

Una nueva metodología para calcular el comportamiento de afluencia en pozos que operan con sistema artificial

Ing. Uriel Salazar Verbitzky
Pemex

Información del artículo: Recibido enero 2013-aceptado noviembre de 2013

Resumen

Hablar del comportamiento de afluencia de un pozo implica hablar del concepto de índice de productividad, sin embargo, generalmente es información que solamente se asocia con pozos fluyentes por la naturaleza del flujo.

Para el caso de pozos intermitentes o en su caso, no fluyentes, se complica el estudio del aporte del yacimiento puesto que éstos pudieran no aportar de manera constante a superficie o incluso nunca alcanzar la misma.

No obstante, en este trabajo se proponen una serie de consideraciones y metodologías para determinar el comportamiento de afluencia de pozos que operan con sistema artificial de bombeo mecánico, electrocentrífugo o de cavidades progresivas, donde el gasto en superficie no es una medida directa del aporte del yacimiento, sino que se encuentra en función de la producción que recupera el sistema y la capacidad del yacimiento para llevar esa producción a la profundidad de acción de la bomba.

Palabras clave: Comportamiento de afluencia, sistemas artificiales, índice de productividad, optimización de la producción.

A nouvelle methodology to calculate inflow performance of artificial lift wells

Abstract

Talking about inflow performance implies to talk about the productivity index (PI); however, the PI is often associated to naturally flowing wells.

For intermittent or non flowing wells, it gets complicated to study the inflow performance because of the discontinuous flowing parameters (or the lack of it) as observed on the surface.

Nevertheless, this paper proposes several considerations and methodologies to determine the inflow performance of an artificial lift well with Sucker Rod Pumping, Electric Submersible Pumping or Progressive Cavity Pumping, where the produced volume is not a direct measure of the reservoir contribution but of how much the artificial lift system produces and the capability of the reservoir to lift that production to the pump depth.

Keywords: Inflow performance, Artificial Lift Systems (ALS), productivity index, production optimization.

Introducción

En la Industria Petrolera, así como en cualquier otra ingeniería, el objetivo principal del ingeniero es optimizar los recursos para maximizar los beneficios. Con base en lo anterior, se entiende que la optimización de las condiciones de operación de los sistemas artificiales de producción (SAP), es una de las tareas del ingeniero petrolero, y para lograr ese objetivo es necesario conocer el comportamiento de afluencia.

Después de una investigación en la literatura publicada (*One Petro, SPE, JPT*), no se encontró ninguna prueba de campo que permitiera determinar el comportamiento de afluencia para un pozo que opera con sistema artificial, derivado de que el gasto en superficie es función del sistema artificial y no directamente de la formación. Los trabajos más cercanos a este tema, han recurrido a pruebas complejas y costosas para describir el fenómeno de la "intermitencia" de un pozo. Por otro lado, muchas veces para optimizar se recurre al método por ensayo y error.

En consecuencia, se desarrolló un modelo y una serie de pruebas que permiten determinar, con buena precisión,

el comportamiento de afluencia de un pozo no fluyente, con la finalidad de encontrar las condiciones óptimas de operación del sistema de bombeo artificial, y así maximizar la producción en superficie.

Desarrollo teórico

El pozo como un sistema cerrado

La definición de un pozo fluyente cita que es "Aquel cuya energía es suficiente para llevar la producción a través del sistema integral de producción". Esta definición, si bien es suficiente para caracterizar un pozo, resulta insuficiente para el modelo a presentar.

En consecuencia, se propone definir a un pozo fluyente como aquel cuya presión de fondo fluyendo corresponde a una columna hidrostática mayor que la profundidad del pozo. Esta definición permite entonces caracterizar tres tipos de pozos: fluyentes, intermitentes y no fluyentes, **Figura 1**.

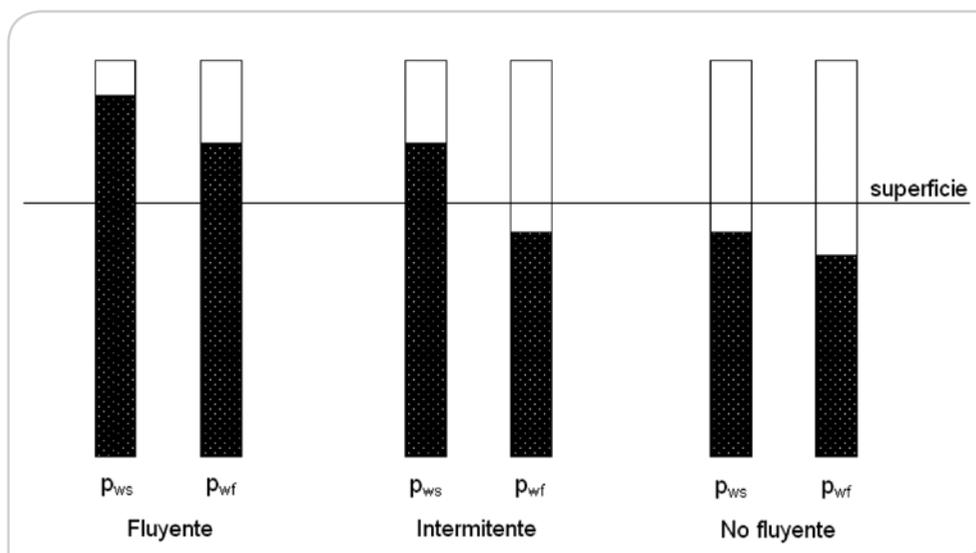


Figura 1. Pozo fluyente, intermitente y no fluyente conforme a la definición de columna hidrostática equivalente.

Si la columna hidrostática equivalente es mayor que la profundidad del pozo, esto significa que el pozo se manifiesta en superficie. Si la columna del pozo cerrado es mayor, y la del pozo fluyendo también, entonces el pozo fluye en superficie de manera continua (**fluyente**). Para el caso en que la columna del pozo cerrado es mayor que la profundidad y la del pozo fluyendo resulta menor, entonces el pozo se considera **intermitente**; éste fluye solamente después de un cierto tiempo de cierre, cuando recupera presión. Finalmente, el caso de un pozo **no fluyente** es aquel cuya columna se encuentra por debajo de la superficie, es decir, el nivel estático es menor.

Se conoce que el aporte del yacimiento se encuentra gobernado, entre otros factores, por la caída de presión

Δp entre la formación (p_{yac}) y el fondo del pozo (p_{wf}). Con base en lo anterior, se entiende que un pozo siempre podrá caracterizarse por su comportamiento de afluencia, independientemente de que sea un pozo fluyente, intermitente o no fluyente.

Ahora bien, la ley de conservación de la materia establece que la masa que entra en un sistema cerrado debe salir o acumularse dentro del mismo. Desde otro punto de vista, la diferencia entre las masas que ingresan y salen de un sistema, será equivalente al cambio de masa en el sistema durante el tiempo que sucedió ese intercambio, **Figura 2.**

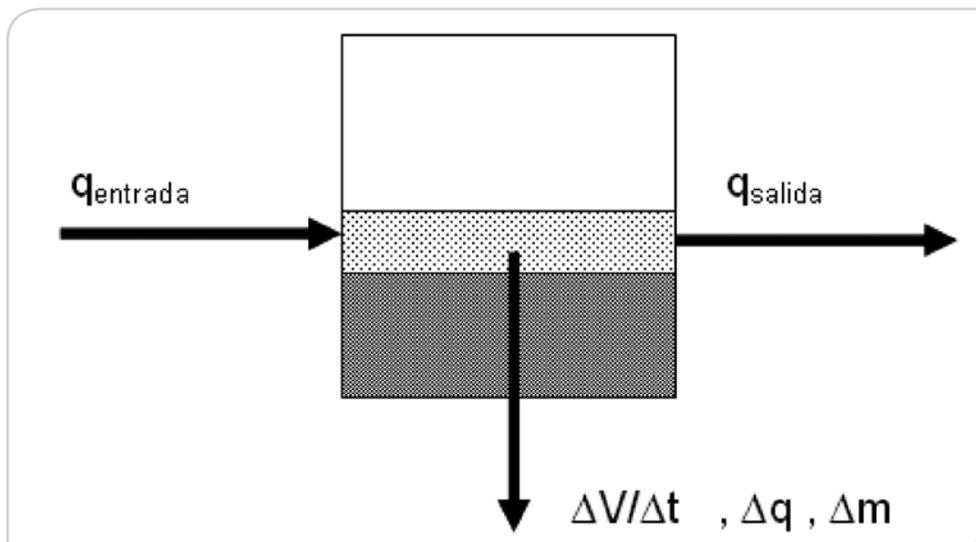


Figura 2. La diferencia de las masas que ingresan y salen de un sistema serán equivalentes al cambio de volumen en el sistema durante el tiempo que sucedió el intercambio.

Por lo que:

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = q(\text{entrada}) - q(\text{salida}) \quad (1)$$

Simplificando el modelo de un pozo, se puede considerar como un sistema cerrado, entonces:

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = q(\text{yacimiento}) - q(\text{superficie}) \quad (2)$$

Para el caso de un pozo fluyente:

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = 0 \quad (3)$$

Puesto que lo que aporta el yacimiento es lo que se obtiene en superficie.

$$q(\text{yacimiento}) = q(\text{superficie}) \quad (4)$$

Para un pozo que opera con sistema artificial, **Figura 3**.

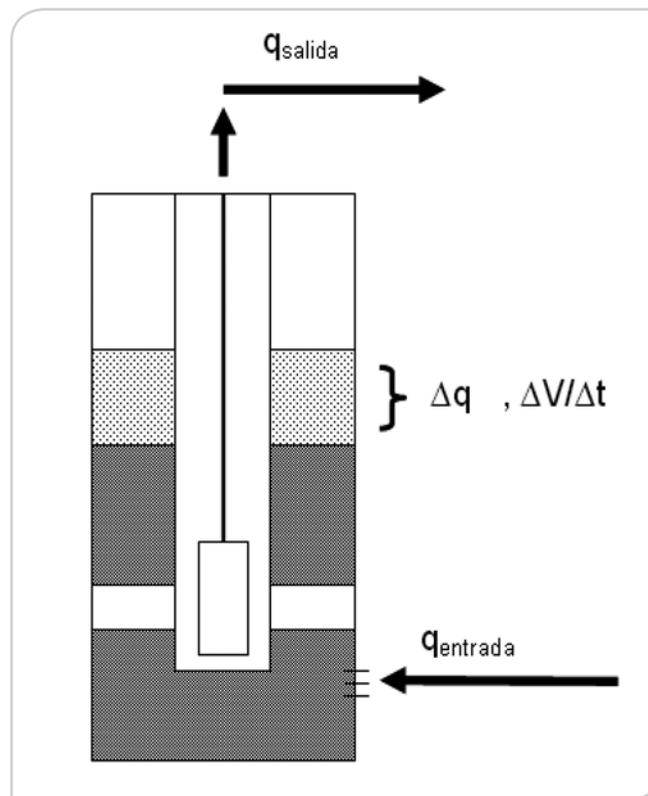


Figura 3. La diferencia entre el aporte del yacimiento y la producción del sistema artificial se manifestará como un cambio de nivel en el espacio anular.

$$\Delta V/\Delta t = q(\text{yacimiento}) - q(SAP) \quad (5)$$

Donde:

$q(SAP)$ es la producción en superficie (durante el tiempo de referencia) del sistema artificial, por lo que es una variable conocida.

$\Delta V/\Delta t$ se puede determinar conociendo el comportamiento de Δn .

$q(\text{yacimiento})$ se puede calcular al conocer las demás variables.

Δ es el nivel dinámico del aceite en las tuberías

Δt es el cambio en el tiempo

Despejando $q(\text{yacimiento})$:

$$q(\text{yacimiento}) = q(SAP) + \frac{\Delta V}{\Delta t} \quad (6)$$

Considerando $\Delta V/\Delta t$ en función del nivel dinámico en el espacio anular

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = \left[\frac{\pi}{2} (r_{TR}^2 - r_{TP}^2) \right] \left[\frac{\Delta n}{\Delta t} \right] \quad (7)$$

Donde:

$$\frac{\pi}{2} (r_{TR}^2 - r_{TP}^2) = \text{Área del espacio anular, (cte)}$$

$\frac{\Delta n}{\Delta t}$ = es el cambio de nivel referenciado a un intervalo de tiempo

Entonces:

$$q_y = q_{SAP} + (Cte_{TR}) \left[\frac{\Delta n}{\Delta t} \right] \quad (8)$$

Tomando en cuenta la ecuación 8, se propone entonces una prueba que permita medir la variación de nivel y la producción del sistema artificial durante periodos de tiempo controlados. Así mismo, aplicando el concepto de columna hidrostática equivalente, se puede determinar la presión fluyente de fondo p_{wf} .

Así pues, calculando varios puntos del gasto instantáneo del yacimiento y la presión de fondo fluyendo, es posible obtener los parámetros necesarios para ajustar esos puntos a un modelo de comportamiento de afluencia.

Para el caso del índice de productividad J , para yacimientos bajosaturados, con un par de puntos de p_{wf} , q_o se determinará J y p_{ws} .

En el caso del índice de productividad relativo de Vogel, para yacimientos saturados:

Con un par de puntos de p_{wf} , q_o , se determinará $q_{o,max}$ y p_{ws} .

Metodología para determinar el aporte del yacimiento en pozos que operan con sistema artificial

El desarrollo de la prueba requiere de un equipo de medición en superficie, de una pistola de ecómetro y de muestreo constante a la salida del equipo de medición.

La prueba requiere tomar una serie de datos de nivel contra producción del sistema artificial y muestras del corte de agua, para así determinar, con buena precisión, varias parejas de puntos de q_{yac} vs p_{wf} .

Para el caso de t_o , considerando que el sistema artificial ha operado por un tiempo suficiente como para que el nivel dinámico n_o se encuentre estabilizado, se entiende que:

$$q_y = q_{SAP}$$

Por lo que a ese tiempo de referencia se tomará un ecómetro para obtener n_o y así obtener el primer punto p_{wf} , q_{yac} donde q_{yac} es igual a q_{SAP} .

Posteriormente, se generará un cambio en las condiciones de operación con la finalidad de alterar el equilibrio del nivel dinámico y se tomarán una serie de ecómetros a intervalos de una hora cada uno (pudiendo ser mayor, pero siempre igual entre disparo y disparo), buscando medir los cambios de nivel referenciándolos a un Δt constante.

Expresando la ecuación 1 en términos de la información disponible, para el primer disparo:

$$q_{y1} = q_{SAP1} + (6.2898)(24)(Cte_{TR}) \left[\frac{(n0-n1)}{\Delta t} \right] \quad (9)$$

donde:

q_y = es la producción del yacimiento en [bpd].

q_{SAP} = es el gasto medido del sistema artificial durante el tiempo entre disparo y disparo, proyectado a 24 horas.

Δt = es el tiempo entre disparo y disparo; para este caso será igual a una hora.

n = es el nivel dinámico de aceite medido con el ecómetro.

Posteriormente, se repetirá el disparo del ecómetro sin cambiar las condiciones de operación del sistema artificial, obteniendo así un segundo dato para el aporte del yacimiento y la presión de fondo:

$$q_{y2} = q_{SAP1} + (6.2898)(24)(Cte_{TR}) \left[\frac{(n1-n2)}{\Delta t} \right] \quad (10)$$

Se recomienda que al menos se generen tres disparos para evaluar los niveles con mayor certidumbre y garantizar que muestre una tendencia a la baja (en caso de abatir nivel), o a la alta (en caso de recuperar nivel).

El modelo será válido hasta que Δn sea igual o tienda a cero, lo que significará que $q_{yn} = q_{SAP1}$ y nuevamente se alcanzó una condición de estabilidad. Esto se cumplirá siempre que el nivel dinámico logre mantenerse por encima de la profundidad de la bomba, si no resultará que $q_{yn} < q_{SAP1}$.

Para el cálculo de la presión de fondo fluente p_{wf} asociada al nivel, se toma el nivel promedio entre cada prueba para calcular la presión hidrostática, obteniendo así una p_{wf} equivalente y asociada al q_y gasto calculado aportado por el pozo.

Lo anterior derivará en una serie de parejas de datos de q_{yac} contra p_{wf} permitiendo así adaptar un modelo de comportamiento de afluencia al pozo que opera con sistema artificial.

Cálculo del comportamiento de afluencia

Para el cálculo de los parámetros p_{ws} , J (yacimento bajosaturado) y q_{omax} (yacimento saturado), se requiere solamente una pareja de datos de q_{yac} contra p_{wf} por lo cual se procede a despejar la p_{ws} de los modelos de comportamiento de afluencia.

Para yacimientos bajo saturados:

$$p_{ws} = \frac{q_{y1}p_{wf2} - q_{y2}p_{wf1}}{q_{y1} - q_{y2}} \quad (11)$$

$$J = \frac{q_{y1}}{p_{ws} - p_{wf1}} \quad (12)$$

Para yacimientos saturados:

$$(q_{y1} - q_{y2})p_{ws}^2 + (0.2q_{y2}p_{wf1} - 0.2q_{y1}p_{wf2})p_{ws} + 0.8p_{wf1}^2 - 0.8p_{wf2}^2 = 0 \quad (13)$$

$$q_{oMAX} = \frac{q_{y1}}{1 - 0.2\left(\frac{p_{wf1}}{p_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wf1}}{p_{ws}}\right)^2} \quad (14)$$

Donde los subíndices 1 y 2 se refieren a un punto y el punto siguiente.

A partir de ello, se pueden trazar las curvas del comportamiento de afluencia para el pozo en estudio.

Optimización del sistema artificial

Una vez conocida la forma de la curva del comportamiento de afluencia, se puede identificar el aporte máximo del pozo en función de la profundidad de la bomba. Esto se logra asociando la p_w con la altura de la columna hidrostática equivalente, donde la profundidad de la bomba será de una altura de la columna de fluido de determinada densidad que ejerce una presión hidrostática a la formación de p_{wf} . Entonces, en la curva de comportamiento de afluencia, a la p_{wf} encontrada, se tendrá el aporte máximo del pozo que opera con un sistema artificial, **Figura 4**.

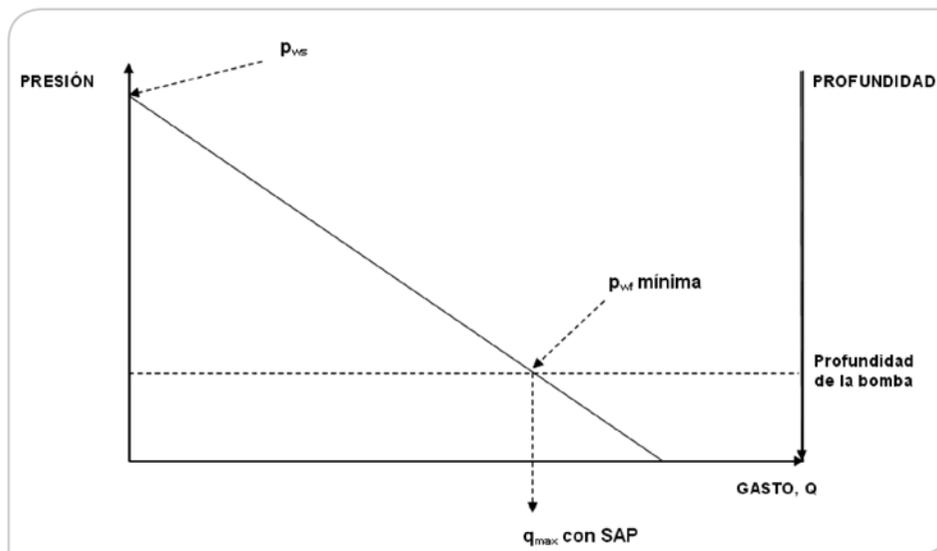


Figura 4. Curva de IP contra profundidad (por presión hidrostática equivalente), mostrando que el máximo aporte del SAP se obtiene al mantener el nivel estabilizado lo más cercano a la profundidad de la bomba.

Una vez conocido el comportamiento de afluencia, se pueden analizar el aporte y el nivel del pozo para optimizar

las condiciones de operación y llevarlas al punto de máxima recuperación del yacimiento, **Figura 5**.

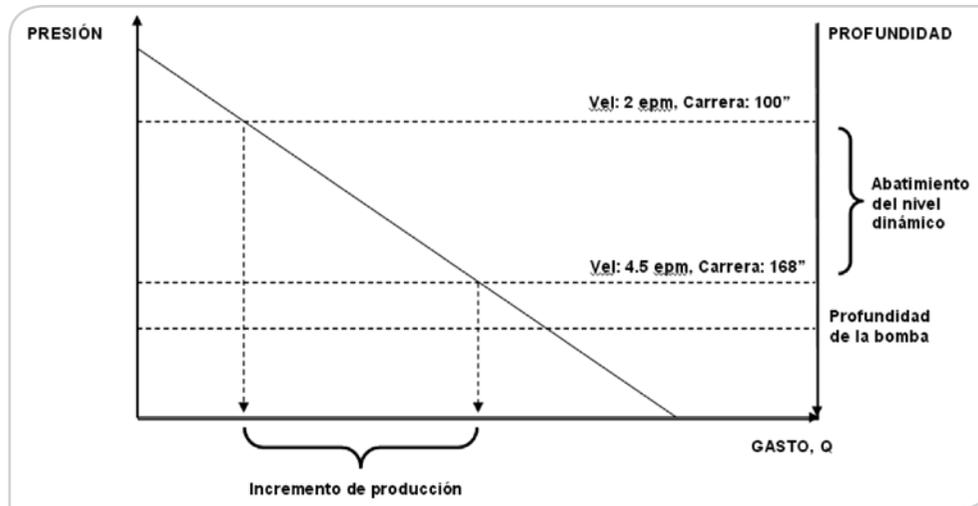


Figura 5. Cambio de condiciones de operación en un pozo con bombeo mecánico.

Conclusiones

El concepto de presión hidrostática equivalente resulta muy conveniente para caracterizar los pozos fluyentes, intermitentes y los no fluyentes. Así mismo, con la ayuda de un ecómetro se puede evaluar la presión de fondo cerrada y fluyente. Por otro lado, al entender que el pozo es un sistema cerrado, los cambios de nivel en el espacio anular son indicadores de la diferencia entre lo que produce el sistema artificial y lo que aporta el yacimiento.

La prueba propuesta se ve favorecida por su simplicidad; sin embargo, requiere que se cumplan ciertas condiciones con respecto al estado mecánico del pozo:

1. Es necesario que el espacio anular se encuentre comunicado con la formación para poder evaluar el nivel dinámico.
2. La tubería de producción no debe presentar roturas o comunicación con la TR a la profundidad en que se localiza la bomba.
3. Tal como se presenta, el método propuesto es aplicable para pozos que operan con bombeo

mecánico, bombeo electro centrífugo y bombeo de cavidades progresivas.

4. Aplicando ciertas consideraciones es válido para calcular el tiempo de recuperación de un pozo de bombeo neumático intermitente. En consecuencia, también permite calcular el comportamiento de afluencia de ese tipo de pozos.

Nomenclatura

q_y = gasto del yacimiento calculado con el modelo

q_{sap} = aporte del sistema artificial

J = índice de productividad lineal

n_i = nivel dinámico al tiempo i

Referencias

1. Brown, K. y Beggs, D. 1977. *The Technology of Artificial Lift Methods*. PennWell Publishing Company.

2. Gallice, F. y Wiggins, M.A. 1999. Comparison of Two-Phase Inflow Performance Relationships. Artículo SPE 52171, presentado en SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, marzo 28-31. <http://dx.doi.org/10.2118/52171-MS>.
3. McCoy, J.N., Podio, A.L. y Huddleston, K.L. 1988. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. *SPE Form Eval* **3** (3): 617-621. SPE-14254-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/14254-PA>.
4. McCoy, J.N., Podio, A.L., Huddleston, K.L., et al. 1985. Acoustic Static Bottomhole Pressures. Artículo SPE 13810, presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, marzo 10-12. <http://dx.doi.org/10.2118/13810-MS>.
5. Vogel, J.V. 1968. Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells. *J. Pet Tech* **20** (1): 83-92. SPE-1476-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1476-PA>.
6. Wiggins, M.L., Russell, J.E. y Jennings, J.W. 1996. Analytical Development of Vogel-Type Inflow Performance Relationships. *SPE J.* **1** (4): 355-362. SPE-23580-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/23580-PA>.

Semblanza

Ing. Uriel Salazar Verbitzky

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, se graduó en el año 2011 con mención honorífica.

Se ha desarrollado como Supervisor de Campo (puesto que actualmente ocupa), en los Activos de Producción Poza Rica - Altamira (APPRA), y Aceite Terciario del Golfo (ATG), así como Ingeniero de Diseño de Sistemas Artificiales en el APPRA, siendo responsable de emitir los diseños y recomendaciones para todas las intervenciones con y sin equipo de los sectores Poza Rica, San Andrés y Faja de Oro.

En el año 2012 presentó el trabajo "Una nueva metodología para calcular el comportamiento de afluencia en pozos que operan con sistema artificial", en las Jornadas Técnicas de la AIPM, Delegación México. Así mismo, en 2013 asistió al Taller ARPEL de "Tecnologías para el rejuvenecimiento de campos maduros" por su trabajo de "Mejores prácticas para maximizar el valor de la instalación, operación y reparación de los pozos con sistema artificial de bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas en campos maduros", en la ciudad de Bucaramanga, Colombia.