
Evaluación de los métodos para estimar el radio de drene en yacimientos maduros de aceite

Alfredo León García
DEPFI- UNAM/Ocepa Group

Christian Ramírez Ramírez
Compañía Petrolera Cárdenas – Mora

Fernando Samaniego Verduzco
DICT, FI, UNAM

Artículo recibido en junio de 2020-revisado-evaluado-correcto y aceptado en abril de 2022

Resumen

El radio de drene de un pozo productor de aceite se define como el radio máximo estimado en una formación productora, la cual se ha explotado y experimentado cambios de presión debido a la extracción de hidrocarburos. El radio de drene está relacionado con el volumen original de hidrocarburos que existe en el área productora de un pozo, cuyo volumen de hidrocarburos producido está en función de la capacidad de flujo kh , la porosidad, el espesor neto y la saturación inicial de agua. Cuando en un yacimiento producen varios pozos, cada uno dreña una cierta área, la cual es proporcional a su gasto de producción, es decir, al volumen producido.

Existen métodos para estimar el radio de drene, los cuales están basados en el análisis de pruebas de presión en régimen de flujo transitorio, o en estado pseudoestacionario, mediante los cuales se puede calcular el área de drene y un factor de forma que permite definir su geometría.

En el caso de yacimientos en etapas avanzadas de explotación (campos maduros), no es común tomar pruebas de presión, ni información de presión estática o fluyente en los pozos, por lo cual, se utilizan dos métodos prácticos para estimar el radio de drene; balance de materia y radio de drene aparente. En yacimientos maduros, debido a la falta de toma de la información mencionada anteriormente, se analiza el método de radio de drene aparente, el cual está basado en conocer las propiedades estáticas y dinámicas del yacimiento del pozo a intervenir, así como de los pozos aledaños.

En este trabajo se presenta una revisión de los métodos que existen para calcular los radios de drene, con un enfoque hacia los yacimientos en etapas avanzadas de explotación, para ubicar de la mejor manera posible la localización de pozos intermedios, reparaciones mayores con y sin equipo e intervenciones para mantenimiento de producción (re-disparos), en zonas no drenadas en yacimientos de siliciclastos para obtener la recuperación máxima posible de hidrocarburos.

Para probar el método propuesto, se utilizó información de casos reales para la estimación del radio de drene, una propuesta de reparación del pozo S-545 en la cual se estimaron su área de drene y también el radio de drene de sus pozos vecinos de la arena productora: S-545, S-513, S-502, S-538, S-544 y S-510.

Palabras clave: Radios de drene, yacimientos maduros de aceite.



Evaluation of methods to estimate drainage radius in mature oil reservoirs

Abstract

The drainage radius of an oil producing well is defined as the maximum estimated radius in a producing formation, which has been exploited and has experienced pressure changes due to the extraction of hydrocarbons. The drainage radius is related to the original volume of hydrocarbons that exists in the producing area of a well, whose volume of hydrocarbons produced is a function of the flow capacity kh , porosity, net thickness and initial water saturation. When several wells are produced in a reservoir, each one drains a certain area, which is proportional to its production rate, that is, to the volume produced.

There are methods to estimate the drain radius which are based on the analysis of pressure tests in a transitory flow regime, or in a pseudo-steady state, through which the drainage area and a form factor that allows defining its geometry can be calculated.

In the case of reservoirs in advanced stages of exploitation (mature fields), it is not common to take pressure tests, nor information on static or flowing pressure in the wells, for which two practical methods are used to estimate the drainage radius; material balance and apparent drainage radius. In mature reservoirs, due to the lack of collection of the information mentioned above, the apparent drainage radius method is analyzed, which is based on knowing the static and dynamic properties of the reservoir of the well to be intervened, as well as of the surrounding wells.

This paper presents a review of the methods that exist to calculate drainage radius, with a focus on deposits in advanced stages of exploitation, to locate intermediate wells, major repairs with and without equipment in the best possible way. and interventions for production maintenance (re-perforations), in undrained areas in siliciclate reservoirs to obtain the maximum possible recovery of hydrocarbons.

Keywords: Drainage radius, mature oil reservoirs.

Introducción

El radio de drene de un pozo productor de aceite se define como el radio máximo estimado en una formación productora, la cual, al explotarse ha experimentado cambios de presión debido a la extracción de los hidrocarburos. En la mayoría de los casos se estima que existe flujo radial desde el yacimiento hasta el pozo. Cuando se estiman los radios de drene durante las pruebas de presión tomadas en régimen transitorio, también es común referirse a este concepto como radio de investigación.

Por lo general, el radio de drene se calcula en una formación productora en la cual se ha afectado la presión durante el período de flujo de una prueba de presión en régimen transitorio. El valor estimado del radio de drene en un yacimiento, está estrictamente relacionado con el volumen de hidrocarburos producido por cada pozo, el cual comúnmente depende de las propiedades petrofísicas de cada pozo tal como permeabilidad, espesor neto, porosidad,

saturación de agua, posición estructural etc. Generalmente los pozos ubicados en zonas con muy buenas propiedades petrofísicas tendrán gastos de aceite y producciones acumuladas altas comparadas con los pozos ubicados en zonas con propiedades petrofísicas reducidas; esto tiene como consecuencia que los pozos con gastos más altos de producción tendrán mayores radios de drene comparados con los pozos que tienen gastos bajos.

Como se ha comentado ampliamente en la literatura (Matthews y Russell, 1967), el volumen poroso drenado por un pozo es proporcional a su gasto, cuando se producen los fluidos en una fase de compresibilidad constante, el volumen (área) de drene puede calcularse por medio de pruebas de decremento de presión en condiciones de estado pseudoestacionario. Cabe recordar que en un pozo se pueden presentar tres regímenes de flujo:

- 1). Estado transitorio en el cual la caída de presión es función de espacio y tiempo, y la caída de presión no ha alcanzado las fronteras del yacimiento;

- 2). Estado de transición, el cual se encuentra entre el estado transitorio y el estado pseudoestacionario y
- 3). Estado pseudoestacionario, en el cual la derivada de la presión en el yacimiento con respecto al tiempo es

constante; en este caso el efecto causado por la producción del pozo ya alcanzó la frontera exterior, o el límite de su área de drenaje para el caso de un yacimiento desarrollado; estos regímenes de flujo se presentan en la **Figura 1**.

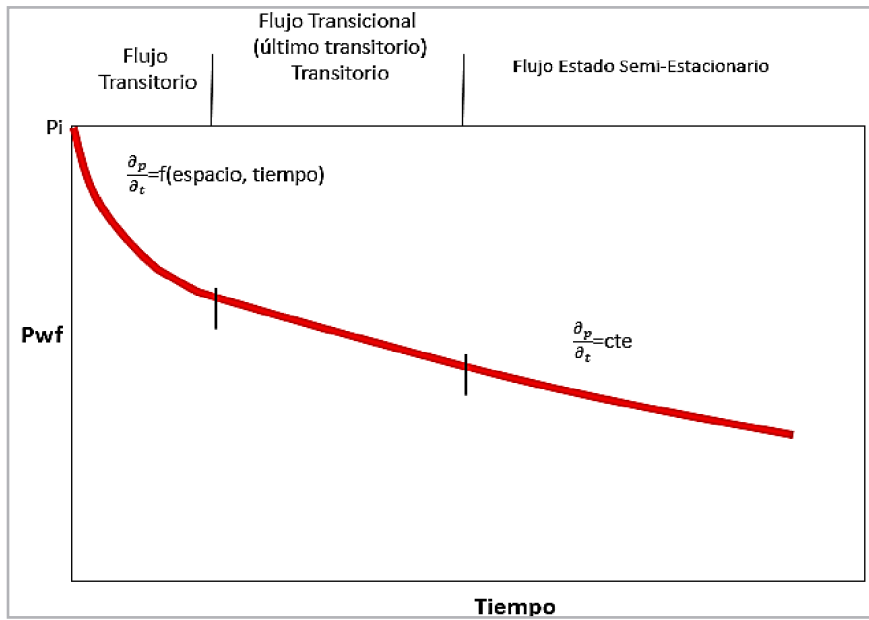


Figura 1. Diferentes regímenes de flujo con la presión declinando en un pozo, yacimiento circular cerrado, caso gasto constante, (Mathews y Russell, 1967).

Adicionalmente, en algunos yacimientos con acuíferos muy activos, se presenta el estado estacionario en el cual la presión en cualquier punto del yacimiento es constante, es decir la caída de presión es cero. Cuando se perforan pozos a un cierto espaciamiento, el área de drenaje de cada pozo se va a ir incrementando conforme transcurre el tiempo de explotación y disminuya la presión; por consiguiente, en algún momento estas áreas se superpondrán ocasionando lo que comúnmente se le denomina efecto de interferencia entre pozos. Este efecto de interferencia entre pozos será más importante y la interferencia entre pozos se presentará en un tiempo menor, cuando el espaciamiento sea pequeño o cuando se tenga una permeabilidad alta en el yacimiento.

En tiempos pasados, el desarrollo de los campos se efectuaba siguiendo arreglos de pozos (Chacón, 1984); los más comunes eran los siguientes: a) cinco pozos, b) siete pozos y c) nueve pozos; siendo el más utilizado en México el de siete pozos como se muestra en la **Figura 2**. Los espaciamientos para el desarrollo de los campos de México eran en promedio entre 400 m y 500 metros (radio de drenaje de 200 a 250 m) para arenas y en carbonatos homogéneos (de una sola porosidad) y de 800 a 1,000 metros (radio de drenaje de 400 m a 500 m) para yacimientos naturalmente fracturados.

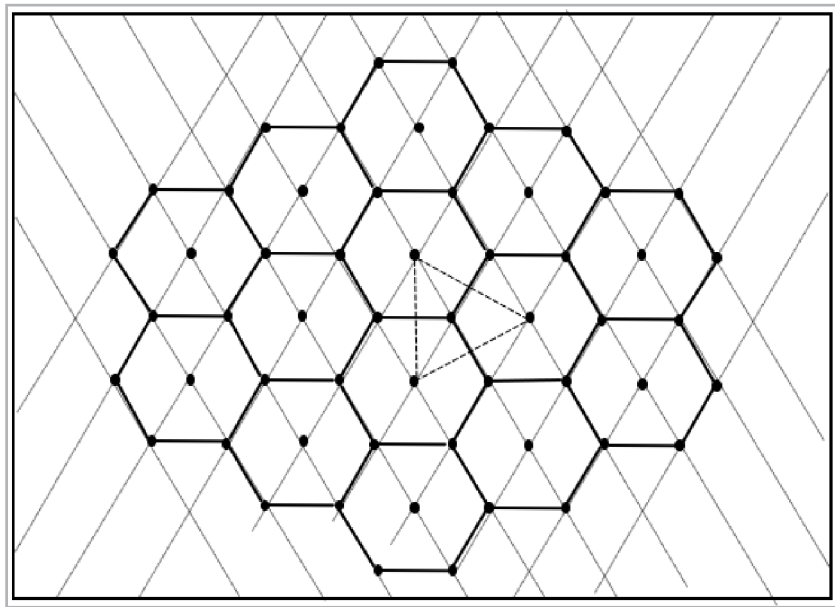


Figura 2. Propuesta de arreglo de siete pozos para el desarrollo de un campo petrolero, (Chacón, 1984).

Es necesario considerar que el espaciamiento entre los pozos no debe de ser constante (Solórzano, 1996); para el desarrollo de un campo se requieren perforar inicialmente pozos en zonas estratégicas del campo, para construir un modelo geológico que indique en qué zonas se encuentran las mejores regiones petrofísicas, y así poder planear la perforación de los pozos de acuerdo a la ubicación de las mejores zonas prospectivas del campo; la mayor densidad de pozos debe ubicarse en las mejores zonas petrofísicas del yacimiento, por lo cual se tendría un espaciamiento de pozos variable.

El desarrollo de un yacimiento considerando el modelo estático y dinámico del yacimiento (Solórzano, 1996) debe considerar la determinación del número óptimo de pozos a perforar (espaciamiento variable), considerando la maximización de la ganancia con la determinación del valor presente neto (VPN) más adecuado, el cual debe de incluir tres puntos importantes:

1. Fluctuación en los precios de los hidrocarburos.
2. Los costos de perforación y de instalaciones.
3. Los costos de operación y mantenimiento.

Métodos para estimar el radio de drene en un pozo

Existen tres diferentes metodologías para estimar el radio de drene de un pozo:

1. Métodos basados en análisis de pruebas de presión,
2. Métodos basados en estudios técnico – económicos el cual se denomina número óptimo de pozos, y
3. Métodos prácticos, uno de los cuales está basado en balance de materia y otro denominado radio de drene aparente, el cual utiliza información de geología, producción y de yacimientos.

Los métodos para estimar el radio de drene (radio de influencia), basados en el análisis de pruebas de presión (Reyes, 2009), son los siguientes: a) Método de Muskat, b) Método de Brownscombe y Kern, c) Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH), d) Método de Chatas, e) Método de Matthews, Brons y Hazebroek (MBH), f) Método de Tek, Grove y Poettman, g) Método de Jones, h) Método de Van Poolen, i) Método de Dietz, j) Método de Earlougher, Jr., Ramey, Jr., k) Miller y Mueller, l) Método de Earlougher, Jr., m) Método de Balderas, n) Método de González y Cinco, o).- Método de Reyes-Vargas.

Generalmente, las pruebas de presión se deben realizar a condiciones de gasto constante estabilizado para el tiempo necesario (horas o días) para alcanzar flujo pseudoestacionario; sin embargo, en algunas ocasiones no es posible determinar de manera confiable el radio de drenaje.

No es muy común estimar el radio de drenaje en yacimientos naturalmente fracturados (YNF), debido que por lo general los radios de drenaje son elípticos y se deben utilizar pruebas de presión. En ausencia de pruebas de presión en YNF maduros se deben de realizar ciertas consideraciones, tales como utilizar radios de drenaje radiales, estimados por medio del método de balance de materia a nivel de pozo, o empleando estudios de simulación numérica radial a nivel de pozo.

Es importante comentar que el radio de drenaje está en función de la producción acumulada de aceite N_{pv} , es decir, del factor de recuperación del aceite, por lo que se considera que implícitamente se están tomando en cuenta los mecanismos de empuje que actúan en la explotación del yacimiento, y las propiedades petrofísicas de la formación productora de cada pozo evaluado.

Los métodos que basados en criterios técnico-económicos para estimar un número óptimo de pozos (espaciamiento de pozos), generalmente utilizan un modelo estático y dinámico del yacimiento, conjuntamente con la evaluación económica de los casos analizados, son los siguientes: a) Método de Solórzano, b) Método de Salgado, c) Método de Ruiz.

Los métodos prácticos que utilizan las propiedades petrofísicas de los pozos y de su historia de presión y producción, suponiendo áreas de drenaje con flujo radial, son los siguientes a) Método de Chacón, b) Método de balance de materia y c) Método de radio de drenaje aparente.

El trabajo presente se enfoca en analizar la aplicación de los métodos siguientes:

1. Método de Matthews, Brons y Hazebroek (MBH).
2. Método de González-Cinco.
3. Método de Reyes-Vargas.
4. Método de balance de materia.
5. Método de radio de drenaje aparente.

Se define la aplicabilidad de los métodos antes mencionados a campos maduros para evaluar su utilidad y la factibilidad de realizar reparaciones mayores, re-disparos y perforación de pozos intermedios.

A continuación, se describen brevemente los métodos anteriormente mencionados.

1) Método de Matthews, Brons y Hazebroek (MBH). La determinación del volumen de drenaje de un pozo, tiene como base el hecho de que cada uno drena un volumen proporcional a su gasto de producción (Mathews y Russell, 1967), lo cual se cumple cuando el pozo produce en estado pseudoestacionario. Puesto que los yacimientos realmente tienen formas no simétricas de las áreas de drenaje, el tiempo del período transitorio puede ser muy grande, por lo cual los métodos para determinar la presión promedio del yacimiento deben aplicarse para períodos de flujo transitorio y en estado pseudoestacionario.

Se han desarrollado métodos analíticos, (Mathews y Russell, 1967) para determinar las diferentes formas de las áreas de drenaje, utilizando las premisas siguientes: a) Yacimiento homogéneo, b) Yacimiento isotrópico, c) Yacimiento de espesor constante, d) Flujo monofásico de compresibilidad pequeña y constante y e) Fluido de viscosidad constante. Debido a que las áreas de drenaje pueden tener formas muy diferentes, en ocasiones para efectos prácticos cuando los gastos sean muy semejantes se pueden suponer áreas de drenaje simétricas, como se muestra en la **Figura 3**, o en caso de que se tengan gastos muy diferentes en el yacimiento, se deben de definir áreas de drenaje asimétricas, como se muestra en la **Figura 4**.

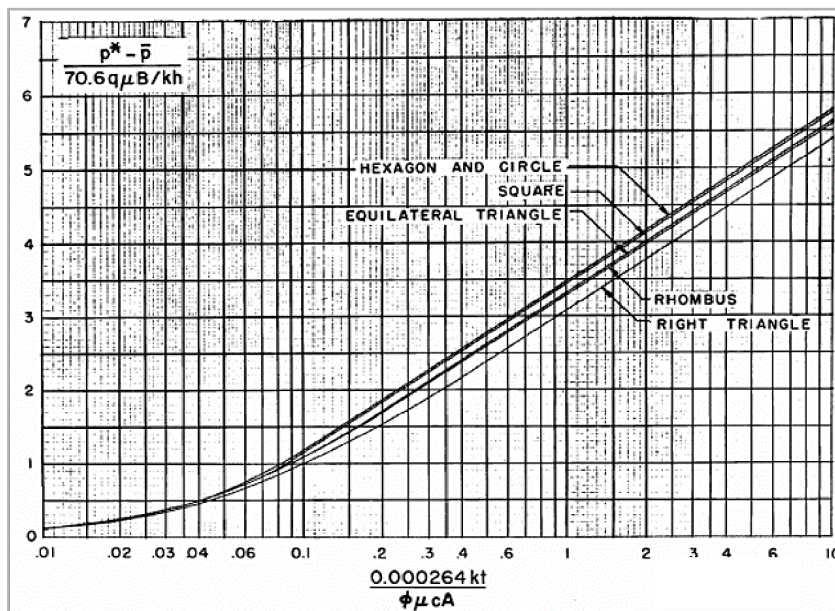


Figura 3. Función de presión contra función de tiempo en un pozo en el centro de figuras equiláteras, (Mathews, 1967).

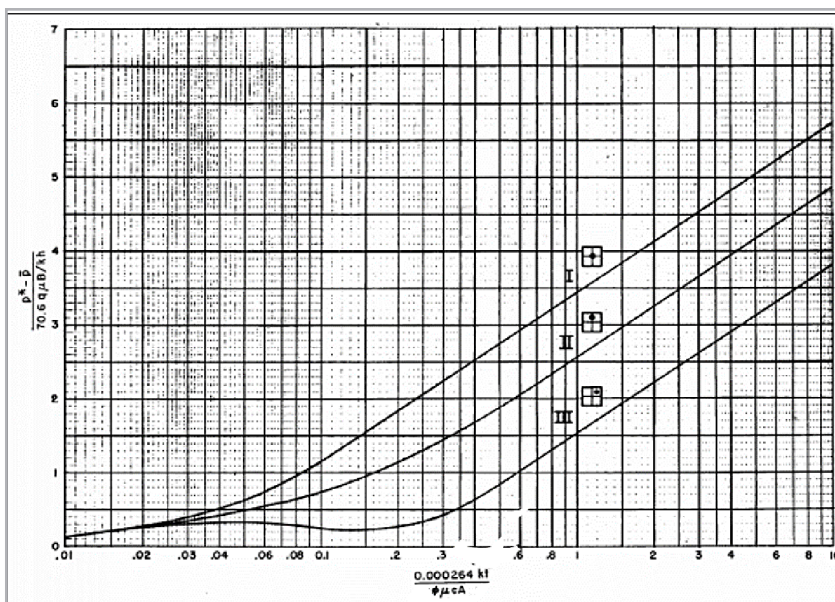


Figura 4. Función de presión contra función de tiempo, con pozos en diferentes localizaciones en un área con frontera cuadrada, (Mathews y Russell, 1967).

Se puede obtener el volumen de drene a partir de las ecuaciones 1 y 2, mediante el ajuste de la función Δp_D contra $\log \Delta t$ en un papel transparente con las mismas escalas de la **Figura 5**; una vez que se tenga el mejor ajuste, se podrá obtener el volumen de drene con la ecuación 3. También se tienen algunas figuras que presentan soluciones para los casos de pozos localizados en posición no central, en áreas de drene con geometría cuadrada, elíptica, circular o triangular, (Mathews y Russell, 1967).

$$\Delta p_D = \frac{1.15(\bar{p} - p_{ws})}{m} \tag{1}$$

$$\Delta t_{De} = \frac{0.000264k\Delta t}{\phi\mu cr_e^2} \tag{2}$$

$$V_o = \frac{0.024(1 - S_w)q\Delta t}{cm\Delta t_{De}} \tag{3}$$

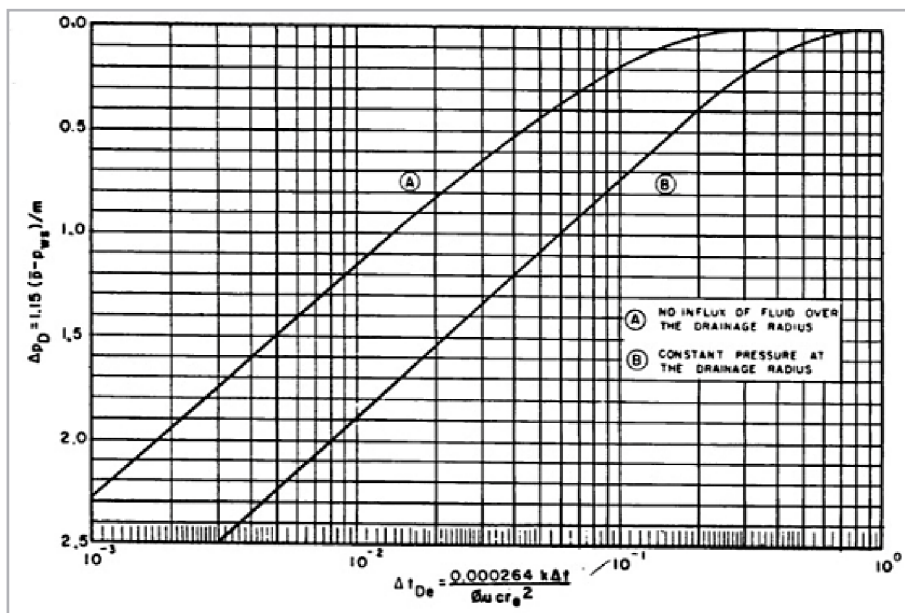


Figura 5. Curvas de incremento de presión teóricas, pozos ubicados en el centro de un área con flujo radial, (Mathews, 1967).

El método para estimar la presión promedio de un yacimiento, es contar con registros de presión en la mayoría de los pozos, alternándolos en cada período de medición de presión en el yacimiento, los registros de presión deben de cubrir todos los pozos del yacimiento, en todos los sectores del campo.

El yacimiento se divide en áreas drenadas por cada pozo, utilizando el criterio que en estado pseudoestacionario el

volumen de drene individual es proporcional al gasto de producción de cada pozo.

Dado que, en el yacimiento se pueden tener formas muy diversas del área de drene, en el caso de contar con un yacimiento con gastos y presiones parecidas, se pueden utilizar formas simétricas. En caso de que se tengan grandes diferencias en los gastos y comportamiento de presiones muy diferentes, se pueden utilizar áreas de drene no simétricas para tener resultados más confiables.

Después de determinar la presión promedio en el volumen de drene de cada pozo, se determina la presión promedio del yacimiento, empleando el método recomendado en el que se ponderan las presiones promedio de cada pozo multiplicándolas por la fracción de volumen drenado por cada uno. Suponiendo condiciones de flujo pseudoestacionario, los volúmenes de drene serán proporcionales a los gastos de producción de cada pozo, por lo cual el volumen de drene relativo del pozo i , será V_i/V_t como se muestra en la expresión siguiente:

$$\frac{V_i}{V_t} = \frac{q_i}{q_t} \quad (4)$$

De esta manera se ajustan las áreas de drene y se calcula la presión promedio del yacimiento en función de gasto para cada pozo.

$$p_r = \tilde{p}_1 \frac{q_1}{q_t} + \tilde{p}_2 \frac{q_2}{q_t} + \dots \quad (5)$$

2) Método de González – Cinco. Este método, está basado en la construcción de curvas tipo, utilizando el principio desuperposición, el cual se utiliza para la modificación de las soluciones de la presión adimensional para el flujo hacia un pozo de otros sistemas de flujo (González y Cinco Ley, 1983), empleando las expresiones siguientes:

$$P_{DMBH} = \frac{kh(p^* - \tilde{p})}{70.6q_o B_o \mu_o} \quad (6)$$

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu_o c_t A} \quad (7)$$

La desuperposición utilizada para este método consistió en que a la expresión para comportamiento infinito $\Delta P_D(t_{DA})$, la cual es la suma de las caídas de presión y efectos de frontera se le restan las caídas de presión por comportamiento infinito, lo que da como resultado que $\Delta P_D(t_{DA})$ sea la caída de presión debido a las fronteras del área de drene.

La ecuación obtenida para determinar la caída de presión adimensional $\Delta P_D(t_{DA})$ en función de t_{DA} es la siguiente:

$$\Delta P_D(t_{DA}) = 2\pi t_{DA} - \frac{1}{2} P_{DMBH}(t_{DA}) \quad (8)$$

La ecuación anterior se utilizó para calcular valores de $\Delta P_D(t_{DA})$ considerando diferentes formas para las áreas de drene (cuadrada, rectangular, agrupamiento de rectángulos) con los pozos ubicados en posiciones diferentes,

obteniéndose las tablas y las figuras correspondientes para las diferentes formas de las áreas de drene calculadas. En la **Figura 6**, se muestra el comportamiento de ΔP_D contra (t_{DA}) , en áreas de drene con forma cuadrada.

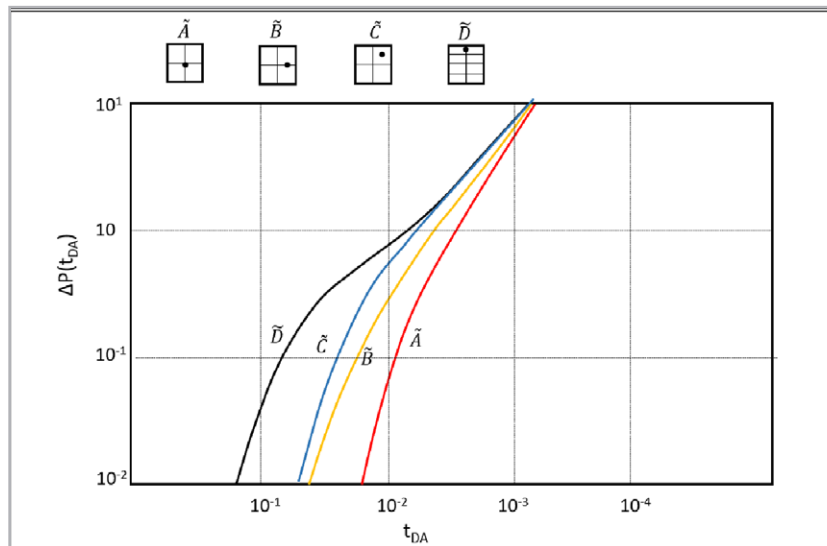


Figura 6. Curva tipo de caída de presión adimensional contra tiempo adimensional, para pozos ubicados en diferente posición en áreas de drene cuadradas, (González, 1983).

Con este método, se puede estimar el área de drene, su forma y la posición del pozo dentro del área.

3) Método de Reyes - Vargas. Este trabajo se enfoca en desarrollar una metodología para el cálculo del área de drene, utilizando datos de producción como una alternativa a los métodos convencionales de pruebas de presión, considerando como base el flujo en el pozo a gasto estabilizado antes de realizar la prueba de presión, (Reyes, 2009). El método analizado propone analizar el gasto

transitorio de un pozo que produce a presión constante. Se basa en la teoría de fuente instantánea, la cual se utiliza en problemas de flujo en medios porosos e implica extracción repentina de fluidos de la fuente, lo cual causa un disturbio en la presión del pozo, para la solución del problema se utilizaron las funciones fuente y de Green.

Las funciones adimensionales obtenidas para cualquier sistema rectangular cerrado son las siguientes:

$$p_{D(x_D, Y_D, t_{DA})} = \int_0^{t_{DA}} 2\pi \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos(n\pi x_{WD}) * \cos(n\pi x_D) * \exp\left(-n^2\pi^2 \frac{Y_e t}{X_e}\right) * \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos(n\pi Y_{WD}) * \cos(n\pi Y_D) * \exp\left(-n^2\pi^2 \frac{X_e t}{Y_e}\right) \right] \right] dt \tag{9}$$

$$p_{D(x_D, Y_D, t_{DA})} = \frac{1}{2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{m=-\infty}^{\infty} \left[E_i\left(\frac{a}{t_{DA}}\right) + E_i\left[\frac{b}{t_{DA}}\right] + E_i\left(\frac{c}{t_{DA}}\right) + E_i\left(\frac{d}{t_{DA}}\right) \right] \tag{10}$$

donde:

$$a = \frac{\left[n - \left(\frac{r_w}{2X_e} \right) \right]^2 X_e^2 + (mY_e)^2}{X_e Y_e} \tag{11}$$

$$b = \frac{\left[n - \left(\frac{r_w}{2X_e}\right)\right]^2 X_e^2 + (m - Y_{wD})^2 Y_e}{X_e Y_e} \quad (12)$$

$$c = \frac{\left[n - X_{wD} - \left(\frac{r_w}{2X_e}\right)\right]^2 X_e^2 + (m Y_e)^2 Y_e}{X_e Y_e} \quad (13)$$

$$d = \frac{\left[n - X_{wD} - \left(\frac{r_w}{2X_e}\right)\right]^2 X_e^2 + (m - Y_{wD})^2 Y_e^2}{X_e Y_e} \quad (14)$$

A partir de las ecuaciones (9) y (10) se puede obtener la variación de la presión adimensional p_D con respecto al tiempo adimensional t_{DA} para sistemas cerrados, con formas rectangulares y un pozo ubicado en el centro, como se muestra en la **Figura 7**, asimismo, se muestran los diferentes regímenes de: A). Transitorio (comportamiento

infinito), B). Transición y C). Pseudoestacionario; de acuerdo con estas expresiones, se dedujo que el periodo infinito termina en $t_{DA} \frac{dp_D}{dt_{DA}} \geq 0.525$, y para el inicio del período pseudoestacionario se tiene que $3 \frac{dp_D}{dt_{DA}} \leq 1.05 m_{pss}$.

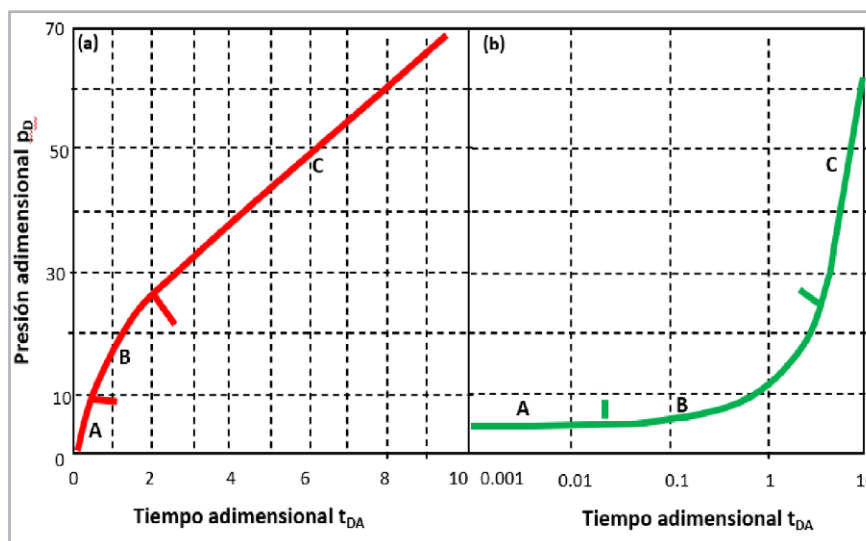


Figura 7. Comportamiento de presión adimensional p_D contra t_{DA} , se observan tres regímenes de flujo: A. Transitorio, B. Transición, C. pseudoestacionario, (Reyes, 2009).

El factor de forma que define la geometría del sistema y la posición del pozo se puede evaluar a partir de la ecuación 15:

$$C_A = \exp\left(4\pi t_{DA} + \ln\left(\frac{2.2458A}{r_w^2}\right) - 2p_D\right) \quad (15)$$

En el estudio elaborado por Reyes (2009), se incluyen valores de C_A para diferentes áreas de drene de un pozo.

Para determinar la declinación transitoria del gasto del pozo que produce a presión constante en un área de drene cerrada, se ha propuesto la ecuación siguiente¹¹.

$$\bar{q}_D(t) = \frac{1}{l^2 \bar{p}_{wD}(t)} \quad (16)$$

Se elaboraron curvas tipo para determinar el área de drene de un pozo por medio de un ajuste por curvas tipo, desarrollando una gráfica de $\log(t)$ contra $\log(q)$ para los datos reales; posteriormente se ajustan los datos con la curva tipo y se determinan los puntos de ajuste $(t)_a$ y $(q)_a$, con la curva tipo se obtiene $(q_{Dd})_a$ y $(t_{Dd})_a$. Con la expresión siguiente se determina el área de drene:

$$A = \frac{(q)_a(t)_a}{\phi h c_t (p_i - p_{wf})(q_{Dd})_a(t_{Dd})_a} \quad (17)$$

El factor de forma se calcula con las ecuaciones (18) y (19)

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} \exp \left[-\frac{4\pi k h (p_i - p_{wf})(q_{Dd})_a}{\mu (q)_a} \right] \quad (18)$$

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} \exp \left[-\frac{4\pi k (t)_a}{\mu \phi c_t A (t_{Dd})_a} \right] \quad (19)$$

Si un pozo produce a gasto constante dentro de un área de drene cerrada, el efecto de las fronteras de drene causa el inicio del comportamiento en estado pseudoestacionario. En cambio, si un pozo produce a presión constante, el comportamiento resultante de tener las fronteras de drene cerradas es una declinación exponencial del gasto, el cual se conoce como declinación exponencial, Reyes (2009). La ecuación propuesta para analizar el agotamiento exponencial es la siguiente:

$$\text{Log} q(t) = \text{Log} \left[\frac{4\pi k h (p_i - p_{wf})}{\mu \text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} \right] - \frac{4\mu k t}{2.303 \phi \mu c_t A \text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} \quad (20)$$

De la ecuación anterior se deduce que una gráfica del logaritmo del gasto de aceite contra el tiempo de producción proporcionará una línea recta, como se observa en la **Figura 8**, con una pendiente m_q y una ordenada al origen q_{int} , las cuales se expresan en las ecuaciones siguientes:

$$q_{int} = \frac{4\pi k h (p_i - p_{wf})}{\mu \text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} \quad (21)$$

$$m_q = \frac{4\pi k}{2.303 \phi \mu c_t A \text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} \quad (22)$$

Combinando las ecuaciones anteriores se puede estimar el área de drenaje:

$$A = \frac{q_{int}}{2.303\phi c_t h(p_i - p_{wf})m_q} \quad (23)$$

Entonces el factor de forma (C_A) se puede obtener con las expresiones siguientes:

$$C_A = 2.2458 \frac{A}{r_w^2} \exp \left[-\frac{4\pi k h(p_i - p_{wf})}{q_{int} \mu} \right] \quad (24)$$

$$C_A = 2.2458 \frac{A}{r_w^2} \exp \left[-\frac{4\pi k}{2.303\phi \mu c_t A m_q} \right] \quad (25)$$

Los datos para la porosidad y la permeabilidad se pueden obtener a partir de los análisis geofísicos de los pozos. Del análisis de pruebas de presión se calcula la permeabilidad, compresibilidad total y la presión inicial; adicionalmente, las presiones también se conocen de los registros de presión de fondo cerrado y fluyendo.

Se propusieron dos métodos de análisis: a) ajuste con curvas tipo y b) curvas de declinación exponencial. El ajuste con curvas tipo consiste en desarrollar una gráfica del logaritmo del gasto contra el logaritmo del tiempo, y realizar un ajuste con curvas tipo correspondientes, hasta lograr el ajuste y obtener $(q)_a$, $(t)_a$, $(q_{Dd})_a$ y $(t_{Dd})_a$, para calcular el área de drenaje y el factor de forma (C_A), como se muestra en la **Figura 8**.

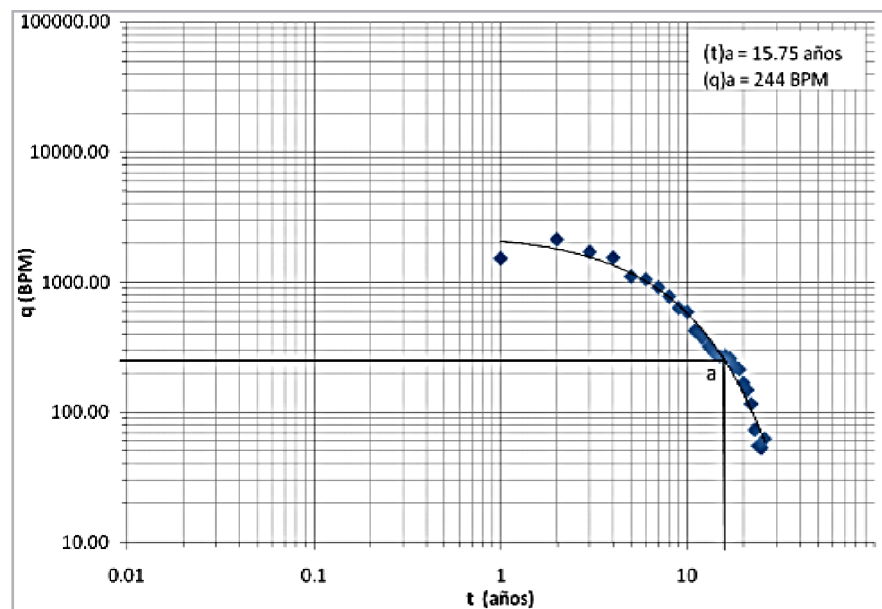


Figura 8. Comportamiento del logaritmo del gasto contra logaritmo de tiempo, para ajuste de curva tipo, (Reyes, 2009).

Para el ajuste por agotamiento exponencial se construye una gráfica del logaritmo del gasto contra el tiempo, con la cual se obtiene la ordenada al origen (q_{int}) y la pendiente

de la línea recta (m_q); con estos valores se calcula el área drene y el factor de forma (C_A), como se muestra en las Figuras 9 y 10.

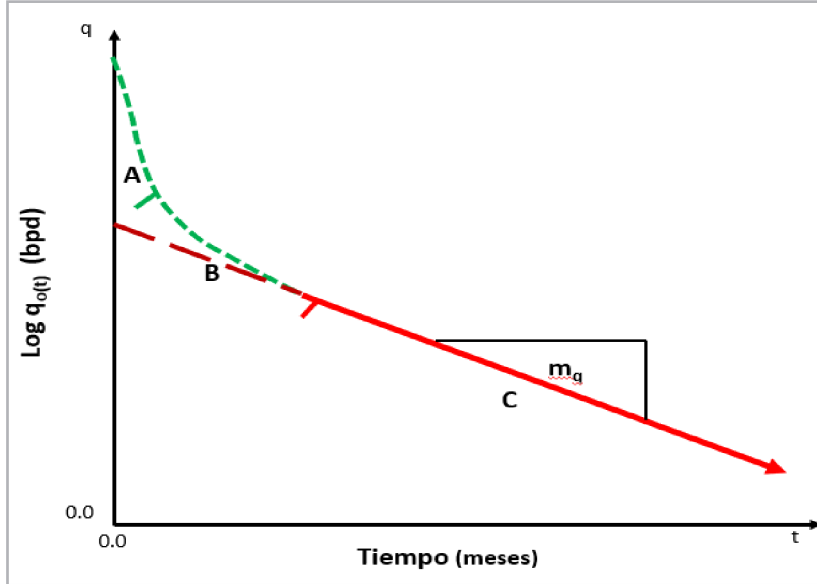


Figura 9. Variación del logaritmo de gasto de aceite contra tiempo para un pozo que produce a gasto constante para $t > t_{ps}$ en un sistema rectangular cerrado.

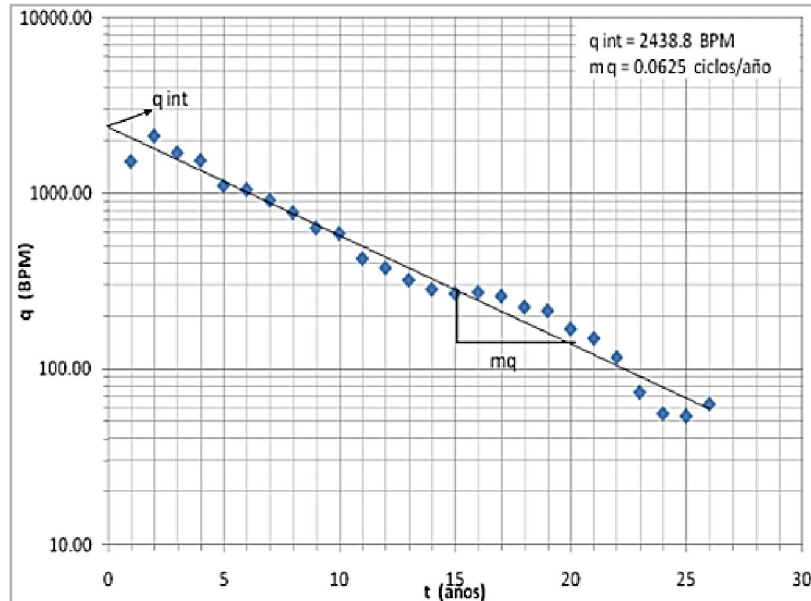


Figura 10. Comportamiento del logaritmo del gasto contra tiempo para un ajuste exponencial, (Reyes, 2009).

Se observó que para el ajuste de curvas tipo es complicado distinguir la curva tipo que ajusta a los gastos reales, ya que se presenta el problema de unicidad, el cual dificulta el ajuste con respecto a una sola curva tipo representativa. Se propuso que el problema de unicidad en la solución se resuelva mediante la representación en una gráfica de Log (dq/dt) contra log (t) (Reyes, 2009).

4) Método de balance de materia. Como se comentó anteriormente la forma del área de drenaje y su posición dentro de ésta, se verá afectada por su comportamiento de presión, producción, tipo de fluidos producidos, estado mecánico del pozo y de sus características geológicas. Se ha demostrado que, en yacimientos naturalmente fracturados, o con presencia de fracturas inducidas en formaciones clásticas, pozos horizontales y en pozos con fracturas hidráulicas, se tendrán pozos con radios de drenaje elípticos.

$$A = \frac{N_p B_o B_{oi}}{h \phi (B_o - B_{oi}) (1 - S_{wi})} \quad (26)$$

Puesto que se supone un área de drenaje en forma circular se representa con la ecuación de $A = \pi r_d^2$ y por lo tanto:

$$r_d = \sqrt{\frac{N_p B_o B_{oi}}{\pi h \phi (B_o - B_{oi}) (1 - S_{wi})}} \quad (27)$$

Utilizando las ecuaciones anteriores se calcula el área y el radio de drenaje de los pozos productores de un yacimiento, para representarlos en mapas de los yacimientos analizados, **Figura 11**, con el objetivo de buscar zonas con aceite remanente en las que haya posibilidades de perforar pozos intermedios, o reparaciones mayores.

En ocasiones, para simplificar el problema se puede suponer un área de flujo cilíndrica (Castrejón 2012), en la cual el flujo será radial y se tendrán las siguientes suposiciones: a). Medio poroso con características de un medio homogéneo e isotrópico y b) Área de drenaje dependiente de la producción acumulada de aceite, c). Yacimiento con presión mayor que la presión de saturación (yacimiento bajosaturado), d) El yacimiento no tiene acuífero asociado, e) El área de drenaje será circular y f) La presión al inicio de la explotación del yacimiento y la presión al realizar el estudio es constante en el yacimiento al tiempo de realizar el estudio. Para tener un análisis rápido del área de drenaje de los pozos de un yacimiento, se puede utilizar el volumen de aceite producido por cada pozo y representarlo a condiciones del yacimiento, con la ecuación de balance de materia, la cual toma la forma siguiente para estimar el radio de drenaje de un pozo:

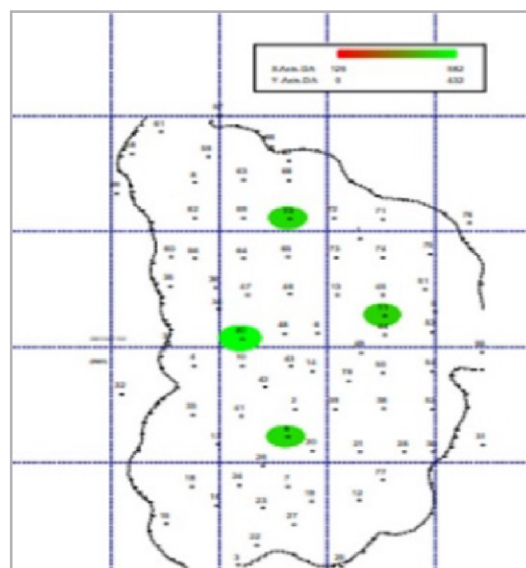


Figura 11. Área de drenaje calculada mediante el método de balance de materia, (Castrejón, 2012).

5) Estimación del radio de drene en campos maduros. Los métodos basados en pruebas de presión y para obtener el número óptimo de pozos, se aplican a campos con información estática y dinámica suficiente, que tengan poco tiempo de haberse descubierto, o a campos que se van a desarrollar. En los campos maduros se requiere tener una idea del tamaño de las áreas de drene para la perforación de pozos intermedios y reparaciones mayores con y sin equipo.

La estimación del radio de drene en campos maduros es un poco más complicada, debido a que generalmente no se toma información de pruebas de presión o presiones de fondo cerrado, por lo cual no se pueden aplicar por la carencia de datos los métodos basados en pruebas de presión, o el método de balance de materia.

El método sugerido para estimar el radio de drene en campos maduros es el método denominado radio de drene aparente, cuyas suposiciones para aplicarse en los pozos propuestos para someterse a una intervención y en los pozos aledaños son las siguientes: a) Volumen de drene cilíndrico, b) Presión uniforme en las áreas seleccionadas para realizar las operaciones, c) El aceite a recuperar se encuentra saturado, a presiones inferiores a la presión de burbuja, d) El intervalo a producir se encuentra en el banco de aceite que existe en la formación productora.

La información requerida tanto para los pozos a intervenir como para los pozos aledaños es la siguiente: a). modelo geológico del yacimiento, b) análisis PVT en las formaciones propuestas para la intervención, c) datos de producción mensual y producciones acumuladas de aceite, gas y agua, d) estado mecánico de los pozos, e) datos de presión en la zona a intervenir, f) historia de intervenciones en el caso de reparaciones mayores o re-disparos, g) movimiento histórico de los contactos gas-aceite y agua-aceite, h) información de registros de saturación (RST).

La metodología propuesta para el caso en el que se va a realizar una reparación mayor es la siguiente:

1. Integrar información del pozo a intervenir y de los pozos aledaños, tal como: a) historia de producción de aceite, gas y agua, b) modelo geológico del área a intervenir, c) historia de presión, d) historia de intervenciones.
2. Determinar las propiedades petrofísicas de porosidad, espesor neto, espesor bruto, a la formación, o de las formaciones de los pozos a intervenir y pozos aledaños.
3. Construir una base de datos de las producciones acumuladas de aceite, gas y agua de las formaciones a intervenir en los pozos aledaños.
4. Calcular los factores de declinación de aceite y gas en las formaciones a intervenir de los pozos aledaños, para obtener la información estadística de la formación productora en que se encuentra el intervalo propuesto para la reparación.
5. Verificar que la formación propuesta o propuestas a intervenir se encuentran en la zona de aceite, revisando que no estén dentro del casquete de gas ni dentro de la zona invadida con agua.
6. Estimar el gasto inicial de aceite de las formaciones a producir del pozo a intervenir de acuerdo al análisis estadístico de los pozos aledaños.
7. Con el gasto de aceite inicial y el promedio estadístico del factor de declinación estadístico, realizar un pronóstico de producción y calcular la reserva remanente de aceite y gas de las formaciones propuestas.
8. Con la información de producción acumulada de aceite a recuperar en las formaciones propuestas de los pozos a intervenir, estimar el área de drene aparente de acuerdo a la ecuación para el cálculo del volumen original volumétrico:

$$NB_{oi} = Ah\phi(1 - S_{wi}) \quad (28)$$

El área de drene se supone que tiene una geometría circular, la reserva remanente de aceite (*RRA*) se obtiene del pronóstico de producción y se tiene un factor de recuperación estadístico de la formación o formaciones a probar con base en los pozos aledaños; entonces, de la definición del factor de recuperación de aceite se obtiene el volumen original de aceite (*N*).

$$F_{ra} = \frac{RRA}{N} \quad (29)$$

El área se obtiene a partir de la ecuación 28:

$$A = \frac{NB_o}{h_n \phi (1 - S_{wi})} \quad (30)$$

Y puesto que se supone un área de drene circular se utiliza la ecuación de $A = \pi r_d^2$, y el radio de drene estimado se obtiene con la ecuación siguiente:

$$r_d = \sqrt{\frac{NB_o}{\pi h_n \phi (1 - S_{wi})}} \quad (31)$$

Esta metodología se aplicó en el pozo S-545 del Campo Saturno; este campo cuenta con cerca de treinta arenas productoras con un área total de 26 km², con una porosidad promedio de 19 %, saturación de agua inicial de 18 %, factor de volumen inicial de 1.30 m³/m³, permeabilidad promedio de 149 md, profundidad media de 3,000 m, temperatura media de 92°C, una presión inicial de 370 kg/cm², presión de saturación de 134 kg/cm² y la presión actual promedio de 130 kg/cm². Los mecanismos de empuje predominante son la expansión de fluidos y roca y la presencia de un acuífero de baja actividad.

El pozo S-545 fue propuesto para realizar una reparación mayor sin equipo RMA s/e en la arena A-20, por lo cual, se desea tener una estimación de los radios de drene de los pozos productores en la arena antes mencionada, para verificar si el intervalo propuesto para la RMA s/e contaba

con saturación de aceite remanente. Se ha observado que, en campos de arenas con gran heterogeneidad, como es el caso del campo Saturno, la presencia de cambios de facies, actúan como barreras al flujo provocando que queden zonas con buena presión y saturación de aceite remanente, además que las facies también pueden incidir en la forma geométrica de las áreas de drene.

Se realizó una revisión estadística de los gastos iniciales, historia de producción, factores de declinación, parámetros petrofísicos, dominio de facies de los pozos productores en la arena A-20, los cuales estaban aledaños al pozo S-545. En la **Figura 12** se muestra el plano de facies asociados al pozo S-545 y los pozos aledaños S-502, S-510, S-513 y S-538; se puede observar que estos pozos producen en la facie de grano creciente, en la que está también ubicado el pozo S-545.

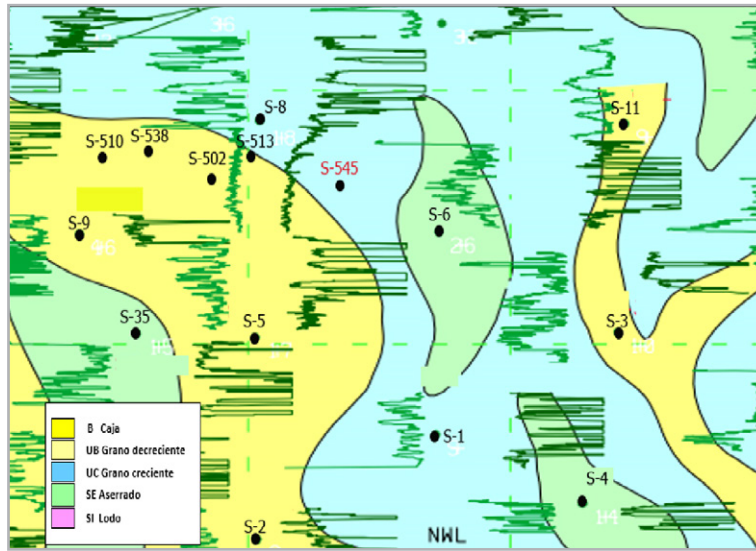


Figura 12. Mapa de facies asociadas al pozo S-545 y pozos aledaños, para la arena A-20.

De un análisis de los gastos iniciales de los pozos aledaños y considerando una declinación del gasto inicial de aceite, se construyó un histograma y se utilizó el percentil (P50), estimándose un gasto para el pozo S-545 del orden de 69 (bpd), como se muestra en la **Figura 13**. Para estimar el factor de declinación y calcular la reserva remanente de aceite atribuible a la reparación mayor, se revisó la declinación de los gastos de aceite de los pozos aledaños y se determinó un factor de declinación promedio esperado

de 3.48 % mensual. Con este factor de declinación y el gasto inicial de aceite, se estimó por declinación exponencial un valor de RRA de 54.6 Mbbls, **Figura 14**; empleando este valor anterior, la producción acumulada de aceite (N_p) y datos de los registros geofísicos de los pozos vecinos se determinó el radio de drenaje aparente para todos los pozos a nivel del intervalo de interés, como se muestra en la **Figura 15**, y con base en los datos de la **Tabla 1**, como se puede observar el radio de drenaje aparente se encuentra entre 158 y 199 m.

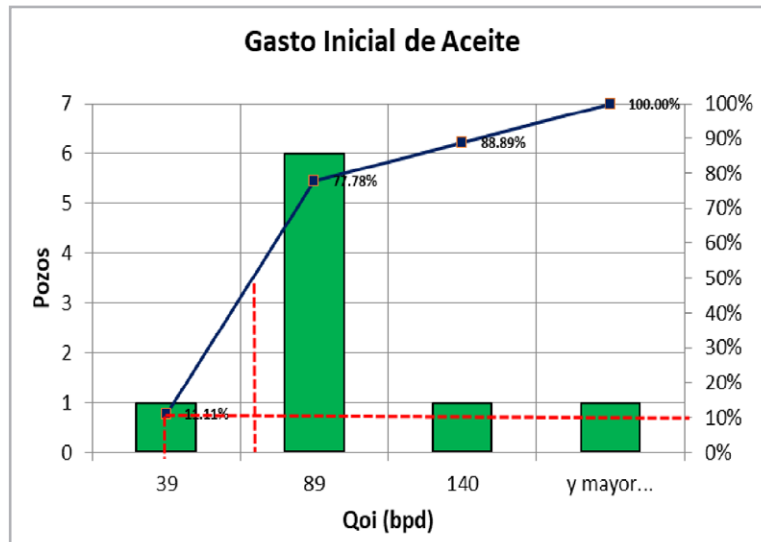


Figura 13. Estimación del gasto inicial de aceite del pozo S-545.

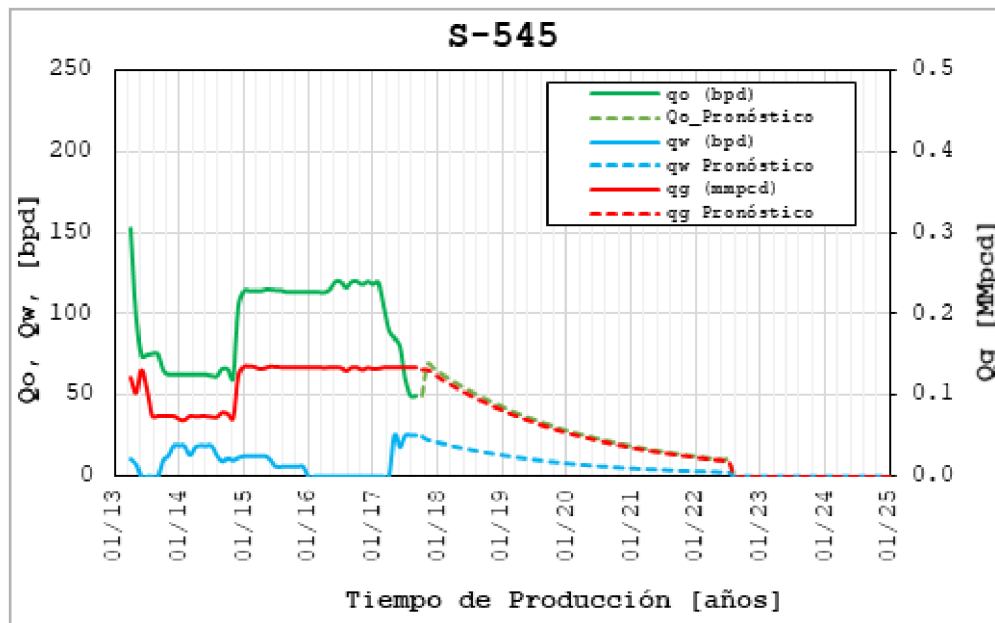


Figura 14. Pronóstico de producción de aceite gas y agua del pozo S-545.

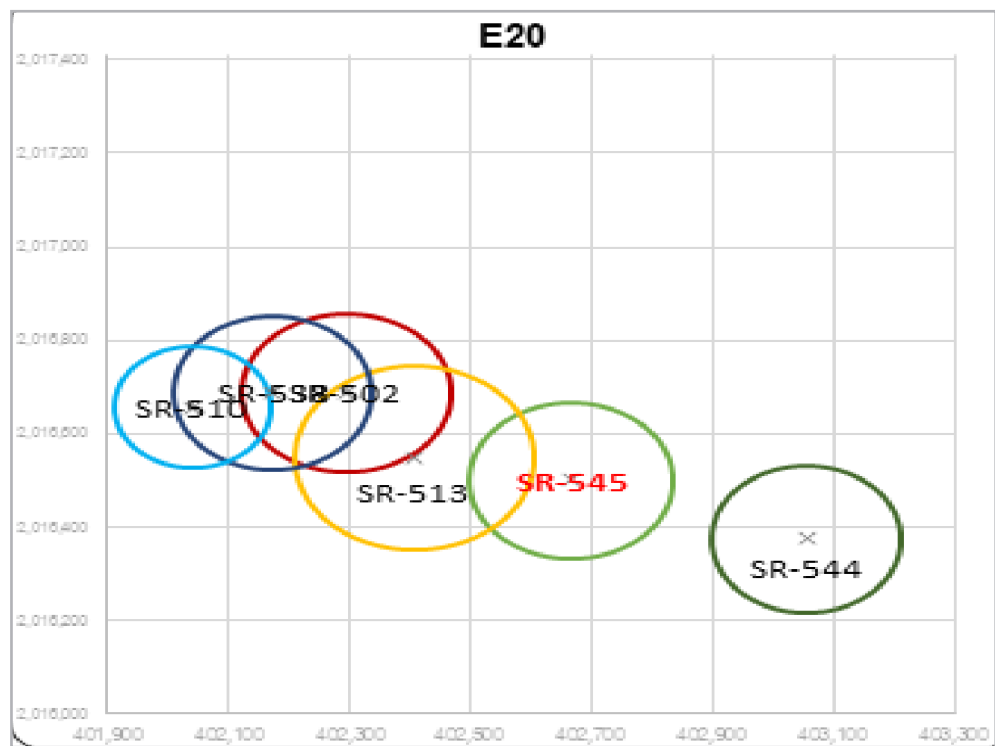


Figura 15. Radios de drene aparente calculados para los pozos S-545, S-513, S-502, S-538, S-544 y S-510.

Pozo	Arena	N_p (MMbls)	G_p (MMMpc)	W_p (MMbls)	R_d (m)
S-545	A20	0.055	0.063	0.007	163
S-502	A20A	0.091	0.095	0.051	171
S-513	A20A	0.349	0.175	0.068	199
S-544	A20A	0.197	0.206	0.04	158
S-538	A20A	0.201	0.112	0.015	164
S-510	A20	0.139	0.115	0.029	129

Tabla 1. Estimación del radio de drene del pozo S-545 y pozos aledaños.

Adicionalmente se observan en las Figuras 16 y 17 gráficas de los comportamientos de la producción incremental, así como de la producción en función de los gastos iniciales

estimado y el del aforo posterior a la RMA s/e. La Tabla 2 muestra los datos tanto estimados como reales.

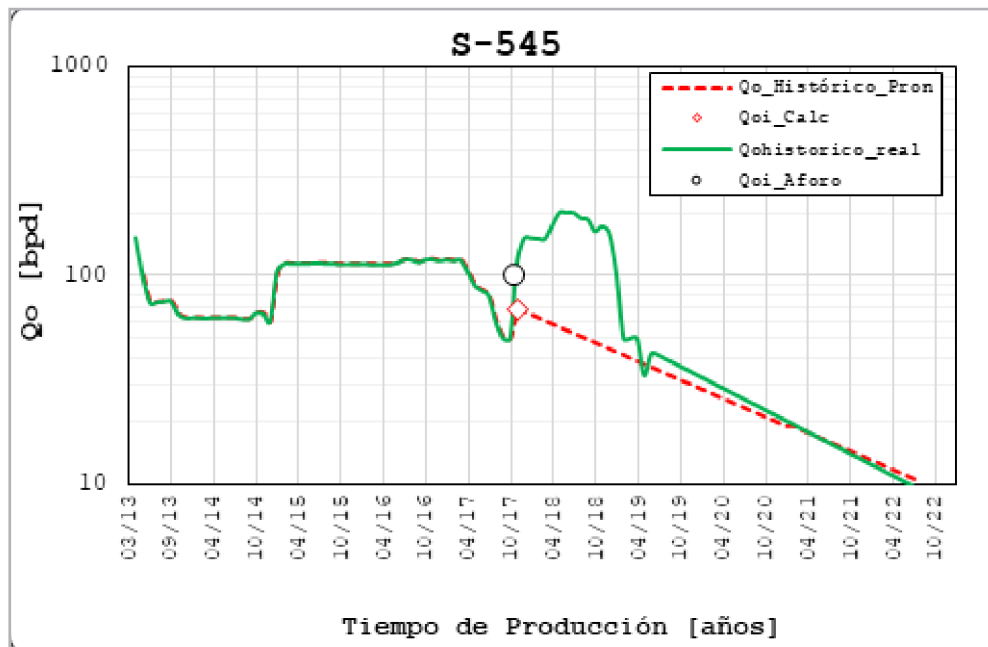


Figura 16. Gastos iniciales estimados y de aforo medidos posterior a la RMA.

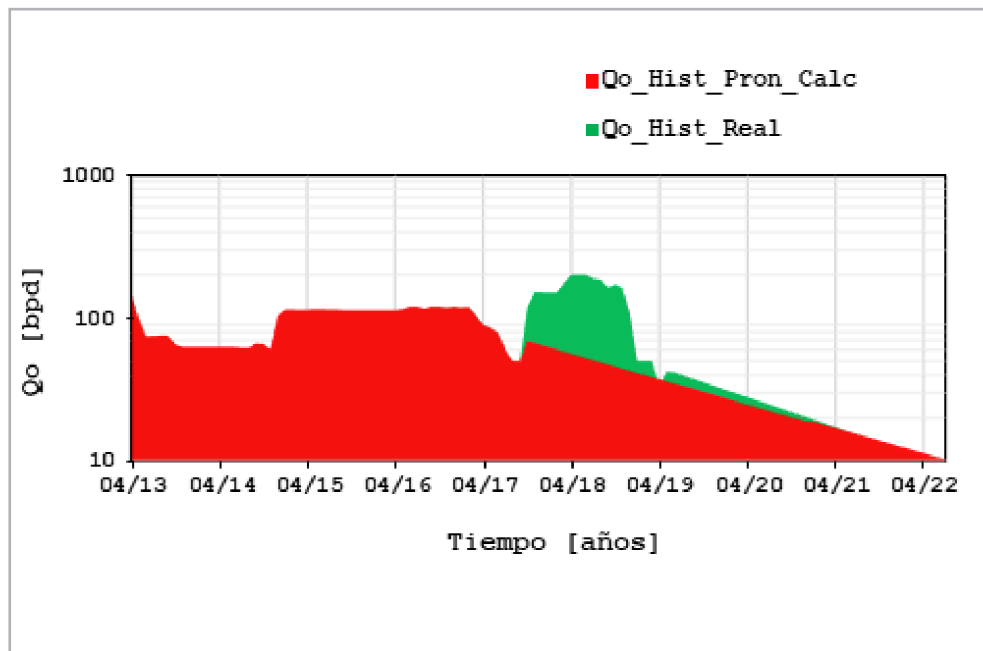


Figura 17. Escenario incremental de producción, estimado y real.

Para calcular el radio de drene aparente se utilizó un factor de recuperación para el aceite del 27 %, el cual se estimó con base en un análisis de sensibilidad, considerando que este valor sería el valor estadístico que proporcionaría un valor apropiado para el aceite remanente, que es posible producir en las arenas del Campo Saturno.

Pozo S-545		
Referencia	Qoi [bpd]	RRA [MMbbls]
Calculado	69	0.055
Real	101	0.085

Tabla 2 Datos estimados y datos reales de RRA.

Comparación de los Métodos de Balance de Materia (BM) y Radio de Drene Aparente (RDA)

Se estimó el radio de drene con los métodos RDA y BM para cuatro pozos del campo Saturno S-545, S-546, S-547 y S-1601A, cuyos resultados se presentan en las **Tablas 3**

y 4 y en la **Figura 18**. Como se puede observar, existe una gran diferencia entre los resultados del método de RDA con los obtenidos por el método BM; valores promedio fueron para los métodos de BM 387 m y RDA de 95.5 m, lo cual demuestra valores más congruentes con este método. Si se contara con información suficiente se podría aplicar un estudio de balance de materia completo por pozo, o un modelo de simulación radial a nivel de pozo.

Pozo	Datos de producción						Datos petrofísicos y PVT, Método de Balance de Materia								
	Profundidad	Np	Gp	Wp	Inicio prod.	Fin de prod.	Presión inicial	Presión final*	Porosidad	Swi	Espesor neto	Presión burbuja	Boi	Boa	Radio de drene
	(mbr)	(mmls)	(mmmp)	(mmls)	(d/m ^a)	(d/m ^a)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(%)	(%)	(m)	(kg/cm ²)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(m)
S-545	3386	0.211	0.211	0.020	30/04/2013	31/07/2017	215.0	89.7	15.7	29.9	52.7	89.7	1.275	1.297	375
S-546	3218	0.124	0.147	0.020	31/03/2012	31/08/2017	198.1	89.7	15.7	31.7	37.6	89.7	1.278	1.297	370
S-547	2997	0.244	0.141	0.018	29/02/2012	31/03/2017	196.4	89.7	19.3	31.1	59.2	89.7	1.279	1.297	375
S-1601A	3596	0.228	0.315	0.037	31/12/2012	30/09/2017	238.0	89.7	13.8	35.7	45.2	89.7	1.271	1.297	429

* Se estimó como presión final la presión de saturación, ya que el método propuesto solo es válido para presión mayor que la presión de saturación.

Tabla 3. Radio de drene calculado con el método de BM.

Pozo	Datos de producción						Datos petrofísicos y PVT, Método Radio de Drene Aparente							
	Factor de Rec.	Np	Gp	Wp	N	G	Presión inicial	Espesor Neto [m]	Sw	φ	Boi	Rsi*	Radio de drene	
	(frac)	(mbls)	(mmmp)	(mbls)	(mbls)	(mmmp)	(kg/cm ²)	(m)	(frac)	(frac)	(bl/bl)	(mmmp/mbl)	(m)	
S-545	0.27	211.1	211.1	20.1	782.0	278.8	215.0	52.7	0.299	0.157	1.275	0.3565	93.4	
S-546	0.27	124.2	146.6	20.3	460.1	164.0	198.1	37.6	0.317	0.157	1.278	0.3565	85.8	
S-547	0.27	243.7	140.9	18.1	902.5	321.7	196.4	59.2	0.311	0.193	1.279	0.3565	86.2	
S-1601A	0.27	228.5	315.4	36.5	846.3	301.7	238.0	45.2	0.357	0.138	1.271	0.3565	116.4	

* Relación gas disuelto aceite a la presión de saturación.

Tabla 4. Radio de drene calculado con el método de radio de drene aparente.

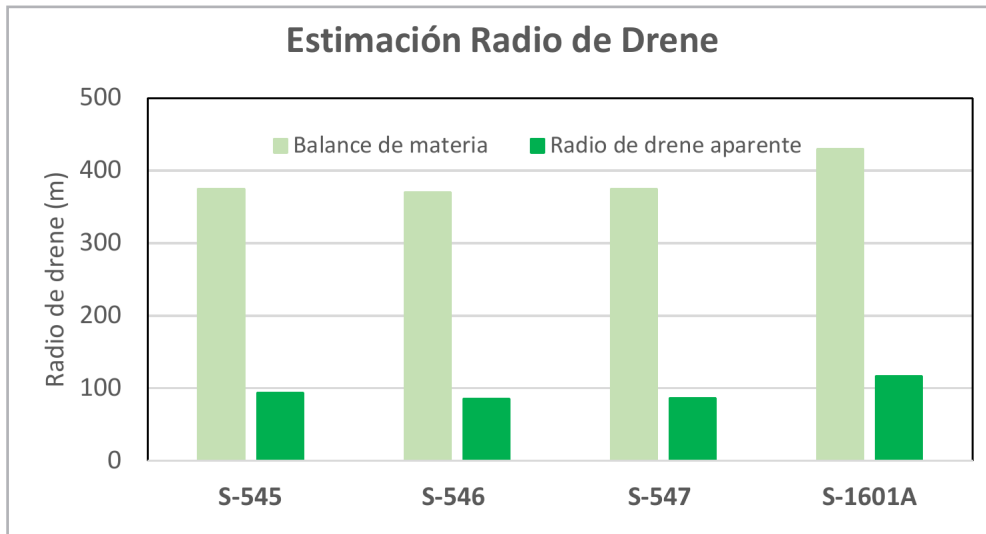


Figura 18. Estimación del radio de drene por los métodos de BM y RDA.

Conclusiones y recomendaciones

1. La forma, el área y la ubicación de un pozo dentro de un área de drene, está supeditada al tipo de roca productora, a las heterogeneidades del yacimiento y las características de las facies que conforman el yacimiento.
2. Para un yacimiento en desarrollo, mediante los métodos de análisis de pruebas de presión se pueden estimar las características de sus áreas de drene, su forma geométrica y la ubicación de cada pozo dentro de su área de drene.
3. Si se tuviera información confiable de presión y producción de los pozos, se sugeriría probar el método propuesto por Reyes (2009), basado en el logaritmo de gasto contra tiempo, ya que se puede obtener el área de drene y el factor de forma para definir la posición del pozo.
4. Se recomienda que si se dispusiera de la información suficiente se podría validar el método propuesto, aplicando ya sea con un estudio de balance de materia completo por pozo, o utilizando un modelo de simulación radial a nivel de pozo.
5. En yacimientos maduros en los que la información es escasa, en los cuales no sea posible realizar pruebas de presión, es recomendable utilizar el método de RDA, mediante el cual se puede obtener una aproximación para los radios de drene de los pozos.
6. El método de RDA puede integrarse con información adicional (registros RST, mapas de isoproducciones, mapas de facies, contactos de fluidos, etc.), para detectar zonas con aceite remanente alta, las cuales se emplean para analizar la perforación de pozos intermedios, reparaciones mayores y re-disparos.

Simbología

A =	Área de drene, (acres, km ²)
B_{oi} =	Factor de volumen del aceite a la presión inicial, (bl/bl), (m ³ /m ³)
C_A =	Factor de forma del área de drene
c =	Compresibilidad del fluido, (1/lb/pg ²), (1/k/cm ²)
c_t =	Compresibilidad total del sistema, (1/lb/pg ²), (1/k/cm ²)
h_n =	Espesor neto, (p), (m)
m =	Pendiente de la figura de presión contra $\left[\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}\right]$, (lb/pg ² /ciclo), (kg/cm ² /ciclo)
m_q =	Pendiente de la gráfica logaritmo de gasto (log q) contra tiempo(t), (ciclo/año)
N =	Volumen original de aceite (mmbls)
p_{DMBH} =	Presión adimensional del método de Mathews-Bronz-Hazebroek
p_i =	Presión inicial, (lb/pg ²), (kg/cm ²)
\bar{p} =	Presión promedio del volumen de drene de un pozo, (lb/pg ²), (kg/cm ²)
p^* =	Presión obtenida por la extrapolación de la línea recta de la gráfica de p_{ws} contra $\left[\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}\right]$, (lb/pg ²), (kg/cm ²)
q =	Gasto de aceite del pozo, (bl/d), (m ³ /d)
q_D =	Gasto adimensional de producción en el pozo
q_i =	Gasto inicial de aceite del pozo (i), (bl/d), (m ³ /d)
q_{int} =	Intersección de la línea recta de la gráfica logaritmo de gasto (log q) contra tiempo, (bl/mes), (bl/año)
q_t =	Gasto total de aceite en el yacimiento, (bl/d), (m ³ /d)
p_{wf} =	Presión de fondo fluyendo, (lb/pg ²), (kg/cm ²)
r_d =	Radio de drene, (m), (pies)
S_{wi} =	Saturación de agua inicial, (%), (fracción)
t_p =	Tiempo de producción, horas, días, meses
t_D =	Tiempo adimensional
t_{DA} =	Tiempo adimensional basado en el área de drene
$(t_{DA})_{pss}$	Tiempo adimensional para definir el inicio del periodo pseudoestacionario
V_o =	Volumen de hidrocarburos en el área de drene, (MMbls), (MMm ³)
V_i =	Volumen de hidrocarburos en el pozo (i), (MMbls), (MMm ³)
V_t =	Volumen de hidrocarburos en el yacimiento, (MMbls), (MMm ³)
X_e =	Distancia adimensional en la dirección X
Y_e =	Distancia adimensional en la dirección Y
Δ_{pD} =	Caída de presión adimensional
Δ_t =	Intervalo de tiempo de la prueba de presión, segundos, minutos, horas

Δ_{rDe} =	Caída de presión adimensional en el área de drene
π =	Constante, 3.1416
ϕ =	Porosidad, (%), (fracción)
μ_o =	viscosidad del aceite (cp)

Referencias

- Castrejón I., R. 2012. Radios de Drene Radiales y Elípticos para Pozos Horizontales. Flujos de Trabajo en OFM 2012 Y 2014, Schlumberger, Deliver Center, México.
- Chacón Herrera, F. 1984. Método Simplificado para Determinar el Espaciamiento Inicial Entre Pozos. *Ingeniería Petrolera* **24** (7): 11- 17
- González Rivera, Miguel Ángel. 1983. Cinco Ley, H. 1983. Un Método Práctico para Determinar el Área de Drene de Un Pozo. *Ingeniería Petrolera* **23** (10): 31- 37
- Juárez M., A. 1961. Un Método para Estimar el Espaciamiento Óptimo de Pozos en un Yacimiento de Empuje Volumétrico Área de Drene de un Yacimiento de Empuje Volumétrico, Aplicación al Campo Ogarrio. *Ingeniería Petrolera* **2** (enero – abril): 19-27.
- Meza Meza, M. 1981. Análisis Práctico de Pruebas de Presión. *Ingeniería Petrolera* **21** (9): 5-18
- Matthews, C. S. y Russell D. G. 1967. *Pressure Buildup and Flow Test in Wells*. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Navarro Cornejo, W. R. 1987. *Espaciamiento entre Pozos en la Formación Mogollón, Yacimiento Ballena*. Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Petróleo, Lima, Perú.
- Reyes García, M. y Vargas Hernández, J. E. 2009. *Métodos para el Cálculo del Área de Drene*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, Departamento de Explotación del Petróleo, Ciudad Universitaria, D.F.
- Ruiz Pérez, J. E., Paredes Enciso, J. E. y Ham Macosay, J. M. 2019. Nuevo Enfoque para la Estimación del Número Óptimo de Pozos, Caso Ayatsil Cretácico. Congreso Mexicano del Petróleo, León, Guanajuato, junio 19-22.
- Solórzano Zenteno, L. N. 1996. *Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción*, primera edición. México D.F.
- Van Everdingen, A. F. y Hurst, W. 1949. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. *J Pet Technol* **1** (12): 305-324. SPE-949305-G. <https://doi.org/10.2118/949305-G>.

Semblanza de los autores

Alfredo León García

Es ingeniero petrolero egresado de la ESIA del IPN en 1978, recibió diploma de distinción como el Mejor Estudiante de la carrera de Ingeniería Petrolera del IPN. Obtuvo el Grado de Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la DEPI de la UNAM en abril de 1993.

Su carrera profesional inició en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977 en el laboratorio de Termodinámica de los Hidrocarburos. Posteriormente ingresó a trabajar a Petróleos Mexicanos en 1982 donde laboró en diferentes áreas relacionadas con ingeniería de yacimientos, hasta su jubilación en septiembre de 2011, donde se desempeñaba como Subgerente de Recuperación Secundaria y Mejorada.