

Análisis teórico del uso conjunto de la tecnología de pozos horizontales y el gradiente de asfaltenos como herramientas de productividad en yacimientos de hidrocarburos

David Segura Rivera
Tarco Latin America
Fernando S. Flores Ávila
Pemex E&P

Artículo recibido en 2019-evaluado, revisado, corregido y aceptado en 2021

Resumen

El análisis consiste en la evaluación del potencial productivo de los pozos horizontales considerando la ubicación de la sección horizontal respecto a la altura del yacimiento. La toma de decisión para la mejor ubicación estará en función de la construcción de un gradiente de asfaltenos casi siempre presentes en las formaciones productoras. Como en la mayoría de los gradientes relacionados a la profundidad del subsuelo, las magnitudes tienden a aumentar hacia la base debido al efecto gravitacional. Dependiendo de la magnitud de las concentraciones podremos tomar una decisión, ya que se pretende desplazar la ubicación fuera de la zona de mayor concentración de asfaltenos (en disolución) tomando en cuenta este efecto en el análisis de productividad del pozo.

El método de análisis de productividad para pozos horizontales que será utilizada es la metodología de curvas adimensionales, (Flores, F. Segura, D. 2017). La metodología antes mencionada funciona con base en la comparación de ecuaciones de afluencia tanto de pozos verticales como horizontales (Darcy y Joshi) para encontrar una longitud de la sección horizontal recomendable al sistema; fundamentada en el principio de conservación de la energía (presión) dentro del yacimiento, para la explotación óptima mediante la administración adecuada de esta energía. Se fundamenta que la longitud de la sección horizontal, nos permitirá mantener un ahorro de energía, lo que ayudará a mantener a los asfaltenos en solución retrasando su precipitación además de alejarnos del área de mayor concentración por lo tanto reduciendo riesgos, reflejándose en la relación (J_h/J_v). Por ende, mejorando la productividad a nivel yacimiento.

Palabras clave: Gradiente, asfaltenos, pozos horizontales, productividad, modelo de solubilidad de asfaltenos.

Theoretical analysis of the joint use of horizontal well technology and the asphalt gradient as productivity tools in hydrocarbon reservoirs

Abstract

The analysis consists of evaluating the productive potential of horizontal wells considering the location of the horizontal section with respect to the height of the reservoir. The decision-making for the best location will depend on the construction of a gradient of asphaltens almost always present in the producing formations. As in most of the gradients related to the depth of the subsoil, the magnitudes tend to increase towards the base due to the gravitational effect. Depending on the magnitude of the concentrations, we can make a decision, since it is intended to move the location out of the area with the highest concentration of asphaltens (in solution) taking into account this effect in the well productivity analysis.

The productivity analysis method for horizontal wells that will be used is the dimensionless curve methodology (Flores, F. Segura, D. 2017). The aforementioned methodology works based on the comparison of inflow equations of both vertical and horizontal wells (Darcy and Joshi) to find a length of the horizontal section recommended for the system; based on the principle of energy conservation (Pressure) within the reservoir, for optimal exploitation through the proper administration of this energy. It is based that the length of the horizontal section will allow us to maintain energy savings, which will help us to keep the asphalt in solution delaying their precipitation in addition to moving away from the area of greater concentration, therefore reducing risks, reflecting in the relationship (J_h / J_v). Therefore improving productivity at the reservoir level.

Keywords: Gradient, asphaltens, horizontal wells, productivity, asphaltens solubility model.

Introducción

El impacto negativo de los asfaltenos se presenta en todo el sistema integral de producción.

Son conocidos por obstruir los pozos, las líneas de flujo, las instalaciones de producción y las formaciones productoras. Su bajo contenido de hidrogeno limita el porcentaje de hidrocarburos líquidos y su contenido de azufre y metales dificulta el proceso de refinación, así como la característica inherente de alta viscosidad.

Dentro del proceso de producción, la presencia de asfaltenos siempre se ha visto remediada con procesos químicos/ térmicos a un nivel correctivo dentro de las áreas afectadas.

Pocas veces se diseña un plan preventivo que si bien no elimine la posibilidad de producción de asfaltenos, busque reducir o atrasar dicho fenómeno a nivel de yacimiento.

Muchas veces se observa el yacimiento como un sistema homogéneo en cuestión de fluidos desde la base hasta la cima del espesor impregnado.

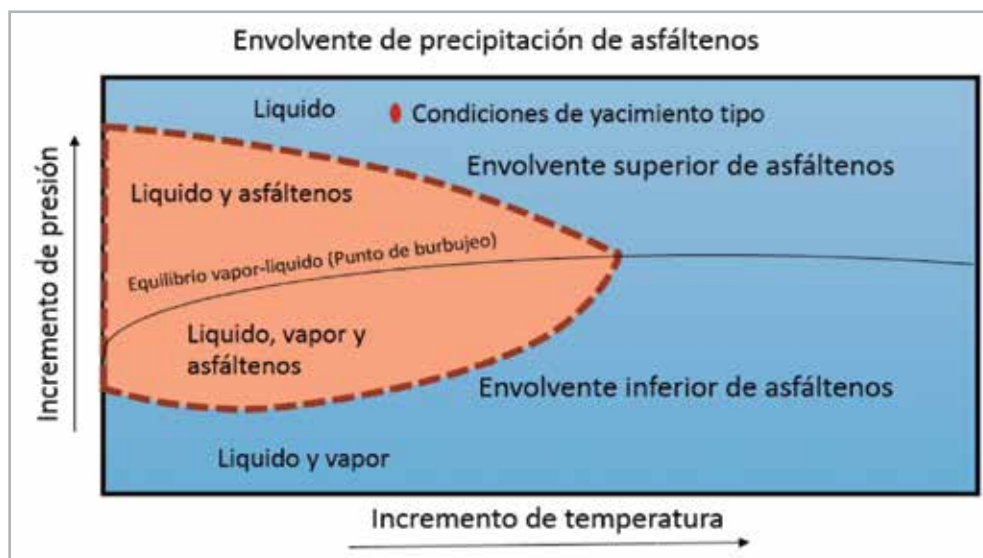


Figura 1. Envoltorio de precipitación de asfaltenos, (EPA).

La caracterización del gradiente de los componentes dentro de la mezcla del petróleo nos da una imagen antes polarizada que nos permite observar fenómenos que facilitan la toma de decisiones importantes en el diseño de los pozos para una mejor eficiencia de producción.

Las condiciones generales a las cuales se precipitan los asfaltenos, **Figura 1**, muestran que se encuentran por debajo de las condiciones generales de presión y temperatura de los yacimientos.

Para este caso en particular, donde se busca mostrar la metodología mediante un caso sintético, se considera que las condiciones originales del yacimiento se encuentran por arriba de la EPA teniendo así un sistema en equilibrio con los componentes asfaltenos disueltos en la mezcla bruta. Es en esta premisa originalmente donde se valora la importancia de administrar la energía del yacimiento, disminuyendo o retardando la entrada a la envolvente superior de la EPA con la aplicación de pozos no convencionales.

Si se considera el caso de un yacimiento bajo saturado, una correcta conservación de la energía puede ayudar a mantener en solución a los asfaltenos y mantener a raya el fenómeno de producción de estos componentes que afectan enormemente el yacimiento.

La meta de conservar energía del yacimiento en forma de presión, puede ser alcanzada aplicando la tecnología de pozos horizontales.

Esta tecnología permite que, al desarrollar una mayor área de contacto con el yacimiento, la caída de presión se reduzca en la entrada de fluidos del yacimiento al pozo ($P_{ws} - P_{wf}$) además de que su geometría paralela al plano de estratificación permite alejarse de los contactos conflictivos como el contacto agua aceite o de una posible base bituminosa. Dicho desplazamiento en el espesor afecta las condiciones de productividad, lo cual es conocido como "Well eccentricity".

Las condiciones ideales serían ubicar la sección horizontal del pozo en la sección intermedia del yacimiento con respecto a la altura del espesor impregnado para no afectar la productividad.

Para el análisis de la productividad horizontal considerando éstas entre otras variables, se utilizará la metodología de curvas adimensionales, la cual está basada en aplicar el principio de conservación de la energía (presión) dentro del yacimiento, para la explotación óptima de los hidrocarburos mediante la administración adecuada de esta energía. Se hace uso de dos ecuaciones de afluencia, la primera que modela la productividad de un pozo vertical convencional y la segunda para modelar un pozo horizontal no convencional.

La metodología consiste en establecer un parámetro comparativo, utilizando como referencia al pozo vertical y así encontrar cuantas veces la longitud del pozo horizontal debe ser mayor a la longitud de contacto con la formación del pozo vertical para que la caída de presión en el yacimiento (PWS-PWF) sea disminuida significativamente. Una vez obtenida la longitud recomendable se evalúa cuanto se incrementa la producción al mismo tiempo que se disminuye la caída de presión en el yacimiento.

Con la adecuada administración de energía se puede retrasar la caída de presión del yacimiento a la presión dentro de la envolvente donde precipitan estos elementos de la mezcla, donde los asfaltenos tienden a precipitar y obstruir las vías de flujo, además de obtener un beneficio vital como el aumento en la relación de índices de productividad (J_h/J_v).

Desarrollo

El método propuesto se divide en dos partes; la construcción del gradiente de asfaltenos y el análisis de productividad del pozo horizontal en función de este gradiente. Las cuales requieren de un gran esfuerzo en conjunto por el personal de caracterización de fluidos y el área de diseño de productividad en un ambiente real.

Los elementos básicos de la metodología se acoplan a modo de proceso, es decir; no hay una relación matemática como tal, sino que el resultado de uno (IPR y J_h/J_v) es función de los resultados e interpretación del otro (EOS) analizada, primeramente.

Construcción del gradiente de asfaltenos

Los gradientes de asfaltenos entre otros gradientes composicionales actualmente se pueden construir en tiempo real debido a herramientas tecnológicas que permiten medir las características físico-químicas in situ. Dichas herramientas forman parte de la tecnología DFA (Downhole fluid analysis) las cuales miden los porcentajes de CO₂, C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7+, así como la densidad óptica del fluido, la cual está proporcionalmente ligada a la concentración de asfaltenos entre otras propiedades.

La primera parte del método consiste en evaluar físico-químicamente los componentes de la mezcla de hidrocarburos, ya sea por DFA o en una evaluación más tardada en laboratorios especializados. Para este análisis se trabajará simulando condiciones reales de los yacimientos.

La información más importante en ese momento es la caracterización del tipo de estructura molecular de los asfaltenos que se presentan en la mezcla bruta del petróleo, además de métodos estándar para conocer las propiedades de la mezcla.

Estructura molecular de los asfaltenos

La brecha de conocimiento respecto a los componentes más pesados de las mezclas del petróleo permitía hasta fechas recientes ver como un enigma el comportamiento a nivel físico-químico de los asfaltenos y que solo se les clasificaba como aquellos componentes que eran solubles en tolueno pero insolubles en n-heptano.

La ciencia de los asfaltenos avanzó por la caracterización de muchas propiedades pero en un nivel muy general.

Las preguntas más difíciles sobre la cuestión molecular y coloidal permanecían sin respuesta, como son las propiedades básicas por ejemplo, el peso molecular, el tamaño del hidrocarburo aromático poli cíclico y su cantidad en una molécula de asfaltenos.

El estudio de más trascendencia en este tema era el modelo de Yen, **Figura 2**, el cual manejaba un amplio rango de valores para las estructuras moleculares de los asfaltenos, aunque de gran mérito era inefectivo para elaborar una ecuación que pudiera caracterizar un gradiente a lo largo del espesor del yacimiento, esto debido a que no existía un valor estándar para el peso molecular de los compuestos asfálticos.

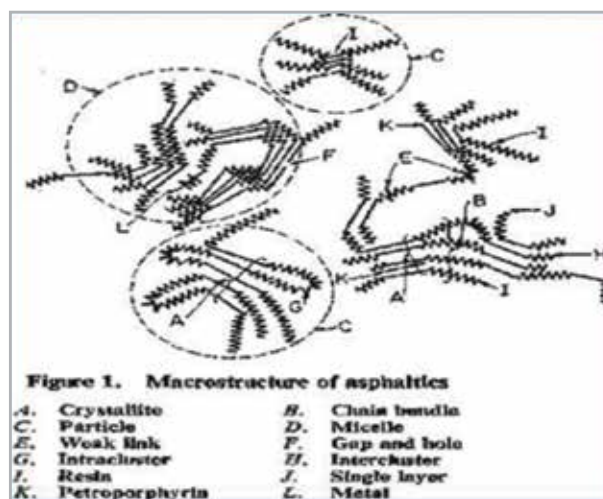


Figura 2. Modelo de Yen.

Hay que recordar que los asfaltenos son una gran cantidad de componentes formados por anillos aromáticos, lo que dificultaba aún más una caracterización estándar respecto a su estructura molecular.

Modelo de Yen - Modificado		
Forma	Mw	D Diámetro
Molécula	750 gr/mol	1.5 nm
Nano agregado	4500 gr/mol	2 nm
Clúster	36000 gr/mol	5 nm

Tabla 1. Modelo de Yen - Modificado.

En años recientes un estudio experimental exhaustivo determinó valores estándar para las estructuras moleculares asfálticas y por ende su peso molecular, el cual serviría para elaborar una expresión matemática que modelara su comportamiento. Dicho modelo se conoce como el

modelo de Yen modificado, **Figura 3**, el cual plasma que los asfaltenos están dispersos, suspendidos o ambos en el petróleo en tres formas, moléculas, nano agregados y clúster de nano agregados.

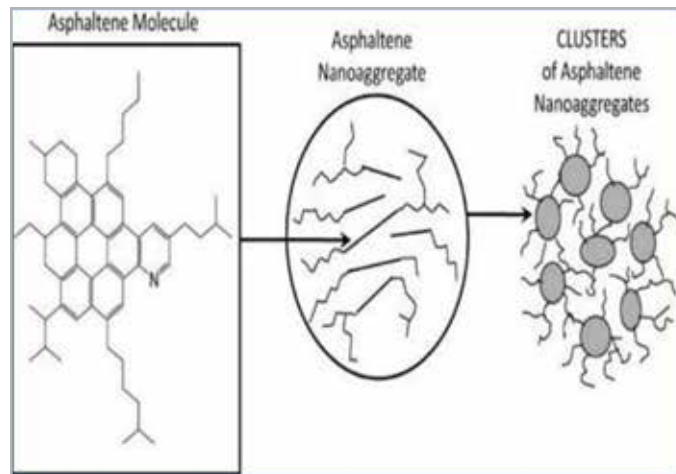


Figura 3. Modelo de Yen modificado.

Modelo de solubilidad de polímeros de Flory Huggins Zuo para el modelado de gradiente de asfaltenos

Una vez solucionado el problema de la caracterización molecular de los asfaltenos fue posible construir una ecuación que modelara la concentración de asfaltenos en relación a la profundidad, ya que el componente más indispensable era el peso molecular debido a que era requerida para la parte gravitacional de la ecuación.

La ecuación para el modelado de solubilidad de polímeros es denominada ecuación de Flory-Huggins-Zuo.

$$\frac{OD(h_2)}{OD(h_1)} = \frac{\phi(h_2)}{\phi(h_1)}$$

EC.2

$$\left(\frac{V_a * g * \Delta \rho * (h_2 - h_1)}{RT} + \left(\frac{V_a(h_2)}{V(h_2)} \right) - \left(\frac{V_a(h_1)}{V(h_1)} \right) - \frac{V_a * ((\delta a - \delta)^2 - (\delta a - \delta)^2)}{RT} \right)$$

La ecuación de FHZ está construida sobre el modelo pre existente de Flory-Huggins, el cual ha sido ampliamente usado para el modelado del comportamiento de fases y precipitación de asfaltenos en la industria del petróleo a nivel laboratorio.

OD (h1)	Densidad óptica en la profundidad h1
Øa (h1)	Concentración de asfaltenos en la profundidad h1
Va	Volumen molar de los asfaltenos
V	Volumen molar de las fase petróleo
g	Constante gravitacional
Δρ	Diferencia de densidades entre asfaltenos y la fase petróleo
T	Temperatura
R	Constante de gases ideales
δa	Parámetro de solubilidad de los asfaltenos
δp	Parámetro de solubilidad de la fase petróleo

Tabla 3. Variables en la ecuación de FHZ.

La ecuación está desarrollada para describir la distribución de concentraciones de las fracciones más pesadas en las columnas de aceite.

En sentido general hay tres términos que controlan la distribución de fluidos: gravedad, solubilidad y entropía.

La ecuación muestra que la relación de concentración de asfaltenos (Ø) en dos profundidades es función de sus

densidades ópticas medidas (OD) por la herramienta. Dicha relación puede ser solucionada de manera analítica con la ecuación FHZ, donde la densidad óptica, temperatura, presión, densidad y volumen molar de la mezcla en función de la composición, son los parámetros iniciales, los cuales pueden ser obtenidos por la tecnología de DFA o por diferentes registros y resultados de pruebas PVT en laboratorio.

Los parámetros de solubilidad de los asfaltenos, varían entre 19 y 24 mPa0.5 y su densidad es 1.13 y 1.20 g/cm³. El parámetro de solubilidad para asfaltenos puede ser determinado por el método de Mohammadi y Richon.

$$\delta a(T) = \delta a(T0)[1 - 0.00107 * (T - T0)] \quad \text{EC.3}$$

El parámetro de solubilidad de la mezcla bruta puede ser obtenido con la siguiente correlación.

$$\delta = 17.347\rho + 2.904 \quad \text{EC.4}$$

Siendo el parámetro de solubilidad en mPa0.5 y la densidad en g/cm³.

Una vez que obtenemos las propiedades, el único parámetro ajustable es la medida de la partícula de asfaltano característica del sistema, la cual debe ser una de las tres mencionadas en el modelo de Yen Modificado.

Así entonces la ecuación FHZ puede dimensionar el gradiente de asfaltenos, o puede predecirlo. Siendo la densidad óptica el parámetro que valide la medición o predicción. Si se mide, el único dato que se debe ajustar la partícula de asfaltenos o si se predice, los valores de la molécula se incluyen en la ecuación y se validan con los valores de la densidad óptica.

Cabe mencionar que dicha ecuación necesita de valores tanto estáticos como dinámicos, es decir, los valores que no son función de la presión y temperatura permanecen

constantes, pero los que sí necesitan ser estimados en cada estación de medición, puede hacerse en laboratorios especializados.

El primer set de datos mínimos son los relacionados a las propiedades físico-químicas y composicionales de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, esto puede ser a partir de un PVT convencional y una prueba de liberación a volumen constante, **Tabla 4**.

Tipo de yacimiento	Bajo saturado
Presión de yacimiento@1860	223 kg/cm ²
Temperatura de yacimiento @1860	81° c
Presión de saturación	210 kg/cm ²
RGA	110 M3/M3
Profundidad total	1989 m
Densidad del aceite	33 API
Cima del intervalo productor	1820
Base del intervalo productor	1925
Peso molecular de la mezcla	126 gr/gmol
Densidad de la mezcla bruta @4000 psi	0.7723 g/cc
Densidad de la mezcla bruta @ 2990 psi	0.7644 g/cc

Tabla 4. Datos iniciales para el gradiente.

Caso sintético de aplicación

El primer set de datos mínimos son los relacionados a las propiedades físico-químicas y composicionales de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, esto puede ser a partir de un PVT convencional y una prueba de liberación a volumen constante, **Tabla 4**.

Con estos datos se puede empezar a construir el gradiente, pero hay que tomar en cuenta que se necesitan ciertos datos sobre los asfaltenos los cuales no poseemos. Es decir, se utilizará la ecuación de FHZ con un objetivo predictivo, utilizando la molécula de nano agregado y sus características como las representativas del sistema.

El set de información utilizado en este artículo ha tenido que ser conformado de diferentes fuentes para ensamblar un modelo sintético que sirviera como “caso de estudio” para plasmar la metodología.

Una fuente de datos de una caracterización de yacimiento completa que permita incluir un análisis SARA entre otros fenómenos relevantes como la difusión molecular, la agregación, los cambios en la viscosidad, cambios en los patrones de flujo, etc. Nos ayudaría a un modelado más real del sistema.

Asumiendo ciertas condiciones se puede construir el gradiente:

- Sistema en equilibrio: Esto es que la concentración de asfaltenos se encuentra en estado homogéneo y no existen barreras por altas concentraciones. Dicha consideración es válida debido a que se intenta recrear un gradiente y no se tiene una corrida de herramienta real.
- No existe casquete de gas: Considerar un sistema sin casquete de gas facilita la carga de datos en las ecuaciones.
- Forma base: Se considerará que la forma representativa de asfaltenos en el sistema es la molécula de nano agregados.

- Existe un equilibrio donde la presión original de yacimiento se encuentra por arriba de la envolvente superior de la EPA, entendiéndose que no existen asfaltenos precipitados, sino en solución dentro de la mezcla bruta de petróleo.
- Si se asumen estas consideraciones, y se interpola la información a diferentes elevaciones, se puede construir el gradiente representativo del sistema. Considerando lo anterior, se construye la **Tabla 5** y se grafica el gradiente. El valor inicial que se da al gradiente está basado en la relación gas-aceite del yacimiento.

RGA	VALOR INICIAL
>350 m ³ /m ³	0.5
350 – 90 m ³ /m ³	1 – 1.5
<90 m ³ /m ³	1.5 - 5

Tabla 5. Valores de referencia.

Al interpretar la gráfica, **Figura 5**, se observa que para este caso la concentración más alta (de asfaltenos en disolución) se encuentra en los últimos 25 metros con una concentración de 3.5% en promedio, es decir, que 35 gr de cada kg/m³ son componentes asfálticos dentro de la mezcla.

Si se es riguroso se puede tomar la decisión de alejar 25 metros hacia arriba la ubicación de la sección horizontal, de lo contrario un movimiento de 10 metros es suficiente, esto debido a que la concentración no es tan marcada. Este movimiento causará un efecto en la productividad del pozo (esta decisión es la clave de la metodología; ¿qué tanto se puede desplazar la sección horizontal y como afectará en términos de productividad?).

Esto de una manera preventiva, ya que es necesario mencionar que los asfaltenos se encuentran aún en solución por las condiciones originales de P y T arriba de la EPA tomada como premisa.

Por consiguiente, se realizó un diseño preventivo, alejándose de una zona posiblemente más problemática en una etapa de depletación a medio y largo plazo donde al entrar a la EPA se tendrá la mayor concentración de asfaltenos, problemáticos en la etapa de producción.

Lo siguiente es evaluar que tanto afectará hacer este diseño preventivo en términos de productividad.

Productividad de pozos horizontales

Esta etapa se considera como la segunda parte del análisis. Una vez tomada la decisión respecto a la ubicación del pozo horizontal se debe hacer el análisis de productividad.

“Well eccentricity”

Cuando se perfora horizontalmente es común ubicar la sección horizontal en la zona media o central del yacimiento.

Un cambio en estas condiciones representa un cambio en la productividad del pozo horizontal, dicho movimiento es conocido como "well eccentricity".

Una pérdida de productividad es esperada cuando el pozo no está en el centro de elevación.

La pérdida de productividad es mínima para pozos con radio largo, esto es debido a que en los pozos con radio largo perforados en espesores pequeños actúa como si fuera una fractura vertical intersectando completamente la altura del yacimiento.

El factor de excentricidad se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{h}{2} - P \quad \text{EC.5}$$

Donde h es el espesor del yacimiento y P es la distancia desde la cima del yacimiento hasta la ubicación del pozo.

En general el desempeño de un pozo horizontal no es significativamente afectado si la excentricidad es entre +/- 25% desde el centro del yacimiento.

La ecuación que evalúa el gasto de un pozo horizontal considerando la ubicación del pozo respecto a la altura es la siguiente:

$$Q_o = \frac{0.007078 \cdot K h \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_o \cdot B_o} \cdot \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\beta \cdot \frac{h}{L} \right) \cdot \ln \left(\frac{\left(\beta \cdot \frac{h}{2}\right)^2 + (\beta^2 \cdot \delta^2)}{\left(\beta^2 \cdot h \cdot \frac{r_w}{2}\right)} \right) \quad \text{EC.6}$$

Donde a es

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \cdot \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \left(2 \cdot \frac{r_e h}{L}\right)^4}} \quad \text{EC.7}$$

Y β es el factor de anisotropía

Generalmente se asume que la permeabilidad vertical es el 10% o menos de la permeabilidad horizontal.

$$\beta = \sqrt{K_h / K_v} \quad \text{EC.8}$$

Esta ecuación tiene ciertas restricciones que deben ser cumplidas para su correcto funcionamiento. La longitud de la sección horizontal debe ser 1.8 veces el valor del radio de drene.

$$L < 1.8 r_e h \quad \text{EC.9}$$

La longitud de la horizontal debe ser mayor al producto del factor de anisotropía por el espesor del yacimiento.

$$L > \beta h \quad \text{EC.10}$$

El factor de excentricidad debe ser menor que la mitad del espesor

$$\delta < h/2 \quad \text{EC.10}$$

Metodología de curvas adimensionales

Para notar el desempeño de un pozo de manera simple se utiliza la expresión de índice de productividad, la cual requiere de dos parámetros para su evaluación:

La relación entre la producción que aporta el pozo (Q_o) y la diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo (PWS-PWF).

$$J \left(\frac{bpd}{psi} \right) = \frac{Q_o (bpd)}{P_{ws} (psi) - P_{wf} (psi)} \quad \text{EC.12}$$

Con dicha ecuación se advierte de manera sencilla que el índice de productividad (J) es directamente proporcional al gasto de aceite (Q_o) e inversamente proporcional a la diferencial de presión ($P_{ws}-P_{wf}$).

Un objetivo en la productividad de un pozo es administrar la energía del yacimiento para prolongar su vida productiva, por lo tanto, lo que se busca es el aumento de producción

y la reducción de caída presión. Dicha meta se puede alcanzar mediante la aplicación de la tecnología de pozos horizontales.

El presente trabajo ayuda a plantear hasta qué punto de la longitud de la sección horizontal podemos reducir significativamente la caída de presión y encontrar cuál será su producción asociada.

Se puede evaluar el desempeño de un pozo horizontal respecto a otro vertical, mediante el uso de una relación de sus índices de productividad.

$$\frac{J_h \left(\frac{bpd}{psi} \right)}{J_v \left(\frac{bpd}{psi} \right)} \quad \text{EC.13}$$

Esta relación de Índices de productividad ($IP's$) puede denotar un incremento en el ritmo de producción y un decremento en la presión de drenaje o ambos. Por lo tanto, los pozos horizontales son una gran oportunidad para administrar la energía del yacimiento.

Procedimiento

La metodología de curvas adimensionales hace uso de la evaluación productiva de un yacimiento con un pozo vertical y la compara con un pozo horizontal mediante el uso de ecuaciones de afluencia, relacionando sus productividades con sus longitudes expuestas al flujo.

El resultado de esta metodología es una gráfica que al interpretarse se observa la disminución efectiva de la caída de presión entre P_{ws} y P_{wf} según el incremento en la longitud de la sección horizontal respecto a la longitud abierta a producción del pozo vertical. Así se puede determinar una longitud apropiada donde se conserva la energía del yacimiento.

Datos necesarios

Con la finalidad de ilustrar la metodología propuesta, se **usarán expresiones analíticas simples en estado**

estacionario para los cálculos, utilizando magnitudes y unidades consistentes.

La información mínima necesaria es la que se requiere para evaluar el potencial productivo mediante la ecuación de afluencia. Entre más factores se consideren, más aproximada estará la ecuación de modelar las condiciones reales del yacimiento.

Los datos más importantes en este caso son las presiones registradas, ya que se utilizarán de parámetro (P_{WS} - P_{WF}) y el valor de longitud abierta a producción por parte del pozo vertical (h), por lo tanto, es de vital importancia conocerlos bien.

En la **Tabla 6** se encuentran los datos necesarios para elaborar la curva adimensional.

Datos		
K_v	1.2	md
K_h	12	md
β	3.79473319	md
h	344.4	ft
hv efectivo vertical	150	ft
μ	1.2	cP
B_o	1.3	RB/STB
r_w	0.365	ft
A_v	40	Acre
r_v	744.73025	ft
ΔP	233.29	PSI
PR	3173.29	PSI
PWF	2940	PSI
Cima	5969.6	FT
Base	6314	FT
Limite asfáltenos	6363.2	FT
δ	196.8	ft

Tabla 6. Datos para la evaluación del pozo vertical.

Ecuaciones de afluencia

El comportamiento de afluencia de un pozo representa su capacidad para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a una disminución de presión en el pozo productor, (Ramírez Sabag, 2015).

Para modelar yacimientos de aceite bajo saturado se pueden aplicar las siguientes expresiones: la ecuación de Darcy, Vogel, Fetkovich para evaluar sistemas con pozos verticales. Para pozos horizontales, se pueden aplicar diferentes modelos como el de Joshi, Giger, Borisov o Renard-Dupuy.

El aplicar estos modelos arroja resultados muy similares.

Es necesario mencionar que se puede partir de modelos analíticos “sencillos” con condiciones bien conocidas: flujo radial, fluido incompresible, estado pseudo estacionario, sistema isotrópico, etc. Pero a medida que se disponga de más información como una prueba de variación de presión que permita distinguir el daño, la presión de yacimiento y el régimen de flujo exacto, deben ser tomados en cuenta para mejorar o cambiar los modelos de cálculo de afluencia.

Evaluación del pozo vertical

Se hace la evaluación de productividad con la ecuación de Darcy, en las condiciones antes mencionadas. Considerando flujo radial incompresible en estado estacionario se tiene la siguiente expresión:

$$Q_o = \frac{0.00708Kh(P_{ws} - P_{wf})}{\mu B_o * \ln\left(\frac{r_{ev}}{r_w}\right)} \quad \text{EC.14}$$

Área de drene horizontal

El siguiente paso supone un valor para L y determina el área de drene del pozo horizontal. Este se deriva del radio de drene del pozo vertical y se hace uso del promedio de los dos modelos estándar para calcular el área de drene de un pozo horizontal.

El primer modelo maneja el área drenada como dos semicírculos en los extremos del pozo con una sección rectangular entre los dos semicírculos. El segundo modelo indica que el área drenada será igual a una elipse, (Joshi, 1990).

Para obtener el área total se ocupará la siguiente expresión, la cual es el promedio de los modelos mencionados (área en acres).

$$Ah = \frac{\left(Av + \frac{2Lr_{ev}}{43560}\right) + \left(\frac{\left(\frac{L}{2} + r_{ev}\right)r_{ev}\pi}{43560}\right)}{2} \quad \text{EC.15}$$

Radio de drene horizontal

A continuación, se obtiene el radio de drene horizontal en función del área calculada. El radio de drene horizontal es un factor importantísimo para completar la ecuación de afluencia del pozo horizontal.

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{Ah*43560}{\pi}} \quad \text{EC.16}$$

Caída de presión para el pozo horizontal

El siguiente paso es evaluar la caída de presión a través del pozo horizontal para la misma longitud que fue introducida en la ecuación para obtener Ah. Para este paso se ocupará la ecuación de Joshi que considera la ubicación del pozo respecto a la altura del yacimiento, y el factor de anisotropía y será despejada para obtener la caída de presión. En función de la caída de presión queda:

$$\Delta P = \frac{Q_o * \mu_o * B_o * \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\beta * \frac{h}{L}\right) * \ln \left(\frac{\left(\beta * \frac{h}{2}\right)^2 + (\beta^2 * \delta^2)}{\left(\beta^2 * h * \frac{r_w}{2}\right)} \right)}{0.007078 * Kh * h} \quad \text{EC.17}$$

En la metodología original, se utilizaba la ecuación de Borisov para simplificar el proceso de cálculo, ya que ésta no consideraba la anisotropía, el factor de daño y mucho menos la excentricidad del pozo. De manera paralela se trabajará con la ecuación de Borisov para observar la diferencia de un pozo en condiciones de excentricidad y uno que no lo considera.

La ecuación de Borisov es la siguiente.

$$Q_{oh} = \frac{2\pi Kh \Delta P_h / (\mu_o \beta_o)}{\ln \left[\left(\frac{4r_{eh}}{L} \right) \right] + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left[\frac{h}{2\pi r_w} \right]} \quad \text{EC.18}$$

En función de la caída de presión queda:

$$\Delta P_h = \frac{Q_{oh} \mu_o \beta_o \left(\ln \left[\left(\frac{4r_{eh}}{L} \right) \right] + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left[\frac{h}{2\pi r_w} \right] \right)}{2\pi kh} \quad \text{EC.19}$$

Conocido este parámetro de ΔP , se habrán obtenido los cuatro datos necesarios para obtener un punto en la gráfica.

- a. El primer dato es la caída de presión originada en el pozo vertical y que es un valor conocido, dado en los datos. ($P_{ws}-P_{wf}$)
- b. El segundo dato es el espesor de la formación productora, siempre y cuando esté disparado o abierto

a producción en un 100%, de lo contrario se considerara sólo la altura del espesor abierto a producción. (h)

- c. El tercer dato es la longitud del pozo horizontal. (L)
- d. El último dato es la caída de presión horizontal, calculada en el último punto con la ecuación despejada. (ΔP_h)

$$\left(\frac{\Delta P_h}{\Delta P_v} \right) \text{ vs } \left(\frac{L_h}{h} \right)$$

Se interpreta que la caída de presión que tendrá el pozo por tener expuesta un área más grande con el mismo gasto que el pozo vertical, sabiendo que la caída de presión

es inversamente proporcional a la longitud del agujero horizontal.

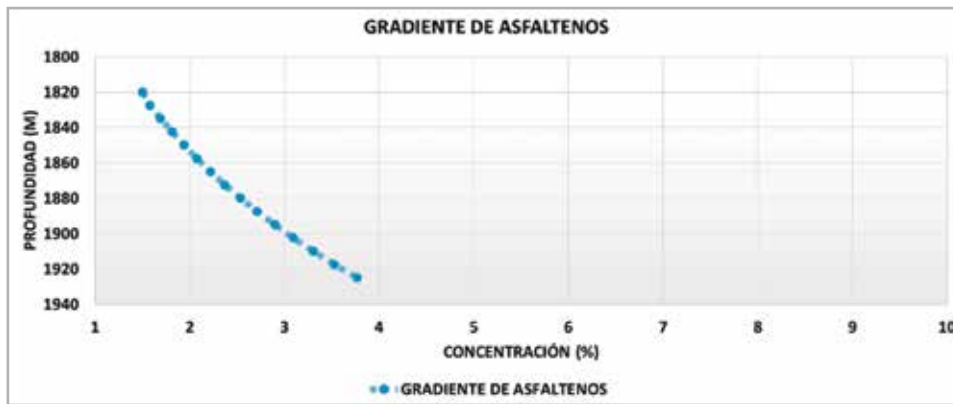


Figura 4. Gradiente de asfaltenos.

Graficar los puntos

Esta relación de datos dará un punto que se puede graficar. Este punto indicara que para tal longitud mayor o menor a h , se tiene una caída de presión, que de acuerdo al sistema que se utilice, se puede decidir si es necesario reducir la caída o si ya se encuentra optimizada. Pero, ¿Hasta qué punto se puede reducirla?

Así se puede realizar un análisis de sensibilidad con la longitud horizontal graficando los puntos, dando como resultado una curva adimensional que al interpretarla muestra cuántas veces la longitud horizontal debe ser

mayor a h , para reducir significativamente la caída de presión.

Para el caso con la información planteada en el yacimiento sintético considerado, las longitudes van desde 344 ft hasta 4133 ft que es una longitud 12 veces mayor que h .

De la **Figura 5** se observa que, para tales condiciones de yacimiento, un ahorro significativo de energía se obtiene cuando la longitud de la sección horizontal es mayor seis veces, también, a partir de esta longitud las condiciones de la ecuación de Joshi dejan de cumplirse. Lo cual indica una relación de índices de productividad de 4.08 si se

considera la ubicación del pozo en función del gradiente de asfaltenos y 4.55 si se ubica justo en el medio de la altura del yacimiento.

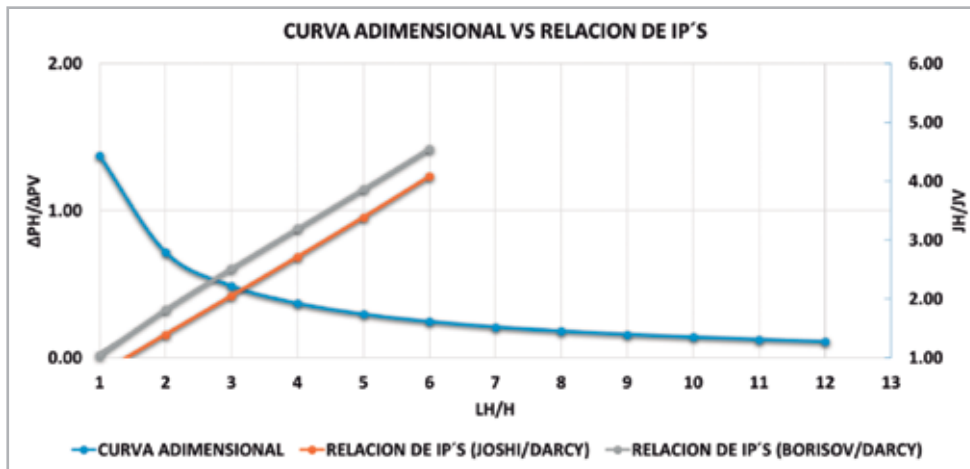


Figura 5. Relación de IP'S vs curva adimensional.

Se grafica la curva adimensional y también la relación de IP'S, se observa que este aumenta a medida que lo hace la longitud de la sección horizontal.

Se observa también en la gráfica una línea de color gris, que sigue la tenencia de la línea naranja. Esta línea se construye con la ecuación de Borisov, la cual no considera la ubicación del pozo respecto a la altura del yacimiento. Aquí se observa que dicho efecto reduce ligeramente la productividad del pozo horizontal pero aun así manteniendo un IP muy superior respecto a un pozo vertical.

Conclusiones

La metodología propone una arista más a la evaluación y diseño de explotación.

Se determina una ubicación "preventiva" alejada de la zona de mayor concentración de asfaltenos en equilibrio (solución) en un momento inicial de explotación pero con las probabilidades más altas de producir asfaltenos en una etapa media de depletación donde las condiciones de P_y y T_y se encuentren dentro de la EPA.

Por lo tanto, disminuyendo el riesgo de producción de estos componentes en la vida temprana del pozo. Con el diseño de pozo horizontal, se reduce significativamente la caída de

presión necesaria para producir cierto gasto, con lo cual se conserva la energía del yacimiento.

El ahorro de energía del yacimiento, mantiene la ventana operativa para mantener en solución a los componentes asfálticos. Esto es aún más visible si se consideran yacimientos bajo saturados.

El diseño de longitud del pozo horizontal mediante la metodología de curvas adimensionales ayuda a obtener la relación de índices de productividad, observándose un incremento hasta 4-5 veces mayor.

El efecto de la ubicación del pozo reduce ligeramente el índice de productividad, pero manteniéndose por encima de la productividad que ofrecería un pozo vertical bajo las condiciones del sistema (J_h/J_v). Entonces un pozo horizontal demuestra ser más productivo mientras que reduce la energía necesaria para producir determinado gasto. El gradiente de asfaltenos es una herramienta idónea, que, complementada con la tecnología de pozos horizontales, facilitan el diseño óptimo del pozo.

En el presente trabajo se encuentra la información mínima necesaria para realizar los ensayos de la metodología, tal cual se muestra en el grueso del texto. Las restricciones de esta se hayan precisamente en la información limitada.

Es deseable realizar ensayos de sensibilidad a valores dinámicos de los fluidos para una mejor toma de decisiones y evaluar a conciencia los modelos de afluencia para que se modele lo más cercano al sistema real.

Nomenclatura

OD=	Densidad óptica (nm)
ϕ =	Concentración de asfaltenos (%)
Vm=	Volumen molar (m ³ /mol)
G=	Constante gravitacional (m/s ²)
Δ =	Parámetro de solubilidad (mPa ^{0.5}) (gradiente)
Ah=	Área de drene del pozo horizontal, (ft)
Av=	Área de drene vertical del pozo vertical (ft)
Bo=	Factor de volumen del aceite (rb/stb)
h=	Espesor de la formación (ft)
J=	índice de productividad (bpd/psi)
Jv =	Índice de productividad del pozo vertical (bpd/psi)
Jh=	índice de productividad del pozo horizontal (bpd / psi)
K=	Permeabilidad (mD)
L=	Longitud de la sección horizontal (ft)
Pwf=	Pesion de fondo estatica (psi)
δ =	Factor de excentricidad (ft)
β =	Factor de anisotropía (mD)
Qo =	Gasto de aceite del pozo vertical (bpd)
Qoh =	Gasto de aceite del pozo horizontal (bpd)
rev=	Radio de drene del pozo vertical (ft)
reh=	Radio de drene del pozo horizontal (ft)
rw =	Radio del pozo vertical (ft)
rwh=	Radio del pozo horizontal (ft)
ΔP_v =	Diferencial de presión del pozo vertical (psi)
ΔP_h =	Diferencial de presión del pozo horizontal (psi)

Referencias

- Andrews, A. B., Mullins, O. C., Pomerantz, A. E. et al. 2012-2013. Revealing Reservoir Secrets Through Asphaltene Science. *Oilfield Review* **24** (4): 14-25. <https://www.researchgate.net/publication/289688923>.
- Craft, B. C. y Hawkins, M. F. 1991. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, second edition. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Dubost, F. y Mullins, O. C. 2016. Reservoir Evaluation by Downhole Fluid Analysis and Thermodynamic Analysis. Congreso Mexicano del Petroleo, Monterrey, N.L., junio 8–11.
- Flores, F. y Segura, D. 2017. Determinación de Longitud de la Sección Horizontal Recomendable a Pozos No Convencionales. Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla, Pue., junio 7-10.
- Hoier, L. y Whitson, C. 2001. Compositional Grading – Theory and Practice. *SPE Res Eval & Eng* **4** (06): 525–535. SPE-74714-PA. <https://doi.org/10.2118/74714-PA>.
- Joshi, S. 1991. *Horizontal Well Technology*. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books.
- Mullins, O. 2010. The Modified Yen Model. *Energy Fuels* **24** (4): 2179–2207. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ef900975e>.
- Mullins, O. C., Freed, D., Zuo, J. Y. et al. 2010. The Modified Yen Model of Asphaltenes Coupled with Downhole Fluid Analysis to Address Flow Assurance. Artículo presentado en Offshore Technology Conference, Houston, Texas, EUA, mayo 3-6. Artículo OTC-20464-MS. <https://doi.org/10.4043/20464-MS>.
- Mullins, O. C., Sabbah, H., Eyssautier, J. et al. 2012. Advances in Asphaltene Science and the Yen-Mollins Model. *Energy Fuels* **26** (7): 3986–4003. <https://doi.org/10.1021/ef300185p>.
- Mullins, O. C., Pomerantz, A. E., Zuo, J. Y. et al. 2013. Asphaltene Nanoscience and Reservoir Fluid, Tar Mat Formation, and the Oil-water Interface. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, septiembre 30 – octubre 2. SPE-166278-MS. <https://doi.org/10.2118/166278-MS>.
- Mullins, O. C., Pomerantz, A. E., Andrews, A. B. et. al. 2015. Asphaltenes Explained for the Nonchemist. *Petrophysics* **56** (3): 266–275. SPWLA-2015-v56n3a3.
- Ramírez Sabag, J. 2015. *Fundamentos de la Tecnología de Productividad de Pozos Petroleros*. Barcelona: Editorial Reverté.

Rogel, E., Ovalles, C., Bake, K. D. et al. 2016. Asphaltene Densities and Solubility Parameter Distributions: Impact on Asphaltene Gradients. *Energy Fuels* **30** (11): 9132–9140. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01794>.

Wang, K., Zuo, J. Y., Chen, Y. et al. 2015. The Dynamic Flory-Huggins-Zuo Equation of State. *Energy* **91** (November): 430–440. [10.1016/j.energy.2015.08.063](https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.063).

Whitson, C. y Belery, P. 1994. Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs. Artículo presentado en University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, agosto 29–31, 1994. SPE-28000-MS. <https://doi.org/10.2118/28000-MS>.

Zuo, J. Y., Elshahawi, H., Dong, C. et al. 2011. DFA Asphaltene Gradients for Assessing Connectivity in Reservoir Under Active Gas Charging. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado,

EUA, octubre 30–noviembre 2. SPE-145438-MS. <https://doi.org/10.2118/145438-MS>.

Zuo, J. Y., Zhang, D., Dubost, F. et al. 2011. Equation-of-State-Based Downhole Fluid Characterization. *SPE J.* **16** (01): 115–124 SPE-114702-PA. <https://doi.org/10.2118/114702-PA>.

Zuo, J. Y., Dumont, H., Mullins, O. C. et al. 2013. Integration of Downhole Fluid Analysis and the Flory-Huggins-Zuo EOS for Asphaltene Gradients and Advanced Formation Evaluation. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, septiembre 30–octubre 2. SPE-166385-MS. <https://doi.org/10.2118/166385-MS>.

Zuo, J. Y., Mullins, O. C., Freed, D. et al. 2013. Advances in the Flory-Huggins-Zuo Equation of State for Asphaltene Gradients and Formation Evaluation. *Energy Fuels* **27** (4): 1722–1735. <https://doi.org/10.1021/ef301239h>.

Semblanza de los autores

David Segura Rivera

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Veracruzana en 2017. Realizó servicio social en Pemex dentro de la Coordinación de gestión tecnología RN y fue presidente del capítulo estudiantil SPE de la UV.

De junio 2017 a julio 2018 se desarrolló como becario de operaciones de producción y soporte técnico de Workover para Baker Hughes en Álamo, Veracruz.

Desde agosto 2018 a enero 2019 laboró como Ingeniero de operaciones de workover para Tarco Latinoamérica y actualmente como Ingeniero de productividad Jr dentro del equipo multidisciplinario de geociencias para la visualización de oportunidades.

Es miembro de la Society of Petroleum Engineers.

Fernando Sebastián Flores Ávila

En 1986 obtuvo el título de Ingeniero Petrolero con mención honorífica en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. En 1998 obtuvo el título de Maestro en Ingeniería Petrolera con mención honorífica de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. En 2002 obtuvo el grado de Doctor en Filosofía con Honores en la rama de Ingeniería Petrolera de la Universidad Estatal de Louisiana en los Estados Unidos de Norteamérica. Posee la especialidad en Geología, (área de Sedimentología y Ambientes de Deposición en Aguas Profundas) de LSU.

Obtuvo el FCE de la Universidad de Cambridge, Inglaterra. Fue acreedor a la medalla Gabino Barreda de la UNAM en 1987 por su trayectoria universitaria. Fue acreedor a la beca Fulbright por parte del gobierno de los Estados Unidos para cursar sus estudios de Doctorado. Recibió el “Production and Operations Award 2014” por parte de la SPE por sus aportaciones a la Industria Petrolera. Obtuvo la distinción como Experto Tecnológico Nivel III por parte de Petróleos Mexicanos en 2014.

Laboró 13 años para la compañía Halliburton Energy Services en México, Estados Unidos, Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago, como Ingeniero de campo y posteriormente como Asesor Técnico en Terminación de Pozos y Control de Pozos, así como Gerente de Distrito.

Ha sido profesor en la Universidad Estatal de Louisiana y en la Facultad de Ingeniería de la UNAM a nivel licenciatura y maestría y en la Universidad Veracruzana impartiendo las cátedras de Mecánica de Yacimientos, Yacimientos de Gas y Terminación de Pozos.

Ha trabajado 20 años para Petróleos Mexicanos desempeñando diferentes cargos, desde su ingreso como Ingeniero de Yacimientos en Ciudad del Carmen Campeche, hasta la actualidad como Gerente de Producción en la Subdirección Técnica de Explotación.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Society of Petroleum Engineers, PI-EPSILON-TAU Petroleum Engineering Honor Society y Colegio de Ingenieros Petroleros de México.