



DOI: 10.24850/j-tyca-2019-02-07 Artículos

### Análisis de declinación de la producción para la caracterización de yacimientos Analysis of production decline for reservoir characterization

Alfonso Aragón-Aguilar<sup>1</sup> Víctor Arellano-Gómez<sup>2</sup> Rosa María Barragán-Reyes<sup>3</sup> Pedro Guido-Aldana<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, Cuernavaca, Morelos, México, aaragon@ineel.mx, ORCID: 0000-0002-5375-6181.

<sup>2</sup>Fallecido en enero de 2016

<sup>3</sup>Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, Cuernavaca, Morelos, México, rmbreyes@hotmail.com

<sup>4</sup>Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, Jiutepec, Morelos, México, pedroguido@tlaloc.imta.mx, ORCID: 0000-0002-9711-4228.

Autor para correspondencia: Alfonso Aragón-Aguilar, aaragon@ineel.mx

#### Resumen

En este trabajo se presenta el modelo numérico de análisis de declinación de la producción utilizado en sistemas petroleros y su adaptación para ser aplicado en sistemas geotérmicos e hidráulicos. Se muestra la importancia de caracterizar la producción de los pozos durante su etapa de explotación continua, por la información útil que aporta, la cual se aplica de manera práctica a sus diseños de explotación. Se demuestra la aplicabilidad de los métodos de análisis de declinación de la producción por medio analítico y a través del ajuste de curvas tipo. Los resultados obtenidos son los ritmos de declinación, y las propiedades físicas de la formación (permeabilidad, porosidad, factor de





daño, radio de drene). Estableciendo los límites económicos de producción, con la metodología utilizada en este trabajo, se puede estimar la vida útil remanente del pozo y su reserva factible de ser extraída. Las técnicas expuestas permiten caracterizar de modo confiable la producción de los pozos de petróleo, geotérmicos e hidráulicos, con el objeto de mantener o modificar sus diseños de explotación comercial o sustentar planes de expansión. Se demuestra que el uso de más de una metodología de análisis ayuda a verificar la certidumbre de los resultados.

**Palabras clave**: caracterización de la producción, análisis de declinación, ritmo de declinación, límite económico de producción, vida útil, reserva remanente, permeabilidad, almacenaje de la formación, índice de transmisividad.

#### Abstract

Two of the numerical models used for the analysis of production declining data in oil wells which have been adapted to geothermal and water wells conditions are presented in this work. Important information, which is useful to design optimal exploitation strategies, is usually obtained from production monitoring data obtained during continuous exploitation of wells. The methods for the analysis of production declining in wells are based either on analytical approaches or on type curves technique. The results include both the declining rates of wells and the physical properties of the formation (permeability, porosity, damage factor, drainage radius, etc. among others). With the used methodologies and taking into account the economic limit established for the production, the remaining useful life and the reserves feasible to be extracted can also be estimated. The use of this methodology allows a reliable characterization of the production of geothermal wells in order to make decisions on their commercial exploitation. It has been demonstrated in this work that the use of more than one methodology helps to verify the certainty of the developed analyses.

**Keywords**: Production characterization, decline analysis, decline rate, economic production limit, useful life, remaining reserves, permeability, formation storage, transmissivity index.





Recibido: 03/08/2015 Aceptado: 09/08/2018

# Introducción

Cualquier tipo de pozo (petrolero, geotérmico o hidráulico) tiene como objetivo principal lograr una producción rentable. La medida de su eficiencia es su índice de productividad, el cual evoluciona en función del tiempo de explotación. De manera ordinaria, las características productivas de los pozos declinan con su tiempo de vida operativa, lo cual es un factor de influencia en la modificación de sus diseños de explotación. La declinación típica que se presenta en un pozo se identifica por la sensible tendencia de disminución en su producción hasta que al final alcanza un límite económico no sostenible.

La declinación está influenciada por el tipo de sistema. Así, los sistemas cerrados, como los yacimientos de petróleo y los acuíferos confinados, presentan declinaciones mayores que los yacimientos con entrada de recarga.

Es común encontrar que en los acuíferos y yacimientos geotérmicos exista entrada de agua de recarga, lo cual influye en menores ritmos de declinación. Las técnicas directas para identificar la declinación de la productividad de los pozos se basan en el comportamiento de sus parámetros de producción.

En pozos de petróleo, se estudia el comportamiento de parámetros, como presión, flujo, relación aceite/gas, viscosidad y densidad del fluido, entre otros, para evaluar su rendimiento. El comportamiento de la productividad en pozos geotérmicos tiene como parámetros indicadores: presión, flujo, entalpía, relación agua/vapor, variaciones de la composición química del fluido producido y sus gases asociados. En pozos de agua, los parámetros indicadores son flujo, presión de bombeo y variación del nivel piezométrico, entre otros.





La declinación de los pozos es una función dependiente de las características petrofísicas del yacimiento y de su ritmo de explotación. Por lo anterior, resulta importante tener un conocimiento integral sobre la caracterización de los pozos desde el inicio y a lo largo de su vida productiva.

Debido a que durante la etapa de explotación comercial los pozos productores están integrados a los sistemas operativos resulta costoso su retiro para someterlos a cualquier tipo de estudio. Por tal razón, en este trabajo se consideró oportuno usar las mediciones de producción que se hacen a los pozos de manera rutinaria durante su etapa operativa, como base para estudiar su rendimiento. Esta técnica resulta eficiente, porque los pozos, al estar operando continuamente, alcanzan un estado pseudoestable, por lo cual, a partir de la correlación de sus comportamientos particulares, se pueden vincular con la respuesta del mismo yacimiento al efecto de la explotación.

Tomando en consideración que la declinación de la producción es un efecto natural de la explotación, los análisis relacionados con este efecto permiten inferir tendencias futuras del comportamiento de los pozos. Además, teniendo en cuenta los límites económicos establecidos para cada pozo se pueden determinar su tiempo de vida útil, capacidad total de producción y reserva remanente.

Los objetivos de este trabajo son: a) la aplicación de la metodología de los análisis de declinación a historias de producción en pozos que han superado los efectos transitorios y; b) la caracterización del yacimiento en la que se incluye la vida útil, masa total extraíble y reserva remanente.

## Antecedentes

La técnica de análisis de declinación de la producción usando expresiones matemáticas fue introducida por Arps (1945). Su exitosa aplicación se fundamenta en que aún se sigue utilizando. En su análisis, Arps estableció los tipos de declinación exponencial, armónico e





hiperbólico. Fetkovich (1980), y Fetkovich, Fetkovich y Fetkovich (1994) ampliaron el uso de las curvas tipo a los análisis de los datos de producción. Ellos combinaron de manera teórica las respuestas de un pozo en un yacimiento cerrado con la técnica clásica de curvas de declinación. Sanyal, Menzies, Brown, Enedy y Enedy (1989) efectuaron análisis de declinación a partir de mediciones de producción introduciendo la técnica de normalización de flujo. Métodos modernos de análisis de declinación de la producción (Blasingame, McCray, & Lee, 1991; Agarwal, Gardner, Kleinsteiber, & Fussel, 1999) muestran el uso combinado de curvas tipo y los conceptos de análisis de declinación.

Una técnica completa de análisis de la producción en campos maduros fue introducida por Gaskari, Mohagheghi y Jalali (2006). Resultados de análisis de declinación orientados a la caracterización de yacimientos fueron presentados por Mata, Gaskari y Mohagheghi (2007). El análisis de curvas de declinación usando redes neuronales fue desarrollado por Cárcamo y Polo (2007). Las técnicas de análisis de los datos de producción aplicadas para predecir el comportamiento de los pozos de gas fueron desarrolladas por Bahadori (2012). Diferentes metodologías para analizar la declinación en yacimientos geotérmicos son discutidas por Aragón-Aguilar, Barragán y Arellano (2013).

Debido a la dificultad que representa tomar registros de fondo con el pozo fluyendo, en este trabajo se usan sólo mediciones de superficie (presión y flujo a condiciones de cabezal del pozo). Las consideraciones teóricas para asumir las mediciones de superficie como representativas del yacimiento son: 1) La masa producida es la misma a condiciones de fondo que en la superficie, lo que cambia es su calidad; 2) la presión de yacimiento  $(p_e)$  que se utiliza para determinar las propiedades de la formación se determina a partir de simuladores de pozo. Para determinar las condiciones de fondo se usó el programa *WELLSIM* (Gunn & Fresston, 1991), que es un simulador de flujo en pozos.

# Conceptualización teórica





La declinación típica que presenta un pozo se determina a partir de una rápida disminución en su producción hasta que finalmente se alcanza un límite de producción que ya no es rentable. Al alcanzar dichas condiciones, los pozos llegan a ser clasificados como marginales. La forma de la tendencia de la curva de producción ordinariamente se ve afectada por factores externos, como:

• Restricción artificial de la descarga de producción del pozo por baja demanda del mercado o por regulaciones de la administración del campo. Lo anterior reduce la forma de la curva de producción, pero no cambia de forma significativa la producción total del pozo.

• Fracturamiento hidráulico o estimulación química para incrementar de manera rápida la producción y, por consecuencia, aumentar las reservas recuperables de un pozo.

• El campo puede ser sometido a un proyecto de recuperación secundaria o terciaria.

La compartimentación es una de las características principales que están surgiendo en la explotación de yacimientos de petróleo, al poder convertir un yacimiento relativamente grande y continuo en compartimentos que se comportan como un grupo de pequeños yacimientos (Shahamat, Hamdi, Mattar, & Aguilera, 2016). En yacimientos geotérmicos se ha encontrado que cada compartimento está relacionado con los radios de drenado ( $r_e$ ) de cada pozo. De esta manera se identifican tendencias particulares en su declinación y su correlación con pozos vecinos, que permiten estimar la tendencia general del yacimiento. Las ecuaciones para determinar el gasto inicial ( $q_i$ ) y el ritmo de declinación (D) fueron inicialmente propuestos por Arps (1945):

$$q_{i} = \frac{k h (p_{i} - p_{wf})}{141.2 \, \mu B \left[ ln \left( \frac{r_{e}}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]} \tag{1}$$

Donde:

 $q_i =$ flujo inicial en b/d.

k = permeabilidad de la formación en mD.





h = espesor útil de producción en pies.

 $p_i$  = presión inicial en  $lb/pg^2$ .

 $p_{wf}$  = presión de fondo fluyendo en  $lb/pg^2$ .

 $\mu$  = viscosidad absoluta del fluido en *cp*.

 $r_e$  = radio de drenado del yacimiento en pies.

 $r_{wa}$  = radio aparente del pozo en pies determinado por medio de  $r_{wa} = r_w e^{-s}$ , donde:

s = efecto de daño en la formación, provocada por obstrucciones que influyen en la disminución de la permeabilidad y que repercuten en la productividad.

B = factor de volumen del fluido, el cual relaciona su volumen con condiciones de superficie respecto de las condiciones de fondo  $(pie_{@c.s.}^3/pie_{@c.v.}^3)$ ; por tanto, es adimensional.

La disminución del flujo por efecto de la explotación se identifica con el ritmo de declinación (D), el cual se determina a través de la ecuación (2) (Arps, 1945):

$$D = \frac{2(0.000264)k}{\varphi \mu C_t (r_e^2 - r_{wa}^2)} \left[ ln \left( \frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]$$
(2)

Donde *D* es el ritmo de declinación en (b/d)/mes;  $\phi$ , la porosidad expresada en fracción;  $C_t$ , la compresibilidad total del sistema en  $1/(lb/pg^2)$ . Las restantes variables permanecen como fueron definidas antes.

La ecuación (3) es la expresión clásica de la declinación, propuesta por Arps (1945), la cual se utiliza para calcular el flujo (q) para cualquier tiempo (t):

$$q = q_i e^{-bt} \tag{3}$$

Donde q es el flujo en b/d, t es el tiempo en meses y b es la constante exponencial de declinación de las ecuaciones de Arps (1945) y Fetkovich





(1980). La Figura 1 muestra la curva tipo (Fetkovich, 1980), construida a partir del sistema de ecuaciones de Arps (1956).



**Figura 1**. Curva tipo para análisis de declinación de la producción, obtenida a partir de las ecuaciones de Arps (1945).

Tomando la ecuación (3), se tiene que para b = 0 (n = 0 en la Figura 1), la declinación es de tipo exponencial. Para b = 1 (n = 1 en la Figura 1), la declinación es de tipo armónica. Ambos tipos de declinación son los límites de la curva tipo. Mientras que para los casos en que 0 < b < 1 se tiene la declinación tipo hiperbólica.

Por otra parte, la ecuación para determinar la producción acumulada (Np) en barriles puede expresarse de la siguiente forma (Arps, 1956):

$$Np = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q)$$
 (4)





Las variables de la ecuación (4) conservan el mismo significado en el que ya fueron definidas. Es factible representar la ecuación anterior por medio de una línea recta, graficando el logaritmo de flujo contra el gasto producido acumulado. La declinación durante el periodo transitorio depende sobre todo de las características de la formación en la cercanía del pozo. Es importante resaltar que el radio aparente del pozo ( $r_{wa}$ ) es utilizado para la determinación de las propiedades de la formación. Además, las curvas tipo de declinación tienen aplicación general para pozos con factor de daño (s) tanto positivo como negativo. Las expresiones de los parámetros adimensionales que se utilizan en la curva tipo para el análisis de declinación son las siguientes.

Para el gasto adimensional:

$$q_D = \frac{q(t)}{q_i} \tag{5}$$

Donde:

 $q_D$  = flujo adimensional (representa el conjunto de valores del eje de las ordenadas en la curva-tipo).

q(t) = valor del flujo volumétrico al tiempo (t).

El tiempo adimensional se expresa como:

$$t_D = D_i t \tag{6}$$

Donde:

 $t_D$  = tiempo adimensional (representa el conjunto de valores del eje de las abscisas en la curva-tipo).

Sustituyendo el valor de  $q_D$ , obtenido en la ecuación (5), en la ecuación (7) se puede obtener la permeabilidad (k):





$$q_D = \frac{141.2 \, q\mu B}{kh(p_i - p_{wf})} \tag{7}$$

Las ecuaciones (8) y (10) se utilizan para determinar las propiedades del yacimiento, permeabilidad (k) y porosidad ( $\phi$ ), a partir del gasto y tiempo adimensionales, respectivamente:

$$k = \frac{141.2 \ q\mu B}{q_D h(p_i - p_{wf})} \tag{8}$$

Sin embargo, debido a que por la naturaleza volcánica de los sistemas geotérmicos no se tiene definido con claridad un espesor del yacimiento (h), y la viscosidad del fluido  $(\mu)$  varía de acuerdo con los procesos de ebullición dentro del yacimiento, es una práctica común determinar la transmisividad  $(kh/\mu)$ :

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{141.2 \, qB}{q_D h(p_i - p_{wf})} \tag{9}$$

Sustituyendo el tiempo adimensional ( $t_D$  de la ecuación (6)), en la ecuación (10), se puede determinar la porosidad  $\phi$  que se muestra en la ecuación (11):

$$t_D = \frac{0.0063 \, kt}{\varphi \mu C_t r_{wa}^2} \tag{10}$$

$$\varphi = \frac{0.0063 \, kt}{t_D \mu C_t r_{wa}^2} \tag{11}$$

Multiplicando ambos miembros de la ecuación (11) por la variable *h* se obtiene la agrupación de términos; por una parte, la transmisividad  $(kh/\mu)$ , determinada en la ecuación (9) y, por otro, el almacenaje  $\phi C_t h$ , que es el mismo que se usa en las pruebas de descarga de ingeniería hidráulica:





 $\varphi C_t h = \frac{0.0063 t}{t_D \varphi r_{wa}^2} \left[ \frac{kh}{\mu} \right]$ (12)

La incertidumbre en torno a las variables  $h \neq \mu$  conduce a determinar un valor directo de permeabilidad k en la ecuación (8) o índices relacionados con el arreglo de las distintas variables (kh;  $k/\mu$ ). En la Tabla 1 se muestran los índices de la formación que se pueden determinar en función del conocimiento de estas variables de incertidumbre.

Tabla 1. Índices relacionados con la permeabilidad de la formación que se pueden
obtener de acuerdo con el conocimiento de las variables $h$ y $\mu$ , usando la ecuación de
flujo adimensional en las curvas tipo.

Espesor ( <i>h</i> )	Viscosidad (µ)	Determinación	Nombre
Valor conocido	Valor conocido	k	Permeabilidad
Valor conocido	Valor desconocido	$k/\mu$	Índice de movilidad
Valor desconocido	Valor conocido	kh	Índice de capacidad
Velev deserveide	Velau dessena cida		Índice de
valor desconocido	valor desconocido	κπ/μ	transmisividad

Los primeros métodos de análisis aplicados para yacimientos que utilizaron la técnica de curvas-tipo fueron para el análisis de las pruebas de presión (Agarwal, Al-Hussainy, & Ramey 1970; Earlouger & Kersh, 1974). Usando la misma analogía, el método de superposición de Slider (1983) tiene similar procedimiento al de ajuste de curvas tipo (log - log)aplicadas para analizar datos de incremento y decremento de presión a gasto constante.





Una aproximación simplificada para la determinación de la entrada de agua para sistemas finitos que ha proporcionado resultados que se comparan de modo favorable con las más rigurosas soluciones analíticas a presión-constante es la propuesta por Fetkovich (1973).

$$q(t) = \frac{J(p_i - p_{wf})}{e^{\left[\frac{(q_i)max}{Np_i}\right]t}}$$
(13)

Donde:

 $(q_i)max = maximo flujo volumétrico inicial$ 

J = índice de productividad en (b/d)/bar, que es la relación entre el flujo volumétrico (q) y la caída de presión.

Esto es:

$$J = q/\Delta p \tag{14}$$

donde  $\Delta p = p_i - p_{wf}$ 

$$q_i = J (p_i - p_{wf})$$
 (15)

Teniendo en consideración que a condiciones iniciales no se tiene caída de presión, el índice de productividad a condiciones iniciales se obtiene a partir de:

$$J = \frac{(q_i)m\dot{a}x}{p_i} \tag{16}$$

Sustituyendo la ecuación (16) dentro de la ecuación (15) se obtiene:





 $(q_i)m\acute{a}x = \frac{q_i}{\left[1 - \frac{p_{wf}}{p_i}\right]}$ (17)

Ahora, sustituyendo las ecuaciones (15) y (17) dentro de la ecuación (13) se obtiene:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-\left[\frac{q_i t}{\left(1 - \frac{p_{wf}}{p_i}\right)N_{p_i}}\right]}$$
(18)

Que se puede considerar como una derivación de la ecuación de declinación exponencial, en términos de las variables del yacimiento bajo presión constante.

Al inicio de un análisis de declinación es recomendable hacer un diagnóstico general del comportamiento de la historia de producción. En la Figura 2 se muestra una curva típica de producción, presión de cabezal y orificio de descarga contra el tiempo (Aragón-Aguilar *et al.*, 2013). La sección final de la gráfica se puede ajustar a una forma (matemática) regular y extrapolarla a tiempo futuro, y de esta manera predecir la producción del pozo, por ejemplo, a 1, 2, 5, 10 o más años.



Figura 2. Gráfica típica de gasto de flujo másico y presión de cabezal contra tiempo.

La gráfica de gasto de producción contra el tiempo permite identificar que el gasto declina en función del tiempo de explotación. Como una gráfica auxiliar se añade la correspondiente a los cambios en los orificios de apertura en la producción del pozo. Al observar la variación en los diámetros de apertura y su relación con los parámetros de producción (presión, flujo), se puede identificar la sensibilidad y dependencia entre éstos. El caso que sobresale es para el intervalo de tiempo entre 250 y 265 meses, observándose que la reducción en el orificio influye tanto en la disminución del flujo como en el correspondiente incremento de presión.





Además, al construir una gráfica con los datos de producción del pozo contra su producción acumulada de masa extraída, se puede observar que la parte de la curva que declina se puede convertir en una línea recta, la cual puede ser fácilmente extrapolable, tal como se muestra en la Figura 3. Es importante anotar que en la gráfica de la Figura 3 se pueden identificar dos estados de evolución en la declinación: el transitorio (en la etapa inicial de explotación) y el pseudoestabilizado. Como se podrá observar, cuando se presenta el cambio de pendiente en la gráfica de la Figura 2 no existe variación en el diámetro del orificio, por lo cual se asume la presencia de una respuesta real del yacimiento.



**Figura 3**. Representación del comportamiento de la masa producida acumulada como una función de la producción másica del pozo.





## Aplicaciones a casos prácticos de campo

Con el objeto de demostrar la aplicación práctica de la teoría de análisis de declinación se utilizaron datos de producción de un pozo de petróleo, uno geotérmico y uno de agua. A continuación se muestran las aplicaciones a dichos casos:

### Pozo de petróleo

Un pozo de petróleo produce en una zona de baja permeabilidad, con una presión de fondo fluyendo de  $800 \ lb/(pg^2)_{abs}$  (55.15 *Bar*). Los datos medidos de la declinación del gasto en el pozo se enlistan en la Tabla 2. Los datos del pozo y los resultados de una prueba de incremento de presión se ilustran en la Tabla 3.

t	q	q
(meses)	(b/d)	( <i>lt/h</i> )
6	619.3	4 102.8
18	512.9	3 397.9
28.8	436.4	2 891.2
42	381.4	2 526.8
52.8	331.5	2 196.2
66	264.4	1 751.7

Tabla 2. Declinación de	el gasto del poz	o bajo una $p_{wf}$	constante de 800	$(lb/pg^2)_{abs}$ .
-------------------------	------------------	---------------------	------------------	---------------------





75.6	250.6	1 660.2
90	234.9	1 556.2
102	234.9	1 556.2
114	189.4	1 254.8
126	170.0	1 126.2
138	152.7	1 011.6
150	137.1	908.3

**Tabla 3**. Datos característicos de la formación en el entorno del pozo.

Parámetros	Valor	Unidad
Boi	1.36	
C <sub>t</sub>	1.09E-6	1/(lb/pg <sup>2</sup> ) <sub>abs</sub>
k	0.392	mD
h	121	pie
p <sub>i</sub>	5790	(lb/pg <sup>2</sup> ) <sub>abs</sub>
$p_{wf}$	800	(lb/pg <sup>2</sup> ) <sub>abs</sub>
r <sub>w</sub>	0.25	Pie
r <sub>e</sub>	1490	Pie (160 acres de espaciam.)
S	-3.85	Para <i>r<sub>wa</sub></i> = 11.75
ф	0.101	
μ <sub>oi</sub>	0.46	ср

Dentro de un estudio completo de producción del pozo se determinan las siguientes características:

- El modelo de declinación de la producción en el pozo extrapolándolo hasta el punto en donde el flujo llega a 10 (b/día) (unos 66.25 l/h), como límite crítico económico.
- Utilizando los datos de declinación se calculan  $q_i$  y *D*. Después, empleando la ecuación de declinación de Arps (1945), se determina q.





• Se comparan los valores calculados de  $q_i$  y D del punto 2 con los valores determinados con las ecuaciones (1) y (2), empleando los resultados de una prueba de incremento de presión.

Al inicio, para tener una caracterización completa de la prueba, es muy útil una gráfica de flujo contra tiempo (Figura 4), la cual se puede utilizar como auxiliar para el diagnóstico general. Después de efectuar una conceptualización general de la prueba, se identifica el modelo de declinación del flujo, para lo cual se emplean dos métodos gráficos:

- Curva tipo elaborada en papel *log-log*.
- Gráfica de *q* contra *t* en papel semilogarítmico.







Figura 4. Comportamiento general del flujo en función del tiempo.

En la Figura 5 se muestra la gráfica *log-log* de los datos de producción contra tiempo, la cual es útil para adquirir una idea previa del comportamiento de la declinación. La Figura 6 es una gráfica del logaritmo del flujo contra tiempo, construida a partir de los datos de la





Tabla 2. A través del ajuste de los datos se obtiene la ecuación de una línea recta que corresponde a la ecuación (3) ( $q = q_i e^{-Dt}$ ).



**Figura 5**. Gráfica *log-log* de flujo contra tiempo con datos del pozo analizado (Golan & Whitson, 2003).







**Figura 6**. Gráfica del logaritmo del flujo contra tiempo del pozo analizado, cuyos datos se muestran en la Tabla 2 (Golan & Whitson, 2003).

El ajuste a una línea recta permite obtener sus parámetros característicos (la ordenada al origen y su pendiente). La ordenada al origen corresponde al flujo inicial  $q_i$ , mientras que con la pendiente se obtiene el ritmo de declinación (D). Así, los valores son:





 $q_i = 675 (b/d) = (4472 lt/h)$ 

$$D = 1.598 \, \frac{\left(\frac{b}{d}\right)}{mes}$$

A falta de mediciones históricas de producción, los parámetros de la ecuación (3) también se pueden determinar a partir de los datos del yacimiento. Con las ecuaciones (1) y (2) se determinan  $q_i$  y D usando datos obtenidos a partir de pruebas transitorias de presión. En la Tabla 3 se muestran los valores determinados por una prueba de presión efectuada en el pozo.

Aplicando la ecuación (1) y sustituyendo los valores de la prueba de presión se tiene que:

$$q_i = \frac{0.392(121)(5790 - 800)}{141.2(0.46)1.36\left[ln\left(\frac{1490}{11.75}\right) - 0.5\right]} (24) = 655.8\left[\frac{b}{d}\right] = 19674\left[\frac{b}{mes}\right] = 4345\left[\frac{lt}{h}\right]$$

Aplicando la ecuación (2) y sustituyendo los valores proporcionados en la Tabla 3 se tiene que:

$$D = \frac{2(0.000264) (0.392)}{0.101(0.46)(1.09x10^{-6})(1490^2 - 11.75^2) \left[ ln\left(\frac{1490}{11.75}\right) - 0.5 \right]} (3600)$$

$$D = 1.526 \ (b/d)/mes$$

Los valores de  $q_i$  y D calculados con la ecuación de Arps difieren muy poco de los valores obtenidos empleando las ecuaciones propuestas por Fetkovich. Lo anterior debido a las consideraciones particulares con que fueron desarrollados ambos métodos; sin embargo, lo importante de la aplicación de la metodología es que proporciona un criterio sobre el rango de los parámetros de la declinación en el pozo analizado. De igual





forma, se puede identificar el alto valor en el ritmo de declinación del pozo en conjunto con su bajo gasto inicial de flujo. Por el motivo anterior, para mostrar el uso de las curvas tipo, en la Tabla 4 aparecen los datos de tiempo, flujo volumétrico y producción acumulada de otro pozo de petróleo, con los cuales se desarrolla un análisis de la declinación de su producción.

t	q	Np	q	Np
(días)	(brl/d)	(brl)	(l/h)	(*MM I)
180	940.00	169 200	6 227.50	26.902
360	522.67	263 280	3 462.69	41.861
540	323.33	321 480	2 142.06	51.115
720	221.17	361 290	1 465.25	57.445
900	159.17	389 940	1 054.50	62.001
1 080	120.93	411 708	801.16	65.461
1 260	95.00	428 808	629.38	68.180
1 440	76.67	442 608	507.94	70.374
1 620	63.50	454 038	420.69	71.192
1 800	53.67	463 698	355.56	73.727
1 980	45.50	471 888	301.44	75.030
2 160	39.23	478 950	259.90	76.153
2 340	34.23	485 112	226.77	77.132
2 520	30.13	490 536	199.61	77.995
2 700	26.73	495 348	177.09	78.760
2 880	23.90	499 650	158.34	79.444

**Tabla 4**. Datos medidos: tiempo (t), flujo volumétrico (q) y volumen producido acumulado (Np), que se utilizan para el análisis de declinación de la producción, aplicando el método de curvas tipo. \*MM se utiliza para denotar millones.

Con el objeto de tener un diagnóstico general para el análisis del comportamiento del pozo, con los datos proporcionados se construye la





gráfica de la Figura 7, que ilustra el comportamiento del flujo respecto al tiempo en coordenadas cartesianas. En la Figura 8 se muestra la gráfica de las mismas variables en coordenadas doble logarítmicas.



**Figura 7**. Comportamiento de los datos de producción respecto al tiempo, para hacer un diagnóstico general del comportamiento de los parámetros.



Figura 8. Gráfica en escala doble logarítmica del flujo volumétrico respecto al tiempo.

La Figura 9 muestra el comportamiento del flujo volumétrico (q) respecto al volumen producido acumulado  $(N_p)$ . La Figura 10 muestra la sobreposición de los valores de producción (tiempo, flujo) en escala doble logarítmica sobre la curva tipo de la Figura 1. Es conveniente enfatizar en el cuidado especial que se debe tener en que las escalas de





ambas gráficas sean de la misma magnitud para identificar la curva tipo que mejor se ajuste con los datos medidos.



**Figura 9**. Gráfica de comportamiento del flujo volumétrico (q) respecto al volumen producido acumulado  $(N_p)$ .



**Figura 10**. Ajuste de los datos de producción del pozo sobre la curva tipo de declinación.

Usando la gráfica de la Figura 8 y los datos de producción de la Tabla 4 se asume que el pozo ha declinado un 97.5% en 2 880 días. De la gráfica se puede inferir que a este ritmo de declinación el límite económico crítico de flujo (10 t/h) se alcanzaría aproximadamente en poco menos de 5 000 días. Al usar el método analítico se seleccionan de la historia de producción del pozo los valores más cercanos a la extrapolación y se ajustan a una ecuación, cuya expresión resultante es:

 $t = \frac{10 - 248.0056}{-0.0490318} = 4854 \ (dias) = 161.8 (meses)$ 





La combinación del volumen producido acumulado (Np) y el flujo volumétrico (q) se utiliza para determinar el volumen máximo recuperable en el pozo, es decir, la reserva total. Asumiendo como límite económico del pozo una producción de 10 b/d, el volumen máximo producible se puede determinar extrapolando la gráfica a este valor límite, como se muestra en la Figura 9. La determinación gráfica para este caso resulta ser ligeramente superior a  $500(10^3) b$ , la cual se podría asumir como la reserva total del pozo. La ecuación de ajuste obtenida para este pozo está dada por:

 $N_p = \frac{10 - 514.253}{-0.00098796} = 510400 \ (b)$ 

Los datos de la Tabla 4 muestran que la producción acumulada en el pozo es de 49 9650 (*b*); este valor representa 97.8% de agotamiento en la reserva; por tanto, la reserva remanente es de 2.2%. Sin embargo, el tiempo aproximado en que se llegará al límite económico del pozo es de 4 854 días. Esto es, los 2 880 días que ha estado produciendo el pozo representan 59.3% del total de vida útil estimada. Parecería que se trata de un excelente pozo, porque aún tiene un 40.7% de vida útil. Sin embargo, hay que considerar que el gasto inicial en el pozo es de 940 (*b*/*d*) y a 2 880 días el flujo es de 23.9 (*b*/*d*), lo cual significa que la masa producida acumulada representa 97.9% del total de fluido explotable. Por tanto, en los últimos 1 974 días de vida útil (4854 – 2880) se extraerá la reserva remanente de 10 750 (*b*) (510 400 – 499 650) a un flujo menor de 23.9 (*b*/*d*) hasta llegar al límite económico.

Como se puede observar en la Figura 10, los datos de flujo contra tiempo graficados en papel *log-log* se ajustan a la curva tipo, cuyo valor de *n* es igual a 0.5. De acuerdo con el ajuste de los datos de producción del pozo analizado, se puede inferir que su tipo de declinación es hiperbólico.

Los valores del punto de ajuste resultantes de la comparación entre los valores graficados (t, q) en escala doble logarítmica y la curva tipo de la Figura 1 son:

Para la gráfica de valores medidos en el pozo se tiene t = 180 y q = 1000.





Mientras que los valores correspondientes al mismo punto en la curva tipo son  $(t_D) = 1.4 \text{ y} (q_D) = 0.38$ .

La determinación del flujo volumétrico inicial  $(q_i)$  y el ritmo de declinación inicial  $(D_i)$  se obtiene por medio de la sustitución de los valores anteriores en las ecuaciones (5) y (6), tal como se muestra a continuación:

$$q_i = \frac{100}{0.38} = 2631 \left(\frac{b}{d}\right)$$

y

$$D_i = \frac{1.4}{180} = 0.008 \left(\frac{b}{d}\right) = 0.24 \left[\frac{b/d}{mes}\right]$$

Además, a partir de los valores de las variables adimensionales  $t_D$  y  $q_D$ , obtenidas en el ajuste con la curva tipo, es posible la determinación de las características de la formación aplicando las ecuaciones (8) y (11). Para satisfacer las condiciones de las variables del yacimiento que requieren estas ecuaciones se utilizan valores obtenidos a través del uso de otras técnicas, como pruebas de presión, mediciones de laboratorio, y/o estudios geológicos o geofísicos.

Con la ecuación (8) se obtiene, de acuerdo con la Tabla 1, la permeabilidad (k), o dependiendo de las variables se obtiene (kh) o ( $k/\mu$ ), o bien ( $kh/\mu$ ) de la formación con la ecuación (9). Mientras que con la ecuación (11) se determina la porosidad  $\phi$  o, en su caso, el almacenaje de la formación  $\phi C_T h$  con la ecuación (12). Lo anterior, dependiendo del conocimiento del espesor de la formación productora (h), de la viscosidad del fluido ( $\mu$ ) y de la compresibilidad total del sistema ( $C_T$ ). El factor de volumen (B) se obtiene a partir de análisis de laboratorio sobre el comportamiento del fluido, partiendo de las condiciones de fondo y terminando en las condiciones de superficie. La presión inicial ( $p_i$ ) se determina a partir de las mediciones que se realizan en el pozo. Es posible determinar la presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ), bien con las pruebas transitorias de presión, o bien a través del





uso de simuladores o, si es posible, también a partir de mediciones con herramientas de registros.

### Caso de un pozo geotérmico

A lo largo del desarrollo de la industria geotérmica, muchas de las técnicas aplicadas a yacimientos petroleros se han estado adaptando para su aplicación en sistemas geotérmicos. La única condición para la aplicación de esta metodología es tener en cuenta las características del fluido de cada sistema, mantener la consistencia en las unidades y tener cuidado en el uso de los correspondientes factores de conversión.

Por lo general, en pozos geotérmicos la producción se expresa en flujo másico (W), a diferencia de cómo se ha venido expresando para pozos de petróleo, que se utiliza el flujo volumétrico (q). Con la finalidad de demostrar el uso de las técnicas de análisis de declinación, se muestra la gráfica de la Figura 11, que corresponde a datos de producción de un pozo de un campo geotérmico mexicano (Arellano, Torres, & Barragán, 2005; Aragón-Aguilar *et al.*, 2013). La historia de producción del pozo cubre un periodo de 340 meses y en esta gráfica se puede observar el comportamiento de su flujo másico, su presión de cabezal y sus diámetros de orificio de descarga en función del tiempo.



**Figura 11**. Gráfica de diagnóstico general del comportamiento de la producción, la presión de cabezal y la variación del orificio de descarga en función del tiempo.

La utilidad de la gráfica para diagnóstico general de los datos y su aplicación a los análisis de declinación está orientada a obtener una visión del comportamiento general de la prueba. Mientras se disponga de mayor cantidad de datos correlacionables entre sí se podrá hacer un análisis con mayor confiabilidad. Lo anterior, porque en las operaciones prácticas de campo no siempre se puede mantener constante el flujo, lo cual influye en la presión.





Debido a la movilidad de los fluidos y los procesos de ebullición para mantener la presión de descarga en pozos geotérmicos se aplican variaciones en el diámetro del orificio; no obstante, prevalece el comportamiento de declinación en la producción. Una de las gráficas de diagnóstico se muestra en la Figura 11, en la cual se puede identificar el comportamiento de la declinación en las mediciones del flujo bajo diferentes condiciones de apertura del orificio de descarga del pozo.

En esta figura se puede identificar un cierre en el pozo entre los meses 150 y 200, lo cual provoca que la presión de cabezal se incremente de modo abrupto, alcanzando valores cercanos a su condición estática. Sin embargo, al abrir de nuevo el pozo a un orificio de descarga similar al que estaba operando, el flujo es ligeramente superior (en un 5%) al que existía al momento del cierre. Lo anterior es una evidencia de que el cierre provocó una ligera recuperación en el pozo; sin embargo, la tendencia en la declinación se mantuvo con una pendiente similar a la que venía mostrando antes del cierre.

La Figura 12 muestra la gráfica de los datos de producción en función del tiempo. Esta misma gráfica, pero en escala *log-log*, es la que se utiliza dentro de la metodología de ajuste por comparación con la curva tipo.







Figura 12. Determinación del tiempo en que el pozo llega al límite económico.

Otra aplicación interesante de esta gráfica es su utilidad para determinar el tiempo en que el pozo, de acuerdo con la tendencia en su declinación, podría llegar al límite económico de producción. Para el caso de los campos geotérmicos, el límite económico está regido por el índice de





capacidad de la planta para generar al menos 1 MWe, con 10 (t/h) de vapor a 7 bars de presión. De acuerdo con lo anterior, en la gráfica se muestra la extrapolación de la última pendiente de la tendencia de declinación hasta cortar el valor para flujo másico de 10 (t/h). De manera gráfica, se puede observar que el tiempo, al cual el flujo llega al límite económico, es de unos 495 meses. Usando el ajuste de los datos de esta última sección de declinación con pendiente constante se obtiene una ecuación con la siguiente forma:

W = -0.14636(t) + 82.148

Pudiéndose determinar el valor de t = 492 meses, para W = 10 (t/h), el cual es un valor cercano al que se obtiene de manera gráfica. De acuerdo con los resultados obtenidos, por una parte, a partir de la Figura 11 se asume que el pozo tiene ya unos 340 meses de producción. Por tanto, el tiempo remanente de producción podría estimarse en unos 152 (492-340) meses. Esto es, el pozo, ha consumido ya, de manera aproximada (340/492) 69% de su vida productiva.

La constante de declinación del pozo y los parámetros de la formación se obtienen a través de la gráfica de la Figura 12, cuidando que los ejes logarítmicos sean de la misma magnitud de los de la curva tipo. Con el fin de obtener los parámetros de la formación, se compara esta gráfica con la curva tipo de la Figura 1 y se busca la curva a la que se ajustan mejor los datos. Tal procedimiento se muestra en la Figura 13.



Figura 13. Sobreposición de los datos de producción a una de las curvas, usando la técnica de ajuste por medio de la curva tipo de declinación.

Los valores del punto de ajuste que se determinan en cada gráfica son: Para la gráfica doble logarítmica (datos medidos): t = 50 (meses); q = 50 (t/h).

Mientras que para la curva tipo, se tienen:  $t_D = 0.22$ ;  $q_D = 0.78$ .

La determinación del flujo volumétrico inicial  $(q_i)$  y el ritmo de declinación inicial  $(D_i)$  se efectúa por medio de la sustitución de los valores anteriores en las ecuaciones (5) y (6). Por lo tanto, se tiene que:

 $q_i = \frac{50}{0.78} = 64 \left[\frac{t}{h}\right]$ 

Y aplicando la ecuación (6):





 $D_i = \frac{0.22}{50} = 0.0044 \left[ \frac{t/h}{mes} \right]$ 

En relación con el gasto inicial  $(q_i)$  obtenido a partir de la curva tipo es conveniente mencionar las gráficas de la Figura 11 y Figura 12. En ambas se puede observar que incluso cuando existe dispersión en los valores, se puede estimar un valor inicial del flujo másico  $(q_i)$  cercano a 64 (t/h), el cual es congruente con el obtenido usando la ecuación (5).

Empleando la ecuación (7) se asumió un valor típico de *B* para un sistema geotérmico y se usó un simulador de flujo en pozos, para determinar  $(p_i - p_{wf})$ . Se tuvo especial cuidado en usar unidades consistentes para el cálculo del valor de la transmisividad de la formación:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{141.2 \ qB}{q_D{}^h(p_i - p_{wf})} = \frac{141.2 \ (64) \ 1.0345}{0.78 \ (55)} = 217.9 \frac{mD \ (pie)}{cp} = 66.4 \frac{mD \ (m)}{cp}$$

Por otra parte, usando la ecuación (8), y sustituyendo el valor de la transmisividad, obtenido previamente, es factible determinar el almacenaje de la formación. El valor del radio aparente del pozo  $r_{wa}$  se obtiene a partir de pruebas de presión. Sin embargo, a falta de mayor información, se puede asumir un rango entre  $1E^2$  y  $1E^3$ , por lo cual se obtienen valores de acuerdo con esta variación. Sustituyendo valores y usando unidades consistentes se tiene:

$$\Phi C_t h = \frac{0.00634t}{t_D r_{wa}^2} \frac{kh}{\mu} = \frac{0.00634\ (50)}{0.22r_{wa}^2}\ (0.2179)$$

Debido a la incertidumbre en el conocimiento de  $r_{wa}$ , el resultado se puede dejar indicado como una función de esta variable. Bajo este punto de vista se tiene que el valor del almacenaje para este pozo es equivalente a:

 $\Phi C_t h = 0.31397/(r_{wa})^2$ 





En yacimientos petroleros, la compresibilidad de la formación ( $C_t$ ) y el espesor (h) son parámetros que se pueden determinar por mediciones, y por este motivo se puede calcular de forma directa el valor de la porosidad ( $\phi$ ). No obstante, en sistemas geotérmicos, por lo general no se dispone de datos experimentales de la compresibilidad debido a la imposibilidad de preservar la temperatura del vacimiento en los núcleos en su traslado a los laboratorios. Asimismo, no se puede determinar con certidumbre el espesor (h), porque la mayoría de los sistemas aeotérmicos se encuentran en formaciones volcánicas, cuvas características provocan incertidumbre en la determinación de la longitud de los espesores de producción. Por lo anterior, resulta una práctica común en sistemas geotérmicos determinar un índice de transmisividad  $(kh/\mu)$  y el almacenaje  $\phi C_t h$ , en lugar de la permeabilidad y porosidad que se calcula en vacimientos petroleros.

La otra gráfica que se utiliza es la del flujo contra la producción acumulada (Np), cuya extrapolación al límite económico permite la estimación de la reserva total del pozo, tal como se muestra en la Figura 14. El comportamiento de la producción más cercano a la extrapolación es el que se considera como representativo por la superación de los efectos transitorios en el pozo analizado. Por este motivo, se tomó la última pendiente de la tendencia de declinación, extrapolándola al límite económico del flujo de 10 (t/h).







Figura 14. Comportamiento del flujo producido respecto a la producción acumulada en el pozo, para determinar la probable reserva.

Con la interpolación gráfica se obtiene que al alcanzar el límite económico, el flujo producido acumulado  $(N_p)$  sería de 14.75 E<sup>6</sup> (ton), como se puede observar en la Figura 14. Mediante el ajuste de los datos de este último periodo se obtiene una ecuación de la siguiente forma:





### $W = -4.87913E^{-6} \left( N_p \right) + 82.183583$

Escribiendo la expresión para obtener  $N_p$  como función de W se obtiene:

 $Np = \frac{W - 82.1836}{-4.8791E^{-6}}$ 

Sustituyendo el valor de W = 10 en la expresión anterior se obtiene el valor de  $N_p = 14.794 (10^6 (ton))$ , el cual representa la reserva total del pozo. De acuerdo con los datos medidos, la masa producida acumulada en el pozo analizado es un poco más de  $10 \times 10^6$  (ton), lo cual representa una recuperación aproximada de 67.6% (10/14.794) del total de reserva.

#### Caso de un pozo de agua

El pozo de agua que se utiliza dentro de este trabajo se ubica en el área de Oakwood del condado de Montogomery en Ohio, EUA (Dursch & Wenclewicz, 2017). Está terminado en un intervalo con alta dureza de agua ( $CaCO_3$ ) entre 200 y 250 ppm y Cl (concentraciónes entre 300 y 350 ppm). Estas circunstancias influyen en depositaciones dentro de la tubería, que se reflejan en disminuciones en la producción. Se obtuvieron datos (Dursch & Wenclewicz, 2017) de 50 meses de su vida productiva que se muestran en la gráfica de diagnóstico general en la Figura 15. Se pueden identificar dos tendencias de declinación: una a tiempo temprano (a partir del mes nueve), y la segunda a partir del mes 32. Las depositaciones en la declinación a tiempo temprano se prolongaron por seis meses. Después de la declinación a tiempo temprano, se desarrollaron actividades para mejorar su productividad, lo cual resultó en una mejora. Sin embargo, el pozo nuevamente mostró una tendencia de declinación, y a partir del mes 31 de nuevo inicia una





declinación un poco menos severa. Ambos periodos de declinación en el pozo se muestran en la gráfica de la Figura 16.



**Figura 15**. Gráfica de diagnóstico general del comportamiento de la productividad del pozo de agua (Dursch & Wenclewicz, 2017), en función de su tiempo de explotación.







**Figura 16**. Comportamiento de la productividad del pozo de agua (Dursch & Wenclewicz, 2017), que muestra dos periodos de declinación: uno a tiempo temprano (entre 9 y 16 meses) y otro a partir del mes 28 de su vida productiva.

Usando los datos del pozo se construye la gráfica de logaritmo del flujo contra tiempo que se muestra en la Figura 17. Se obtiene el ajuste de los datos a una línea recta correspondiente a la ecuación (3)  $[q = q_i e^{-Dt}]$ 





y se determina el valor de  $q_i = 211 \text{ t/h}$ . Para determinar el tiempo de vida útil del pozo se usa la gráfica doble logarítmica (flujo contra tiempo) que se muestra en la Figura 18. Para tener un pronóstico realista se utilizan los datos recientes de declinación y se establece un límite económico productivo del pozo. En este caso, el tiempo de vida útil se determina en 78 meses.



Figura 17. Gráfica de flujo contra tiempo en escala semilogarítmica para determinar el flujo inicial del pozo de agua (Dursch & Wenclewicz, 2017) a través del ajuste a una línea recta.







Figura 18. Gráfica doble logarítmica (flujo contra tiempo), usando los datos recientes de declinación, para determinar el tiempo de vida útil del pozo de agua (Dursch & Wenclewicz, 2017), estableciendo un límite económico de producción.

Estableciendo como límite económico de operatividad del pozo 10 (t/h) y usando la técnica doblelogarítmica de la masa producida (Np) respecto al flujo (q), se determina la reserva total extraíble del pozo, tal como se





muestra en la Figura 19. Por diferencia entre la masa producida, la reserva máxima, la vida útil y el límite económico se determina la reserva remanente que en este caso resulta ser de 264 MM (ton).



**Figura 19**. Masa producida  $(N_p)$  respecto al flujo (q), para determinar la reserva total extraíble del pozo.





Después de la declinación a tiempo temprano, se desarrollaron actividades en el pozo para mejorar su productividad (Dursch & Wenclewicz, 2017), lo cual resultó en una mejora. Sin embargo el pozo de nuevo mostró una tendencia de declinación un año después (al mes 28). Bajo tales circunstancias, en este trabajo se muestran dos análisis usando la técnica con curvas tipo, que se presentan en la Figura 20 y Figura 21.



**Figura 20**. Datos de producción medidos, a tiempos tempranos en el pozo de agua, ajustados dentro de la curva tipo de declinación propuesta por Fetkovich, (1973).



**Figura 21**. Datos de producción medidos, a tiempos tardíos en el pozo de agua, ajustados dentro de la curva tipo de declinación propuesta por Fetkovich, (1973).

En la Figura 20 se muestra el ajuste con las curvas tipo de análisis, usando los datos de la primera declinación. Mientras que en la Figura 21 se muestra el análisis con curvas tipo para la declinación a partir del mes 28 de vida operativa del pozo.

El ajuste con las curvas tipo de la declinación para el periodo temprano resulta en un diagnóstico con tendencia a una declinación del tipo "armónico". Este comportamiento está vinculado con las características productivas del pozo en relación con su almacenaje y alimentación.

Para el análisis de declinación a tiempo temprano usando los datos sobre la curva tipo y tratando de obtener el mejor ajuste, se tiene que los valores del punto de ajuste que se determinan en cada gráfica son:

Para la gráfica doble logarítmica (datos medidos): t = 10 (meses); q = 200 (t/h).

Mientras que para la curva tipo se tienen  $t_D = 0.40$ ;  $q_D = 0.85$ .





La determinación del flujo volumétrico inicial  $(q_i)$  se efectúa por medio de la sustitución de los valores anteriores en la ecuación (5). Por lo tanto, se tiene que:

$$q_i = \frac{q}{q_D} = \frac{200}{0.85} = 235 \left(\frac{t}{h}\right)$$

En relación con el gasto inicial  $(q_i)$  obtenido a partir de la curva tipo es conveniente mencionar la gráfica de la Figura 17. Aún cuando existe dispersión en los valores, se puede estimar un valor inicial del flujo másico  $(q_i)$  cercano a 211 (t/h), el cual es congruente con el obtenido usando la ecuación (5).

Para tiempos de mayor desgaste del sistema, que en este caso está asociado con la tendencia de declinación del segundo periodo, los puntos de ajuste de los datos del pozo dentro de la curva tipo muestran una tendencia diferente. El ajuste que se logra comparando los datos medidos con la curva tipo muestra una declinación tipo hiperbólica, con coeficiente de declinación b = 0.4.

Para el análisis de declinación a tiempo tardío, se grafican los datos del pozo sobre la curva tipo, tratando de obtener el mejor ajuste. En este caso se tiene que los valores del punto de ajuste que se determinan en cada gráfica son:

Para la gráfica doble logarítmica (datos medidos): t = 30 (meses);q = 200 (t/h).

Mientras que para la curva tipo se tienen  $t_D = 1.6$ ;  $q_D = 0.80$ .

La determinación del flujo volumétrico inicial  $(q_i)$  se efectúa por medio de la sustitución de los valores anteriores en las ecuaciones (5) y (6), para obtener el flujo y declinación a condiciones iniciales. Por lo tanto, se tiene que:

$$q_i = \frac{q}{q_D} = \frac{200}{0.80} = 250 \,\left(\frac{t}{h}\right)$$

$$D_i = \frac{t_D}{t} = \frac{11.6}{30} = 0.05 \ \frac{\left(t/h\right)}{\text{mes}}$$





En relación con el gasto inicial  $(q_i)$  obtenido a partir de la curva tipo es conveniente mencionar la gráfica de la Figura 17. Aun cuando existe dispersión en los valores, se puede estimar un valor inicial del flujo másico  $(q_i)$  cercano a 250 (t/h), el cual es congruente con el obtenido usando la ecuación (5).

Los resultados de los análisis desarrollados tienen su aplicación práctica en la obtención de criterios técnicos para la formulación de los diseños de la explotación del pozo y su manejo futuro. La Tabla 5 muestra un resumen de resultados de los parámetros principales que sustentan los argumentos para la toma de decisiones. Se tuvo especial cuidado en mostrar los resultados de los análisis de los datos de los pozos utilizados en los ejemplos con sus respectivas unidades de trabajo. Cada columna muestra los parámetros con los que es factible configurar decisiones relacionadas con el manejo del o de los pozos.

<b>Tabla 5</b> . Resumen de resultados obtenidos a partir de los análisis de declinación de la
producción, los cuales son útiles en la caracterización individual de cada pozo. Donde q
= flujo volumétrico; $W_i$ = flujo másico; $D_i$ = ritmo de la declinación inicial.

Tipo de pozo	Flujo inicial	D <sub>i</sub> ritmo inicial de declinación	Reserva total	Vida útil total	Reserva remanente	
Pozo de	$q_i(brl/d)$	(brl/d)/mes	(brl)	(meses)		
petróleo	2 631	0.24	510 400	161.8	10 750 (brl)	
Pozo	$W_i(t/h)$	(t/h)/mes	10 <sup>6</sup> (ton)	(meses)	10 <sup>6</sup> (ton)	
geotérmico	64	0.0044	14.8	492	4.794	
Pozo de agua	$W_i(t/h)$	(t/h)/mes	10 <sup>6</sup> (ton)	(meses)	10 <sup>6</sup> (ton)	
	211	0.053	310	78	264	

Dentro de los resultados del análisis de la declinación que se han expuesto es recomendable involucrar también las características petrofísicas de la formación  $(kh/\mu)$  y  $(\phi C_T h)$  para lograr una





caracterización integral del pozo. En este trabajo se han revisado dos técnicas de análisis: las curvas tipo, y los análisis de la declinación y su aplicación a sistemas de petróleo y geotérmicos. La aplicación de los métodos de análisis a sistemas hidráulicos no representaría complicaciones, pues se trata de fluido en una sola fase.

# Discusión

La adaptación de las ecuaciones de sistemas de petróleo a sistemas geotérmicos e hidráulicos permite alcanzar resultados confiables. Sólo se debe tener cuidado en el manejo consistente de las unidades de trabajo. En el comportamiento que se muestra en la Figura 2 y Figura 3 se puede asumir que existe una respuesta directa del yacimiento. Lo anterior, debido a que los cambios en las pendientes de las gráficas ocurren de manera independiente a las manipulaciones en los diámetros de los orificios de producción.

Se puede observar que en los flujos iniciales  $(q_i, W_i)$  existe congruencia entre los valores medidos y los determinados, usando el método de la curva tipo y la ecuación (6), lo cual sustenta la certidumbre de la metodología. Las determinaciones se hicieron en pozos con diferentes características de fluido, por lo cual, aun cuando la metodología fue desarrollada para pozos de petróleo, con los resultados obtenidos se demuestra factible su aplicación a pozos geotérmicos.

El pozo geotérmico se cerró por un periodo aproximado de 50 meses, identificándose que se superan los efectos transitorios y se obtienen sus condiciones pseudoestables aún después de unos 150 meses de operación continua. Este comportamiento es característico de los sistemas donde hay entrada de recarga. En los sistemas geotérmicos, la fuente de calor es constante, por lo que la entrada de agua representa la recarga. Por lo anterior, el diseño de la explotación está sustentado en el balance entre alimentación de calor, entrada de agua y extracción del flujo másico.





La mayoría de los sistemas geotérmicos son acuíferos abiertos, por lo cual existe entrada de agua de recarga que influye en la presencia de los efectos de almacenaje, los cuales se manifiestan principalmente bajo condiciones estáticas en el pozo. En la gráfica de la Figura 11 se identifican los efectos de almacenaje a la apertura del pozo geotérmico después de un periodo de cierre. Esto es, al abrir de nuevo el pozo se observa que las condiciones del flujo son ligeramente superiores a las que se tenían antes del cierre; sin embargo, al abrir de nuevo el pozo, la declinación resulta con la misma pendiente decreciente. La conjunción de la entrada de agua de recarga y la alimentación de calor son las características base para considerar los sistemas geotérmicos como energía renovable. Un sistema hidráulico se considera renovable al estar siendo alimentado por entrada de agua.

A través de las diferentes etapas del comportamiento de producción, el pozo muestra primero los efectos transitorios y después el estado pseudoestable. Los datos utilizados corresponden a sus condiciones pseudoestables, útiles para la obtención de sus ecuaciones y su extrapolación hacia tendencias futuras de declinación. El valor de 10 (t/h) de flujo, asumido como límite económico para un pozo geotérmico, aún representa mucha energía que se puede aplicar en otras formas de aprovechamiento. Lo importante de la metodología es la determinación de la reserva total y remanente, sin importar el límite económico que se establezca.

El tiempo de vida útil de un pozo está ligado a su reserva y la recarga. La ventaja que tienen los yacimientos geotérmicos e hidráulicos sobre los petroleros es que la entrada de agua proporciona recarga que se suma al almacenamiento propio del sistema. Por este motivo, los ritmos de declinación de éstos son menores, en comparación con los de los yacimientos petroleros. Este mismo factor de recarga influye en los tiempos de vida útil de cada sistema. En yacimientos de petróleo, el volumen inicial ya no se modifica con el tiempo, pues no existe generación de nuevos hidrocarburos.

El comportamiento de la productividad del pozo de agua denota una tendencia a declinar por los efectos de los altos contenidos de sales que obstruyen los canales de flujo. Por tal motivo, incluso cuando mostró una mejoría después de haber sido desazolvado, después de un tiempo de operación nuevamente mostró declinación.





### Conclusiones

El análisis de la declinación de la producción resulta ser una herramienta útil para caracterización de yacimientos de petróleo, geotérmicos e hidráulicos.

Los parámetros de influencia en el comportamiento de la declinación de los sistemas (tanto petroleros, geotérmicos e hidráulicos) son las propiedades de formación, almacenaje, ritmo de explotación y recarga.

La ventaja de los yacimientos geotérmicos e hidráulicos sobre los de petróleo es la entrada de agua, que representa una recarga sustancial, influyendo en una disminución del ritmo de declinación, prolongando la vida útil y la reserva remanente.

Es importante resaltar que la tendencia de declinación es una característica particular de cada pozo y aun cuando se vea interrumpida por algún factor externo, como intervención, mantenimiento, cierre, reparación, etcétera, al continuar la explotación, la declinación mantendrá su tendencia.

En el análisis de declinación es importante identificar la respuesta del yacimiento, los estados transitorios y la pseudoestabilización.

La combinación apropiada del flujo másico, la producción acumulada y el tiempo son un sustento técnico para extrapolar comportamientos futuros, determinar vida económica útil, reservas extraíbles y reserva remanentes.

Estableciendo los límites económicos de producción de los pozos y del yacimiento se puede determinar su vida útil. Al llegar a las condiciones de los límites económicos se tienen casos críticos, en que los proyectos ya no son rentables.

La correlación de los volúmenes producidos acumulados, los límites económicos y las tendencias de declinación permiten determinar los volúmenes máximos que pueden producir pozos o yacimientos.





La caracterización del comportamiento de cada pozo y su correlación con los límites económicos de producción permite determinar la reserva máxima recuperable y, por lo mismo, la planificación de su explotación.

Los análisis de declinación y sus tendencias futuras sustentan los diseños de producción de los pozos y la toma de decisiones sobre sus posibles intervenciones para mejorar su productividad, así como los proyectos de expansión del campo.

#### Agradecimientos

Los autores agradecen al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias por el apoyo brindado para el desarrollo de este trabajo dentro del Proyecto 14 454 "Técnicas y métodos de análisis, al estado del arte de declinación de la producción en sistemas geotérmicos mexicanos y sus efectos predictivos".

#### Referencias

- Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R., & Ramey, H. J. Jr. (1970). An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: I. Analytical treatment. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 10(03), 279-290. DOI: 10.2118/2466-PA
- Agarwal, R. G., Gardner, D. C., Kleinsteiber, S. W., & Fussel, D. (1999). Analyzing well production data using combined type curve and decline curve analysis concepts. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2(05), 478-486. DOI: 10.2118/57916-PA
- Aragón-Aguilar, A., Barragán, R. R., Arellano, G. V. (2013). Methodologies for analysis of productivity decline: A review and application. *Geothermics*, 48, 69-79. DOI: 10.1016/j.geothermics.2013.04.002
- Arellano, G. V., Torres, M. A., & Barragán, R. M. (2005). Thermodynamic evolution of the Los Azufres México geothermal reservoir, from 1982 to 2002. *Geothermics*, 34(5), 592-616. DOI: 10.1016/j.geothermics.2005.06.002
- Arps, J. J. (1945). Analysis of decline curves. *Transactions of the AIME*, 160(01), 228-247. DOI: 10.2118/945228-G





- Arps, J. J. (1956). Estimation of primary oil reserves. *Petroleum Transactions, AIME*, 207, 182-191.
- Bahadori, A. (2012). Analysis gas well production data using a simplified decline curve analysis method. *Chemical Engineering Research and Design*, 90(4), 541 547. DOI: 10.1016/j.cherd.2011.08.014
- Blasingame, T. A., McCray, T. L., & Lee, W. J. (enero, 1991). Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flow rate systems. En: *Gas Technology Symposium*, Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, 22-24 de enero. DOI: 10.2118/21513-MS
- Cárcamo, T. E., & Polo, N. G. (2007). *Metodología para la predicción de curvas de declinación de pozos de petróleo aplicando redes neuronales artificiales* (tesis de licenciatura). Universidad Industrial de Santander, Santander, Colombia.
- Dursch, G. L., & Wenclewicz, M. (2017). 2016 Water production annual report, City of Oakwood (pp. 14). Ohio, USA: Ohio Department of Natural Resources.
- Earlouger, R. C., & Kersh K. M. (1974). Analysis of short-time transient test data by type-curve matching. *Journal of Petroleum Technology*, 26(07), 793-800. DOI: 10.2118/4488-PA
- Fetkovich, M. J. (1973). The isochronal testing of oil wells. SPE 4529 48<sup>th</sup> Annual Technical. Conferencia llevada a cabo del 30 de Sept. al 3 de Oct, por la Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, Nevada, USA.
- Fetkovich, M. J. (1980). Decline curve analysis using type curves. Journal of Petroleum Technology, 32(06), 1065-1077. DOI: 10.2118/4629-PA
- Fetkovich, M. J., Fetkovich, E. J., & Fetkovich, M. D. (1994). Useful concepts for decline forecasting reserve estimation and analysis. 60<sup>th</sup> Annual Technical Conference SPE. Conferencia llevada a cabo por la Society of Petroleum Engineers, Nueva Orleans, Luisiana, USA.
- Gaskari, R., Mohagheghi, S. D., & Jalali, J. (mayo, 2006). An integrated technique for production data analysis with application to mature fields. *Gas Technology Symposium*. Llevado a cabo del 15-17 de





mayo por la Society of Petroleum Engineers, Calgary, Alberta, Canada. DOI: 10.2118/100562-MS

- Golan, M., & Whitson, C. H. (2003). *Well performance* (2a ed.). Trondhiem, Noruega: Tapir Akademiske Forlag.
- Gunn, C., & Freeston, D. (1991). An integrated steady-state wellbore simulation and analysis package. *Proceedings of the 13th New Zealand Geothermal Workshop*. Llevado a cabo por Geothermal Institute, The University of Auckland, New Zealand.
- Mata, D., Gaskari, R., & Mohagheghi, S. D. (octubre, 2007). Field wide reservoir characterization based on a new technique of production data analysis: Verification under controlled environment. *Eastern Regional Conference and Exhibition*. Llevada a cabo el 17-19 de octubre por la Society of Petroleum Engineers, Lexington, Kentucky, USA. DOI: 10.2118/111205-MS
- Sanyal, S. K., Menzies, A. J., Brown, P. J., Enedy, K. L., & Enedy, S. (1989). A systematic approach to decline curve analysis for the Geysers steam field, California. *Geothermal Resources Council Transactions*, 13, 415-421.
- Shahamat, M. S, Hamdi, H., Mattar, L., & Aguilera, R. (2016). A novel method for performance analysis of compartmentalized reservoirs. *Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies Nouvelles*, 71(3). DOI: 10.2516/ogst/2015016
- Slider, H. C. (1983). *Worldwide practical petroleum reservoir engineering methods*. Oklahoma, USA: Penn Well Books.