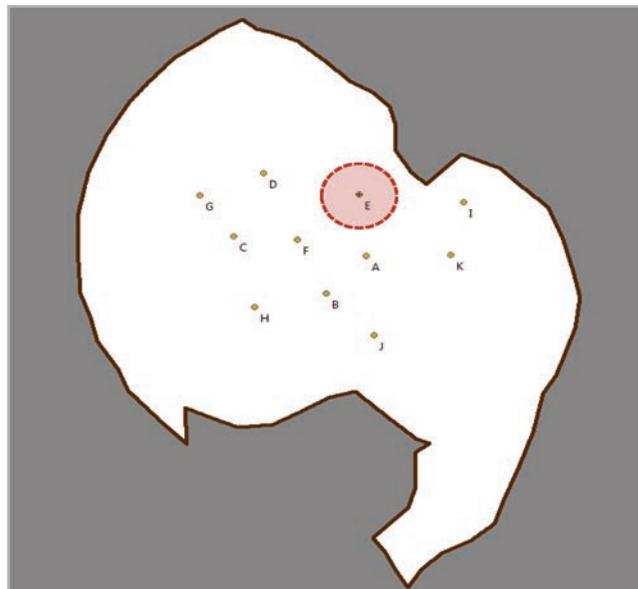


Figura 9. Ubicación del pozo E dentro del modelo numérico.

Durante su terminación fue estimulado reduciendo la caída de presión en fondo a 10kg/cm², entre el mes 4 y 5 de producción fue requerido estrangular el pozo por manejo de la producción, sin embargo se observó una caída de presión adicional en la P_{tp} como se muestra en la **Figura 10**. Cabe señalar que se descartó algún

movimiento operativo no reportado o algún daño en la integridad del estrangulador fijo. La hipótesis fue asociar este comportamiento a una respuesta del yacimiento, por efecto del área de drene por efecto de la interferencia de producción con los otros pozos productores.

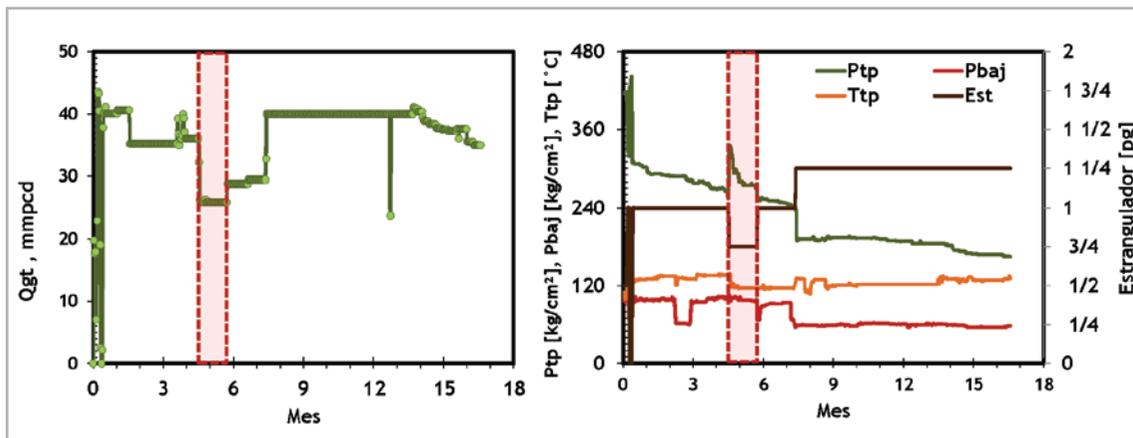


Figura 10. Condiciones de explotación pozo E.

El pozo E se encuentra a 873m del pozo D, en la **Figura 11** se muestran condiciones superficiales de explotación en ambos pozos, indicando con el área resaltada donde se presentó un decremento de la presión del pozo E. El pozo

D de igual manera fue estrangulado, sin embargo, el reflejo del incremento en la P_{tp} esperado se observó solamente en el pozo D.

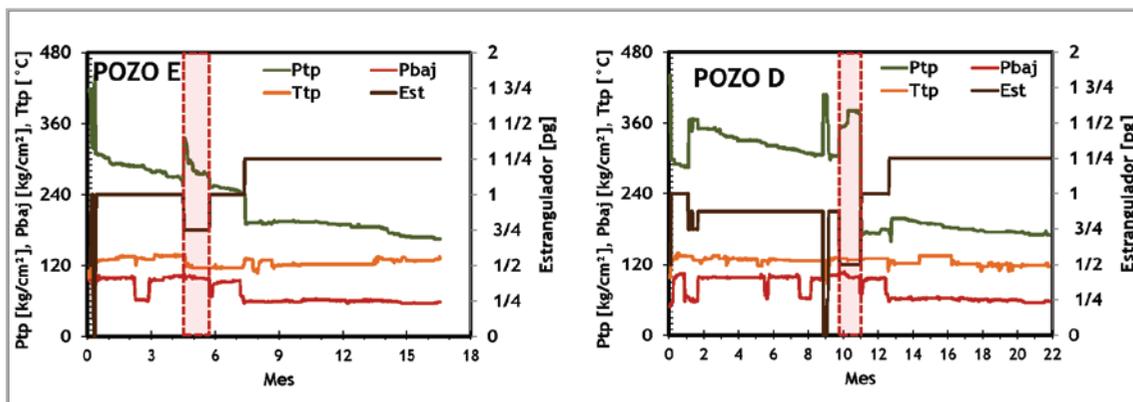


Figura 11. Condiciones de explotación del pozo E y D.

El pozo E se encuentra a 626m del pozo F, en la **Figura 12** se muestran condiciones superficiales de explotación de ambos pozos, en el pozo F se observa el incremento esperado en la P_{tp} por el estrangulamiento.

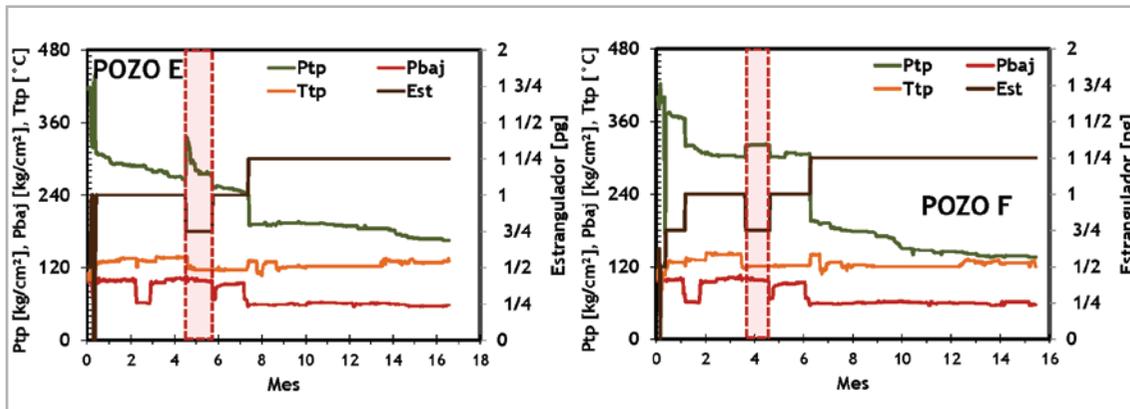


Figura 12. Condiciones de explotación del pozo E y F.

El pozo E se encuentra a 562m del pozo A, en la **Figura 13** se muestran condiciones superficiales de explotación de ambos pozos. Cabe mencionarse que

el pozo desde su terminación se ha mantenido por el mismo estrangulador, mostrando la declinación natural del pozo.

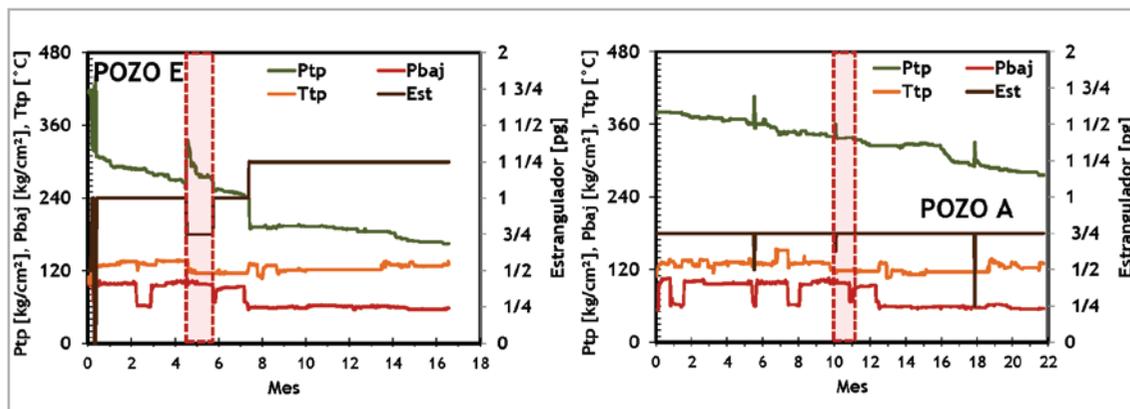


Figura 13. Condiciones de explotación del pozo E y F.

El pozo B de manera similar muestra mayor recuperación de presión en cabeza del pozo (Ptp), durante el estrangulamiento a 3/4", entre estos pozos existe una distancia 956 m, en la **Figura 14** se muestran las condiciones de explotación.

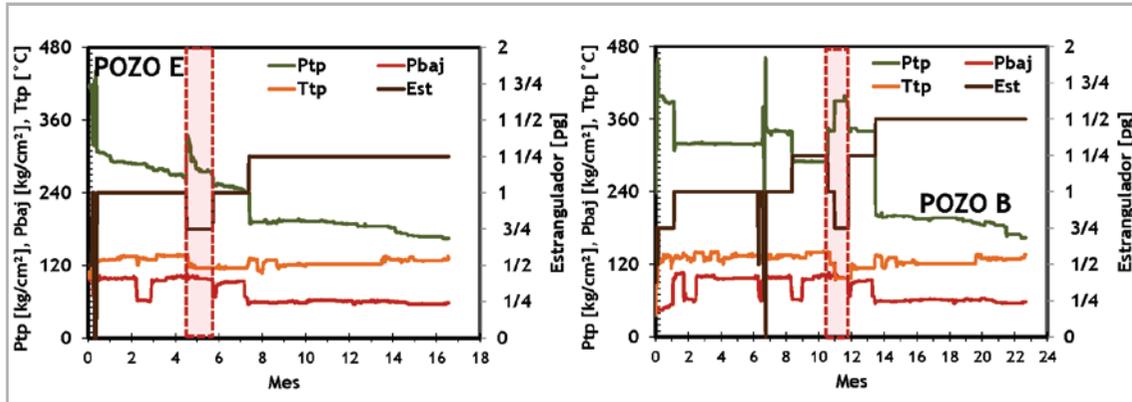


Figura 14. Condiciones de explotación del pozo E y B.

En la **Figura 15** se muestran cualitativamente los resultados de la caracterización dinámica del sistema pozo-yacimiento. Por los resultados de las mediciones de los pozos es posible inferir en la existencia de la producción entre pozos, en la **Figura 16** se muestran las tendencias de las mediciones por

distintos estranguladores, se observa que algunos pozos por estrangulador de 7/8" tienden al mismo gasto que un estrangulador de 3/4", indirectamente es posible asociarlo a la buena comunicación areal existente en el campo por las altas capacidades del flujo en los pozos.

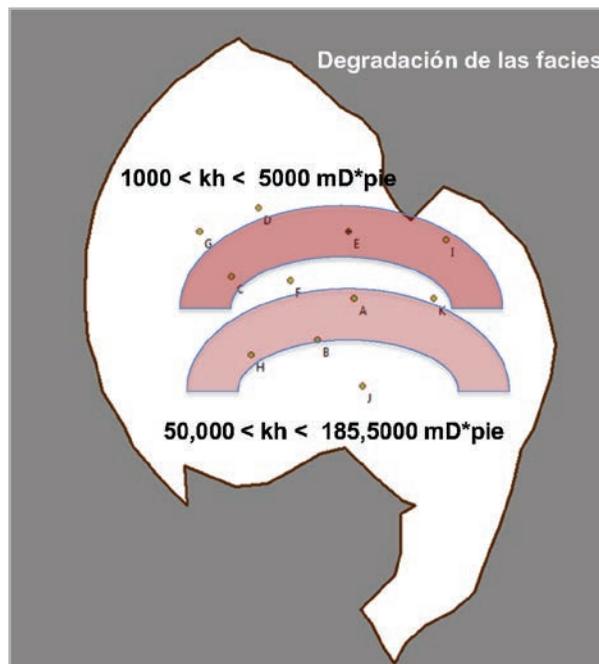


Figura 15. Caracterización dinámica del yacimiento.

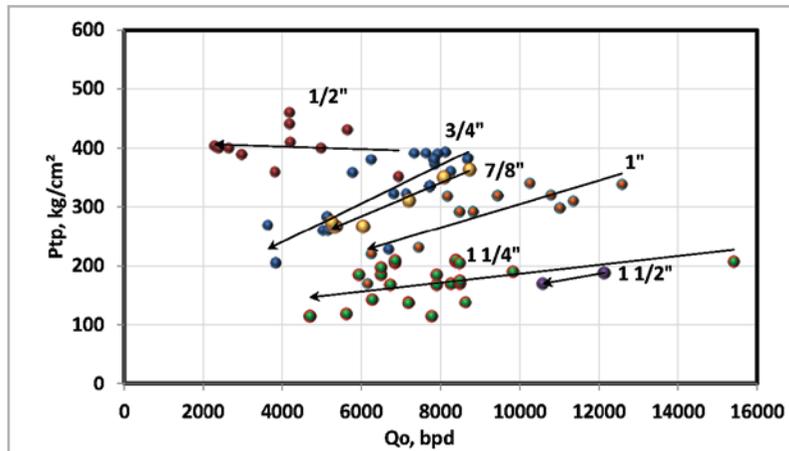


Figura 16. Aforos del campo.

En la **Figura 17** se muestra la producción oficial asignada al pozo E, la cual no muestra declinación de la producción durante el estrangulamiento, mediante análisis de flujo multifásico se estimó la producción considerando como nodo solución la presión en la cabeza del pozo

(P_{tp}) obteniendo mayor definición de los cambios de la producción con respecto al comportamiento de la presión. Esta producción recalculada fue asignada al pozo E dentro del modelo número para obtener una mejor respuesta durante el estrangulamiento del pozo.

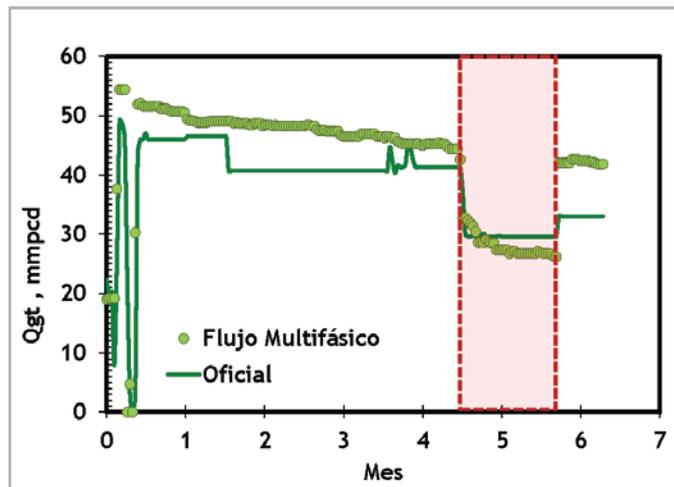


Figura 17. Comportamiento de la producción, pozo E.

Por los cambios en el comportamiento, en la producción se definieron cuatro periodos de flujo correspondientes a cambios en el estrangulador; 1", 3/4", 1" y 1 1/4", como se muestra en la **Figura 18**, se obtuvo la respuesta de presión de fondo fluyendo por el modelo, hasta las 4000hrs la declinación de la presión es debido a la

producción del campo. El periodo 2 corresponde a la caída de presión adicional durante el estrangulamiento a 3/4", cada periodo se simuló y se obtuvieron sus gráficos especializados para determinar el radio de drenaje asociado a cada periodo de flujo.

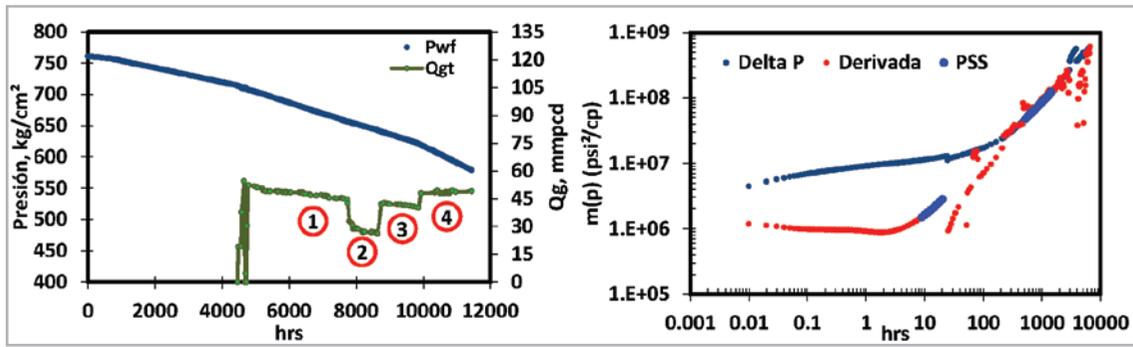


Figura 18. Presión simulada y periodo de flujo pseudoestacionario para el pozo E.

Una vez definidos los periodos de flujo pseudoestacionario, auxiliándose de un gráfico cartesiano de presión contra tiempo, es posible estimar los radios de drenaje asociados aplicando la ecuación (2), a partir de las pendientes estimadas en la Figura 19.

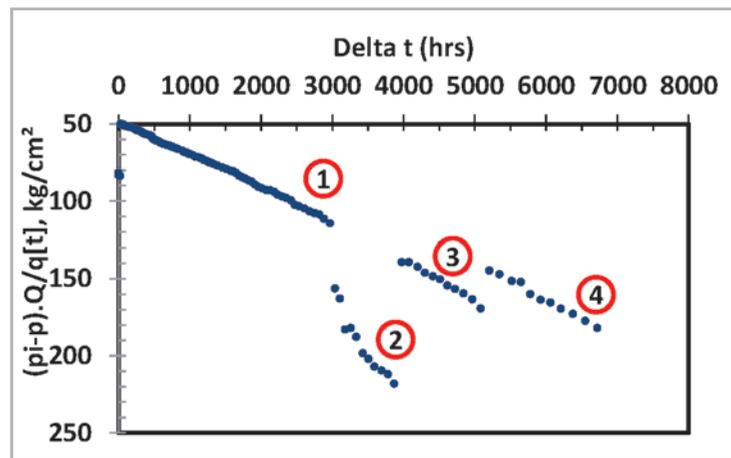


Figura 19. Gráfico cartesiano para la estimación de radios de drenaje, pozo E.

Considerando un flujo pseudoestacionario es factible aplicar métodos analíticos para determinar la declinación de la reserva asociada a cada periodo del flujo, en la Figura 20, y en la Tabla 10 se muestran los resultados obtenidos.

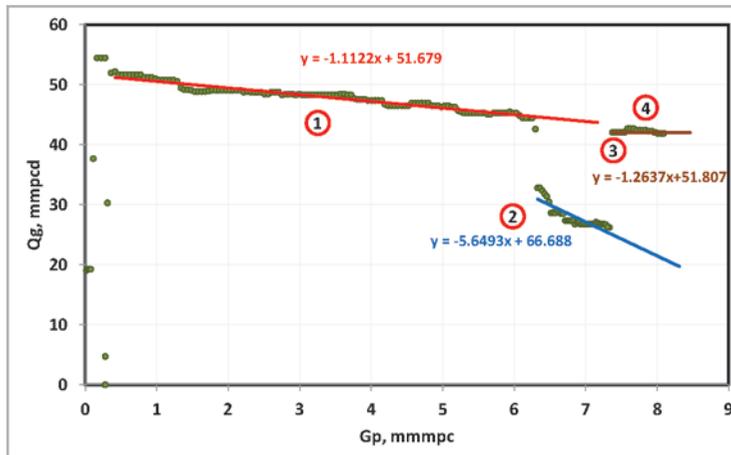


Figura 20. Reserva y declinación, pozo E.

Tabla 10. Evaluación de los radios de drene variables para el pozo E.

Periodo	Est	Re, m	Gpmáx	d, mensual
1	1	930	48	0.03
2	3/4	673	11	0.19
3	1	809	44	0.04
4	1 1/4	832	---	---

De acuerdo a los resultados obtenidos durante el primer periodo de flujo por estrangulador de 1", el pozo alcanzó su máximo radio de drene y reserva a recuperar, las áreas de drene de los pozos productores se encontraban estables de acuerdo a sus capacidades de flujo y condiciones operativas, cuando se estrangula el pozo a 3/4" perdió área de drene e incrementó su declinación por efecto de la interferencia con otros pozos, los cuales tendieron a incrementar sus áreas de drene por las altas capacidades de flujo, cuando se amplía el pozo a 1" se incrementa el radio de drene, sin embargo,

la reserva a recuperar fue menor en comparación en el periodo de flujo 1.

En la **Figura 21** se muestra el comportamiento de los sensores semipermanentes instalados en pozos productores del campo para el monitoreo de presión y temperatura en fondo, estos muestran tendencia a periodos de flujo pseudoestacionario, de los cuales se estimaron los radios de influencia y fueron comparados con los obtenidos por el modelo numérico.

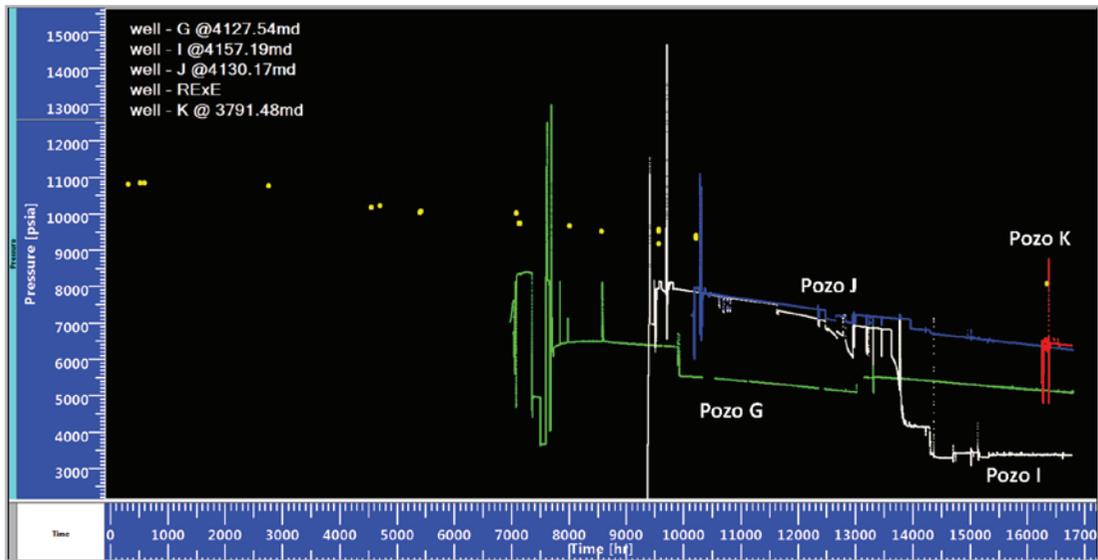


Figura 21. Sensores semipermanentes.

A continuación se muestra el comportamiento de presión de fondo registrada por el sensor semipermanente del pozo I, el cual fue sincronizado con su historia de producción, como se muestra en la **Figura 22**.

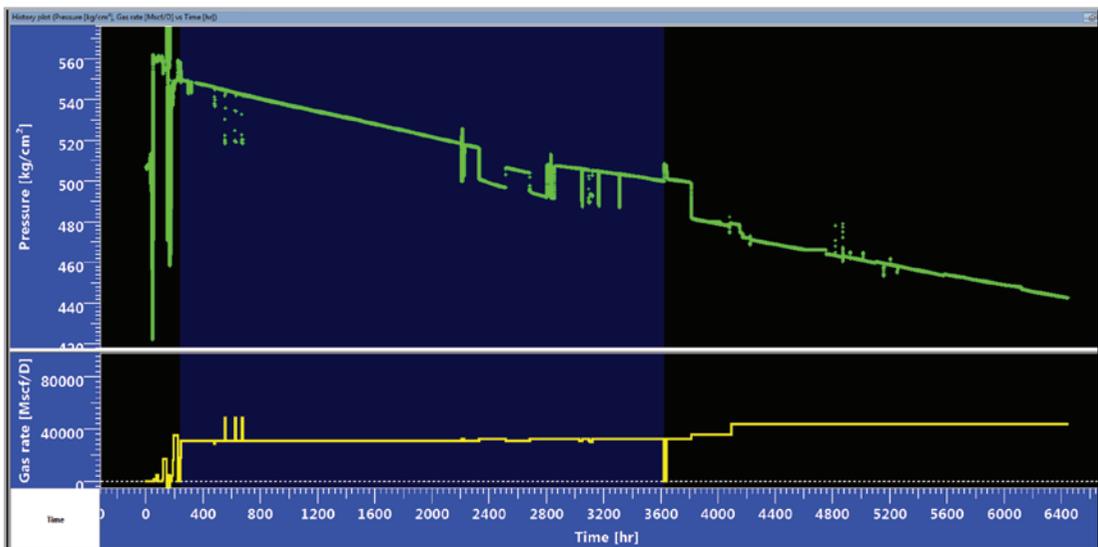


Figura 22. Sincronización de datos presión-producción pozo J.

Del periodo seleccionado se obtuvo en gráfico doble logarítmico de la presión y su derivada, se identificó el flujo pseudoestacionario, como se muestra en la **Figura 23**, nótese que aún con dispersión en la gráfica diagnóstico, la pendiente unitaria se hace evidente.

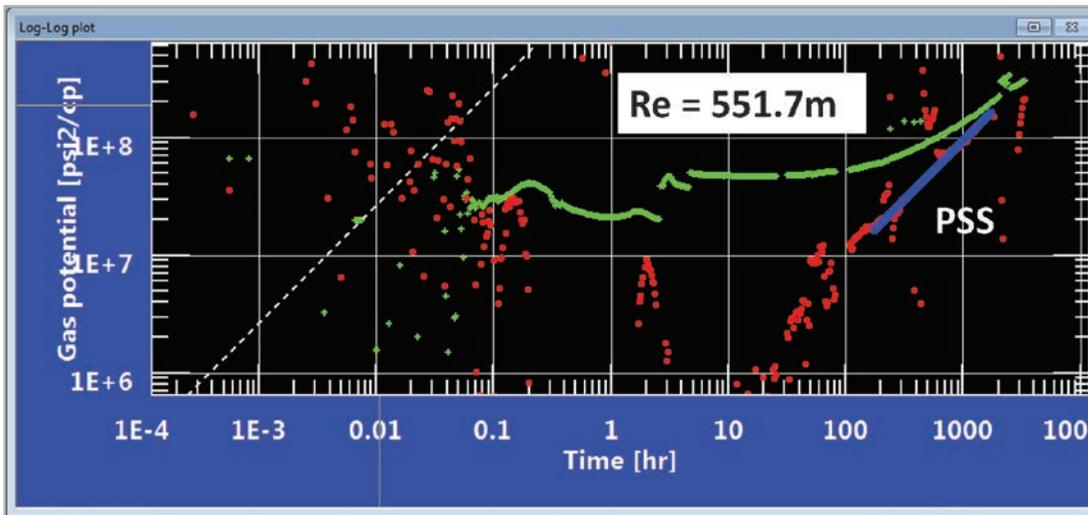


Figura 23. Definición del periodo de flujo pseudoestacionario, pozo J.

A partir de la gráfica cartesiana se determinó un radio de drenaje de 551.7m asociada al pozo, como se muestra en la Figura 24.

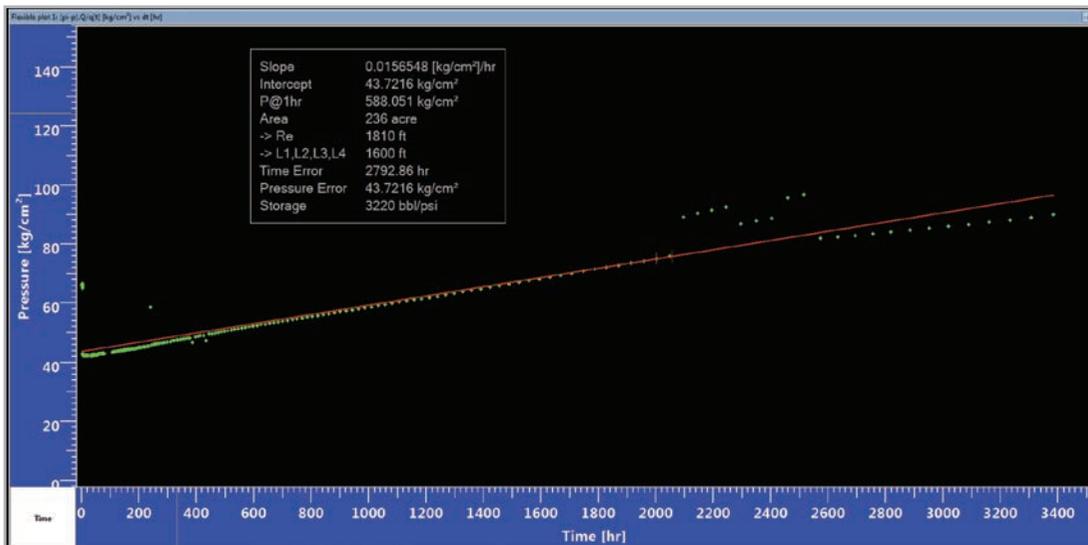


Figura 24. Determinación de área de drenaje por sensor semipermanente, pozo J.

En la Figura 25 se muestra la presión de fondo fluyendo simulada por el modelo numérico para el pozo J, se presentan ambas simulaciones considerando el pozo fluyendo solo (línea amarilla), así como la influencia de los demás pozos del campo, (línea verde).

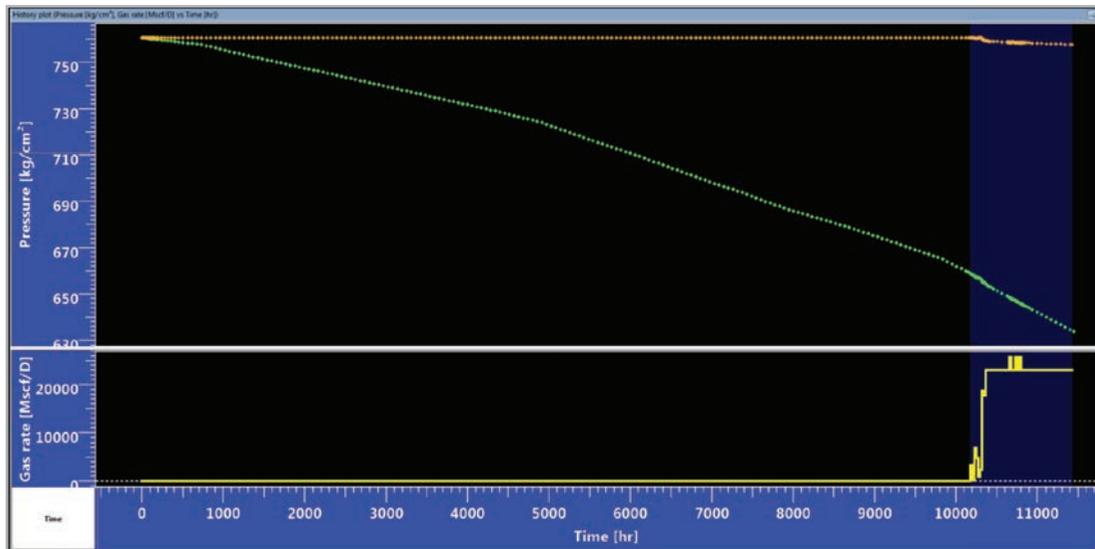


Figura 25. Presión de fondo simulada para el pozo J.

En la **Figura 26** se muestran las dos simulaciones realizadas para el pozo J y su identificación del periodo de flujo pseudoestacionario, en ambos casos se observa la convergencia hacia la pendiente unitaria, sin embargo, en el caso de la simulación con influencia de todos los pozos del

campo (línea verde), se hacen evidentes los efectos del área de drene al alcanzar antes su equilibrio de producción que en el caso de fluir de manera única, lo anterior corrobora con datos reales de producción las simulaciones de los ejercicios descritos en los casos hipotéticos.

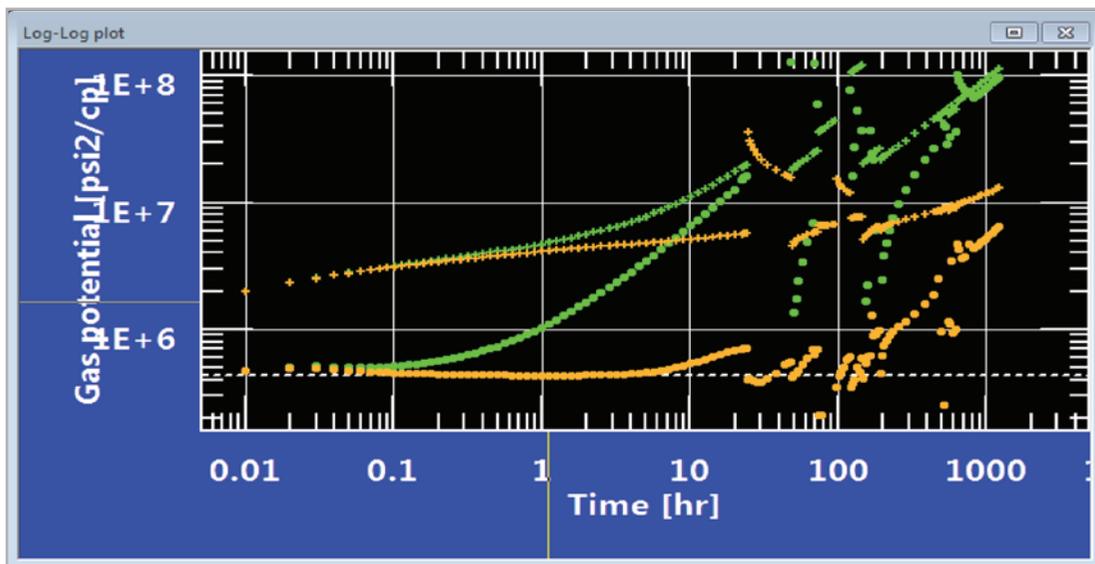


Figura 26. Flujo pseudoestacionario, pozo J.

A partir de la gráfica cartesiana, la cual se muestra en la **Figura 27**, se determinó un radio de drene de 577m asociada al pozo, como se puede observar, la simulación con el dato

obtenido del sensor de fondo presenta una diferencia mínima en las estimaciones del radio de drene.

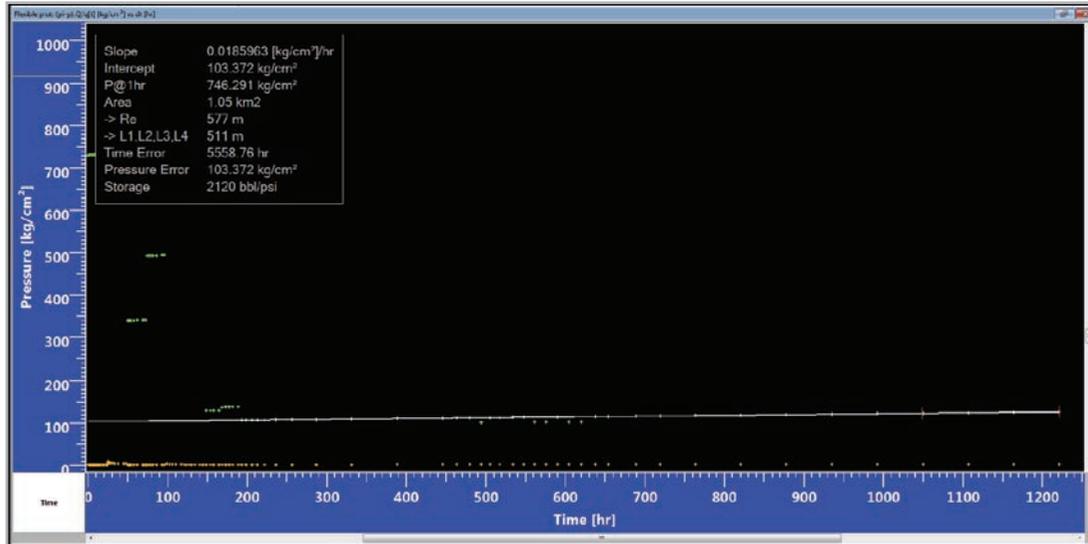


Figura 27. Determinación de área de drene por modelo numérico, pozo J.

Otro dato importante dentro de la metodología, es el hecho de que las funciones derivadas extraídas de las simulaciones realizadas no son rigurosas con el concepto de tiempo de superposición, el cual es de gran relevancia cuando se tienen diferentes variaciones de gasto en corto tiempo, por ejemplo, aperturas y cierres de pozo en una prueba a diferentes caudales o bien una operación de estimulación a gastos diversos de inyección en periodos cortos de tiempo, a diferencia de estos ejemplos, los periodos que se están analizando en este estudio son cambios suaves, es decir, los cambios operativos que afectan al gasto de producción se dan en periodos de meses, por lo cual no se ve afectación en la respuesta de las funciones derivada de presión y por consiguiente los periodos extraídos permiten cierto grado de confiabilidad, lo anterior, es una situación que se corrobora al hacer la comparación entre la respuesta de los sensores permanentes de presión y los datos simulados obteniendo una buena aproximación entre ambos.

Conforme continúa el desarrollo del campo se han incorporado nuevos pozos y modificado las condiciones operativas de otros, por lo anterior se ha actualizado el modelo, en la **Figura 28** se muestran los **radios de drene teóricos efectivos** determinados por la metodología antes expuesta, en la **Tabla 11** se muestran los radios determinados por el modelo numérico contra estimados por el análisis de los datos obtenidos por los sensores semipermanentes, obteniendo un error relativo menor al 25%, sin embargo, en algunos sensores muestran un incremento en las áreas de flujo, posiblemente influenciado por la entrada de un volumen adicional (posiblemente facies subyacentes al horizonte principal, común en yacimientos del Jurásico Superior Kimmeridgiano), o bien derivado de un empuje hidráulico al campo, el cual no se ha manifestado a la fecha de este análisis, esta observación se discutirá en párrafos posteriores.

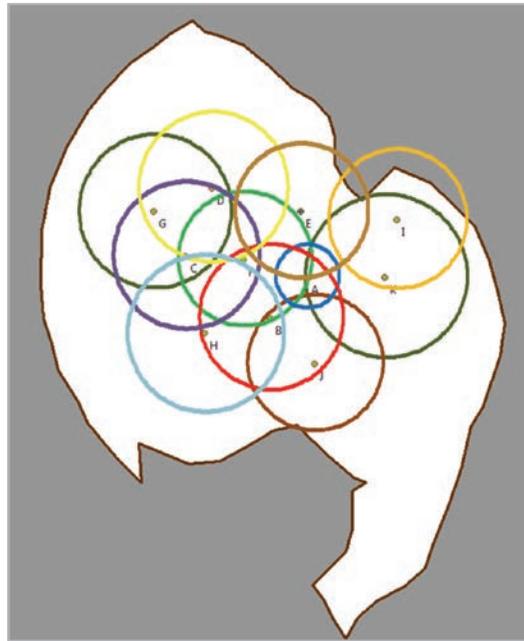


Figura 28. Radios de drene estimados por el modelo numérico del campo.

Los ejemplos mostrados en este trabajo, presentan de manera esquemática la influencia de los radios de drene, sin embargo esta representación sólo ejemplifica la forma en que en un yacimiento con buena comunicación hidráulica estos radios crecen o disminuyen a medida que los gastos cambian en el mismo pozo, en los pozos aledaños

o en combinación de ambos en el tiempo. En general, la redistribución de las áreas de drene obedece al equilibrio en producción de los pozos, por tal motivo, la metodología sugiere que es factible determinar aproximaciones a los radios de drene considerando la interacción de todos los pozos al mismo tiempo.

Tabla 11. Radios de drene modelo numérico contra sensores permanentes.

MODELO NUMÉRICO			SENSOR PERMANENTE		ERROR RELATIVO
Pozo	Área, km ²	Re, m	Área, km ²	Re, m	%
G	1.5	700	2.8	939	25
K	1.7	743	2.8	936	21
J	1.2	577	1.4	551.7	0.96
I	1.9	784	1.6	716	9
A	0.3	289			
B	1.4	661			
C	1.4	672			
D	1.5	685			
E	1.2	612			
F	1.1	597			
H	1.6	716			

La metodología mostrada en este trabajo, presenta una gran ventaja al aplicarse en yacimientos volumétricos, lo anterior, debido a que la determinación de las áreas de influencia está bien definida y por consiguiente las ecuaciones que gobiernan el periodo de flujo pseudoestacionario son perfectamente aplicables.

Para el caso de yacimientos con un fuerte empuje hidráulico, la metodología presenta la desventaja de sobreestimar las áreas de drene, incluso el método de "superpozo" se ve limitado al realizar los cálculos para volumen original, lo anterior tiene sentido derivado del hecho de que el régimen de flujo predominante es estacionario y por consiguiente los radios de drene se extienden hacia el acuífero, provocando incrementos significativos en área y volumen que no hacen sentido físico con la parte estática del yacimiento, derivado de que la metodología presentada se basa en el cálculo del área y volumen original como punto de partida cuando se presenta flujo pseudoestacionario, su empleo en yacimientos con acuíferos activos no es recomendable, sin embargo, en yacimientos con un acuífero poco activo es factible realizar aproximaciones, dado que el comportamiento predominante es el de yacimiento volumétrico.

Conclusiones

El análisis de datos de producción puede tener lugar a dos niveles por campo y pozo, el uso de los datos de producción como herramienta analítica depende de la cantidad y calidad de la información.

El análisis muestra mejores resultados en yacimientos volumétricos, los cambios en el gasto causan efectos transitorios, sin embargo, este efecto es insignificante en comparación con la influencia de la frontera

Los movimientos operativos realizados arbitrariamente afectan en la desestabilización de las áreas de drene de otros pozos, provocando efectos de mayor declinación y pérdida de energía a nivel pozo-yacimiento.

La calibración de la metodología contra sensores permanentes mostró un error relativo máximo del 25%.

Se ha establecido de una manera confiable los radios de drene reales en cada pozo, así como sus correspondientes áreas y volúmenes asociados, se determina que movimientos operativos realizados arbitrariamente afectan

en la desestabilización de las áreas de drene de otros pozos, provocando efectos de mayor declinación y pérdida de energía a nivel pozo-yacimiento.

La metodología propuesta ha demostrado ser funcional, representa un elemento práctico a partir de datos de producción, ha permitido mejorar la certidumbre del comportamiento dinámico, explicación de cambios en las condiciones operativas de los pozos por movimiento de estranguladores, soporte adicional a modelos como balance de materia y simulación numérica de yacimientos, entre otros.

La forma de los radio de drene estimados por el modelo numérico están asociados a una geometría radial, sin embargo en la realidad la forma del área dependerá de la ubicación del pozo, propiedades del sistema roca-fluido.

Se enfatiza la funcionalidad de combinar análisis en diferentes paquetes comerciales, utilizando sus bondades analíticas e interfaces numéricas para un mejor esquema de estudio en la caracterización dinámica de campos y su implementación en las diferentes etapas de explotación de un campo.

Nomenclatura

P_{wf}	Presión de fondo fluyendo, psi
V_p	Volumen poroso, [gas] mmpc, [aceite] bls
Q_g	Gasto de gas, mmpcd
Q_o	Gasto de aceite, bpd
T	Temperatura de yacimiento, °R
P_{sc}	Presión a condiciones estándar, psi
Mg	Viscosidad del gas, cp
Ct	Compresibilidad total, psi-1
T_{sc}	Temperatura a condiciones estándar, °R
R_e	Radio de drene, ft
h	Espesor, ft
G_{eo}	Equivalente en gas del condensado, pie ³ /bl
ρ_o	Densidad relativa del aceite
μ_o	Viscosidad de aceite, cp
P_r	Presión de rocío, kg/cm ²

P_y	Presión de yacimiento, kg/cm ²
B_g	Factor de volumen de gas, m ³ /m ³
RGA	Relación gas-aceite, m ³ /m ³
kh	Capacidad de flujo, mD*pie
P_{tp}	Presión en la cabeza del pozo, kg/cm ²
P_{baj}	Presión en la bajante del pozo, kg/cm ²
T_{tp}	Temperatura en la cabeza del pozo, °C
Est	Estrangulador, pg

3. Garaicochea Petrirena, F., Bernal Huicochea, C. y López Ortiz, O. 1991. *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
4. Houzé, O., Viturat, D., Fjaere, O. S. et al. 1988-2012. *Dynamic Data Analysis: The Theory and Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data*, v4.12.03. Paris: Kappa. [http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/zCourseArchive/P648_15A/P648_15A_zReference/PTA_Kappa_DFA_Book\[Houze_2013\].pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/zCourseArchive/P648_15A/P648_15A_zReference/PTA_Kappa_DFA_Book[Houze_2013].pdf) (Fecha de acceso 10 de marzo de 2016).
5. Mattar, A. y Anderson, D. 2005. Dynamic Material Balance (Oil or Gas-In-Place Without Shut-Ins). Artículo presentado en Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, junio 7-9. PETSOC-2005-113. <https://doi.org/10.2118/2005-113>.
6. Nobakht, M. N. y Mattar, L. 2009. Diagnostics, of Data Quality for Analysis of Production Data. Artículo presentado en Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, junio 16-18. PETSOC-2009-137. <https://doi.org/10.2118/2009-137>.

Referencias

1. Cox, S. A., Sutton, R. P., Stoltz, R. P. et al. 2005. Determination of Effective Drainage Area for Tight Gas Wells. Artículo presentado en SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, West Virginia, EUA, septiembre 14-16. SPE-98035-MS. <https://doi.org/10.2118/98035-MS>.
2. Earlougher, R. C. Jr. 1971. Estimating Drainage Shapes from Reservoir Limit Tests. *J Pet Technol* **23** (10): 1266-1268- SPE-3357-PA. <https://doi.org/10.2118/3357-PA>.

Semblanza de los autores

Omar Rubio Nava

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en 2009.

En 2007 ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo, como Ingeniero de yacimientos en el Laboratorio de recuperación mejorada de hidrocarburos.

En 2010 ingresó a Petróleos Mexicanos al Activo Integral de Producción Abkatun Pol-Chuc al área de yacimientos.

En 2013 se integró a la Subdirección de desarrollo de campos en la Gerencia de proyectos aguas someras, donde actualmente se desarrolla en el área de productividad de pozos.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., Sección Dos Bocas.

José María Petríz Munguía

En 2004 obtuvo el grado en la carrera de Ingeniería Petrolera de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. De 2005-2007 realizó estudios de posgrado en el Instituto Mexicano del Petróleo obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería.

En el año 2008 ingresa a Petróleos Mexicanos en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste, asignado al área de Ingeniería de yacimientos. De 2009 a 2011 laboró en la Superintendencia de productividad de pozos como Ingeniero analista-operativo de pozos fluyentes.

En noviembre de 2011 se integró a la Subdirección de Desarrollo de Campos como encargado del área de productividad de pozos de la Coordinación de diseño e ingeniería de proyectos.

De abril de 2014 a la fecha se ha desempeñado de manera intermitente como Encargado de Despacho de la Coordinación de diseño e ingeniería de proyectos y de Encargado del área de productividad de pozos. De julio de 2015 a la fecha es Encargado de Despacho de la Coordinación de diseño e ingeniería de proyectos de la Gerencia de proyectos aguas someras de la Subdirección de desarrollo de campos.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., Sección Dos Bocas, e integrante de la Red de expertos en caracterización integral de yacimientos naturalmente fracturados de PEP.

Blanca Estela González Valtierra

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde obtuvo el título de Ingeniera Petrolera, en 1996. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1997, inicialmente en el área de productividad de pozos del Activo Integral Litoral de Tabasco de la RMSO. En el periodo 2000–2002 realizó sus estudios de postgrado en la misma universidad, con especialidad en Ingeniería de yacimientos.

De 1999 a 2010 se desempeñó como especialista de yacimientos, alcanzando el puesto de Superintendente de ingeniería de yacimientos y líder de proyectos en el Activo integral litoral de Tabasco de la RMSO. En 2011 cubre el puesto de Coordinador de diseño de proyectos en el mismo Activo. Posteriormente en septiembre del mismo año, se integra a la Subdirección de desarrollo de campos, en donde se desenvuelve como Líder de proyecto y Coordinador de diseño e ingeniería de proyectos.

En 2015 es nombrada Gerente de proyectos aguas someras de la Subdirección de desarrollo de campos, donde se desempeña actualmente.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., Sección Dos Bocas.