

## Implementación optimizada del índice de oportunidad del yacimiento (ROI) en campos maduros

*Oscar Pérez Velázquez*  
*Fernando Samaniego Verduzco*  
*Universidad Nacional Autónoma de México*

*Agustín P. Galindo Nava*  
*Oscar Candia Gutiérrez*  
*Oscar Osorio Peralta*  
*Pemex Exploración y Producción*

Artículo recibido en noviembre de 2021-revisado, evaluado y aceptado en junio de 2022

### Resumen

El desarrollo de campos maduros consiste en la identificación, localización y cuantificación de los volúmenes de hidrocarburos remanentes móviles en el yacimiento que no ha sido desplazado eficientemente hacia los pozos; asimismo, se determina la técnica de recuperación que permita obtener la cantidad de hidrocarburos mayor.

El Índice de Oportunidad del Yacimiento es un parámetro que combina la información estática y dinámica de los modelos geológico y simulación, para detectar las zonas con el mejor potencial de producción, combinando tres factores claves que gobiernan el flujo dentro del medio poroso: la capacidad de flujo, el volumen remanente-móvil de hidrocarburos y la cantidad de energía remanente en el yacimiento (presión). Esta metodología reduce drásticamente tanto el tiempo como la cantidad de información requeridos en la proposición de localizaciones de pozos nuevos en el desarrollo de campos maduros. En este trabajo se propone la combinación de dos de los métodos disponibles en la literatura y se desarrolla un conjunto de ecuaciones diferente para la estimación del índice de oportunidad, establecido con el propósito de conjuntar las fortalezas identificadas en las expresiones de los métodos publicados previamente.

Se presentan y analizan los resultados de la implementación del índice de oportunidad en un campo maduro de México. Se obtuvieron resultados satisfactorios, lográndose identificar principalmente seis zonas con potencial de producción, en donde se propone la perforación de pozos nuevos. Los resultados obtenidos con esta metodología concordaron ampliamente con las zonas en donde se perforaron los pozos de desarrollo por el personal de Pemex.

**Palabras clave:** Campos maduros, desarrollo de campos, optimización de la explotación, oportunidades, simulación numérica de yacimientos, Índice de oportunidad del Yacimiento (ROI), Índice de calidad de la Roca (RQI).

## Optimized implementation of the reservoir opportunity (ROI) index in mature fields

### Abstract

Development of mature fields consists in identifying, localizing, and quantifying the remaining hydrocarbon volumes which are still being mobile and have not been displaced efficiently towards the wells. As well as determining the most appropriate recovery technique that allows us to obtain the largest amount of hydrocarbons is required.

The Reservoir Opportunity Index (ROI) is a parameter that combines the static and dynamic information from the geologic and simulation models to detect the zones with the greatest production potential, by means of combining three key factors that have been identified as the parameters governing the movement of fluids within the reservoir: flow capacity, remaining-mobile hydrocarbon volume, and the remaining amount of energy in the reservoir (pressure). This methodology reduces dramatically both the amount of time and the information required to select new infill well placements in the development of mature fields. This paper proposes the combination of two of the available methods in the literature and a new set of equations to estimate the opportunity index is developed, with the purpose of gathering the identified strengths in the expressions published by previous authors.

The results of the ROI implementation in a mature field of Mexico are presented and analyzed. We obtained satisfactory results in this field, identifying mainly six areas with production potential, where the drilling of infill wells is recommended. There is a clear congruence between the zones found with the methodology proposed here and the zones where the development wells were drilled by Pemex engineers.

**Keywords:** Mature fields, development of fields, development optimization, numerical simulation, Reservoir opportunity index (ROI), Reservoir quality index (RQI).

## Introducción

En la actualidad la mayoría de los campos de México se encuentran en su etapa de producción madura y, debido a la dificultad que implica realizar nuevos descubrimientos, surge la necesidad de buscar alternativas más eficientes de explotarlos. El objetivo principal en el desarrollo de cualquier campo es alcanzar la recuperación máxima de hidrocarburos, empleando métodos económicamente viables, maximizando así los ingresos obtenidos por su explotación.

Se estima que la producción mundial de aceite durante el segundo cuarto del 2022 fue igual a 99.1 [MMbpd], de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA), y también que aproximadamente el 70% de la producción mundial proviene de campos maduros, es decir, 70 [MMbpd]. En México, de los 750 campos del país, se considera que alrededor de 485 pueden valorarse como maduros (Franco Hernández, 2018).

Un campo maduro se puede definir como aquel que ha producido por cierto periodo de tiempo suficiente para alcanzar su pico de producción, sobrepasar la plataforma de producción e iniciar su declinación; estrictamente no existe un punto exacto en el tiempo para definir a un campo como maduro; sin embargo, algunos autores señalan que son campos que se aproximan a su límite económico, después de los esfuerzos de recuperación primaria y secundaria, (Babadagli, 2007).

La clave en el desarrollo de campos maduros consiste en la localización y cuantificación del aceite remanente que no se desplazó durante las etapas de producción primaria y secundaria de la vida productiva del campo; asimismo, se busca saber cuánto del aceite remanente sigue siendo móvil y podría recuperarse con el uso de otras técnicas, como pozos de relleno, cambios de intervalo, re-disparos, pozos horizontales, entre otras; por último, se selecciona la técnica más adecuada para recuperar el volumen máximo de fluidos. Otro factor para tomar en consideración es la elección del punto en el tiempo para implementar estas técnicas.

En el trabajo presente, se estudia la implementación del Índice de Oportunidad del Yacimiento (ROI), como una metodología a nivel de yacimiento que busca incrementar la recuperación y rentabilidad de campos maduros, mediante la identificación de oportunidades en el yacimiento por medio de las características geológicas y petrofísicas de la formación y los resultados del modelo de simulación, con la perforación de pozos nuevos.

## Índice de oportunidad del yacimiento (ROI)

La determinación de la localización de pozos nuevos en un yacimiento no es una tarea sencilla, debido a la cantidad de parámetros que controlan el movimiento de los fluidos que deben tomarse dentro del medio poroso en consideración.

En los métodos convencionales la localización de un pozo se selecciona tomando en cuenta las características geológicas y petrofísicas del yacimiento, el posicionamiento relativo del intervalo abierto a producción con respecto a los contactos (agua-aceite y gas-aceite) y la minimización de la interferencia con respecto a los pozos existentes, y se realiza un pronóstico de producción de pozos. El factor de recuperación obtenido de los diferentes escenarios se usa para determinar qué esquema de producción es el que resultará con la cantidad mayor de fluidos recuperados.

El índice de oportunidad es un parámetro que combina información dinámica y estática de los modelos geológicos y de simulación de las celdas activas, para detectar zonas de hidrocarburos no barridas de manera adecuada y con potencial de producción, que no pueden observarse eficientemente con los métodos tradicionales. Información como dimensiones de la malla, porosidad y permeabilidad por celda del modelo de yacimiento del simulador numérico, así como los resultados de presión y saturación se requieren a diferentes pasos de tiempo; estos datos se combinan para planear la perforación de nuevos pozos, o cambios del intervalo productor de los existentes. También, se pueden emplear otras fuentes de información como registros de producción si se cuenta con la disponibilidad al momento del análisis. El resultado

final del ROI es un número determinado de localizaciones de pozos basado en mapas 2D y 3D generados de este parámetro, como una propiedad adicional de las celdas de simulación en cualquier paso de tiempo. Estos pozos pueden emplearse fácilmente en los simuladores numéricos para predecir su comportamiento futuro. Evidentemente, como otras propiedades del simulador, la precisión del índice es fuertemente dependiente de la calidad del ajuste histórico de producción, por lo que se debe asegurar que el modelo de simulación ha sido desarrollado correctamente, y que reproduce el comportamiento del yacimiento de manera satisfactoria.

Frecuentemente, la generación de planes de desarrollo en campos con modelos geológicos complejos se vuelve un proceso complicado. En un yacimiento con capas múltiples de simulación resulta difícil decidir dónde colocar los pozos de desarrollo y su orientación. Por ejemplo, una capa de celdas del simulador puede sugerir una zona con potencial de producción, pero una capa superior o inferior, no. Por estas razones surge la necesidad del uso de una metodología estructurada y la generación de mapas 2D y 3D del índice, que permitan una mejor selección de las zonas en donde se localizarán los pozos nuevos, así como su intervalo de terminación.

## Metodología

El índice de oportunidad está basado en el trabajo realizado por (Camargo, 1999), en el cual estableció sus expresiones matemáticas para combinar variables del yacimiento en términos de la saturación de aceite, el volumen poroso de hidrocarburos y la capacidad de flujo, como se muestra en la **ecuación (1)**:

$$ROI = \sqrt[3]{I_o I_c I_{kh}} , \quad (1)$$

donde:

$I_o$  = Índice de saturación de aceite

$I_c$  = Índice del volumen poroso de hidrocarburos

$I_{kh}$  = Índice de la capacidad de flujo

Varios autores han modificado esta expresión a lo largo del tiempo, la **Tabla 1** muestra las ecuaciones y modificaciones realizadas que se encuentran disponibles en la literatura. Puede observarse que la mayoría de los métodos presentados en esta tabla incorporan un término para

la capacidad de flujo, asociada con la roca; un segundo término para el volumen móvil de hidrocarburos, asociado con el sistema roca-fluidos; y un tercer término para la presión, asociado con la energía remanente del yacimiento capaz de desplazar los fluidos hacia los pozos.

En este trabajo se hace uso de las ecuaciones de dos de los métodos, el método de (Saputra, 2016) y el de (Varela y cols., 2014) y se plantea la combinación de éstos como un conjunto nuevo de ecuaciones para la estimación del índice de oportunidad. El primero es un método que incorpora ecuaciones más sofisticadas que aquellas de los

métodos publicados previamente al mismo, tomando en consideración más parámetros que gobiernan el flujo de fluidos dentro de la formación. La ecuación del índice y la nomenclatura del método de Saputra se muestran en la Tabla 1, sin embargo, se vuelven a presentar las ecuaciones aquí, por conveniencia.

$$ROI = \sqrt[3]{MOI * OFI * PPI}, \quad (2)$$

donde los índices secundarios están dados por las siguientes expresiones:

$$MOI = \frac{S_o - S_{or}}{S_{or}} \frac{h}{h_{avg}} * \phi * NTG, \quad (3)$$

$$OFI = \frac{k k_{ro} \mu_w}{k_{avg} \mu_o}, \quad (4)$$

$$PPI = \frac{p - p_{abn}}{p_{abn}} \quad (5)$$

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, la modificación planteada en este trabajo extiende el método propuesto por Saputra con la introducción del Índice de Calidad de la Roca (**Reservoir Quality Index, RQI**, (Amaefule, 1993)), el cual se incluyó en el cálculo del

*RQI* desarrollado por (Varela y cols., 2014). El *RQI* es un parámetro que describe las variaciones de la porosidad y permeabilidad dentro de las diferentes litologías, que a su vez definen rocas con características de flujo similares llamadas **unidades de flujo** y se calcula con la **ecuación (6)**:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (6)$$

Autor	Ecuaciones	Nomenclatura
<b>(Molina &amp; Rincon, 2009)</b>	$I_{kh} = k_x * k_{ro} * NTG * DZ$ $I_{HCPVm} = (S_o - S_{or}) * \phi * NTG * DZ$ $I_{poper} = p - p_{abn}$ <p>--- Normalización ---</p> $I_{oppor} = \sqrt[3]{I_{kh} * I_{HCPVm} * I_{poper}}$	$I_{kh}$ = Índice de la capacidad de flujo. $I_{HCPVm}$ = Índice del volumen poroso móvil de HC's. $I_{poper}$ = Índice de la presión de operación. $I_{oppor}$ = Índice de oportunidad. $k_x$ = Permeabilidad horizontal [md]. $k_{ro}$ = Permeabilidad relativa al aceite [frac.]. $NTG$ = Relación entre el espesor neto y el total [frac.]. $DZ$ = Espesor [m]. $S_o$ = Saturación del aceite [frac.]. $S_{or}$ = Saturación de aceite residual [frac.]. $\phi$ = Porosidad [frac.]. $p$ = Presión [kg/cm <sup>2</sup> ]. $p_{abn}$ = Presión de abandono [kg/cm <sup>2</sup> ].
<b>(Molina &amp; Rincon, 2009)</b>	Molina presentan un método en el cual asigna una ponderación diferente a cada índice; le llaman el índice de oportunidad ponderado (weighted opportunity index): $I_{oppor} = A * I_{kh} + B * I_{HCPVm} + C * I_{poper}$	$A, B$ y $C$ = Factores de ponderación [frac.]
<b>(Ghazali &amp; Razib, 2011)</b>	$MOI = S_o - S_{orw}$ $CFI = k * DZ * NTG$ $OVI = MOI * \phi * DZ * NTG$ <p>---Normalización---</p> $SOI = \sqrt[3]{MOI * CFI * OVI}$	$MOI$ = Índice de aceite móvil. $CFI$ = Índice de la capacidad de flujo. $OVI$ = Índice del volumen de aceite. $S_{orw}$ = Saturación residual del aceite [frac.]. $k$ = Permeabilidad absoluta [md]. $SOI = ROI$ = Índice de oportunidad de simulación (del yacimiento).
<b>(Varela, Hutheli, &amp; Mutairi, 2014)</b>	$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}$ $SOMPV = D_x * D_y * D_z * \phi * S_o$ <p>---Normalización---</p> $ROI = \sqrt[3]{p * SOMPV * RQI}$ $ROI = \sqrt[2]{SOMPV * RQI}$	$RQI$ = Índice de la calidad del yacimiento. $SOMPV$ = Saturación de aceite móvil. $D_x$ = Dimensión de la celda en la dirección "x" [ft]. $D_y$ = Dimensión de la celda en la dirección "y" [ft]. $D_z$ = Dimensión de la celda en la dirección "z" [ft]. $p$ = Presión [psia].
<b>(Ataei, Soni, &amp; Chuah, 2014)</b>	Misma metodología que Molina. $I_{kh} = k_x * k_{ro} * NTG * DZ$ $I_{HCPVm} = (S_o - S_{or}) * \phi * NTG * DZ$ $I_{poper} = p - p_{abn}$ <p>---Normalización---</p> $I_{oppor} = \sqrt[3]{I_{kh} * I_{HCPVm} * I_{poper}}$	Mismas ecuaciones que Molina

**Tabla 1.** Revisión de la literatura del *ROI*.

Autor	Ecuaciones	Nomenclatura
<b>(Al-Khazraji &amp; Shuker, 2015)</b>	$ISO = \frac{S_o - S_{o_{\min}}}{S_{o_{\max}} - S_{o_{\min}}}$ $kh = k * NTG * DZ$ $IHCPV = \phi * S_o * DZ * NTG$ <p style="text-align: center;">---Normalización---</p> $OI = \sqrt[3]{ISO * IHCPV * IKH}$	<p><i>ISO</i> = Índice de la saturación de aceite.</p> <p><i>kh</i> = Capacidad de flujo [mD-ft].</p> <p><i>OI</i> = Índice de oportunidad.</p> <p><i>IHCPV</i> = Índice volumen poroso de HC's.</p> <p><i>IKH</i> = Índice de la capacidad de flujo.</p>
<b>(Saputra, 2016)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para yacimientos de aceite           <math display="block">MOI = \frac{S_o - S_{or}}{S_{or}} \frac{h}{h_{avg}} * \phi * NTG</math> <math display="block">OFI = \frac{k k_{ro} \mu_w}{k_{avg} \mu_o}</math> <math display="block">PPI = \frac{p - p_{abn}}{p_{abn}}</math> <math display="block">SOI = \sqrt[3]{MOI * OFI * PPI}</math> </li> <li>• Para yacimientos de gas           <math display="block">MGI = \frac{S_g - S_{gr}}{S_{gr}} \frac{h}{h_{avg}} * \phi * NTG</math> <math display="block">GFI = \frac{k k_{rg} \mu_w}{k_{avg} \mu_g}</math> <math display="block">PPI = \frac{p_p - p_{p_{abn}}}{p_{p_{abn}}}</math> <math display="block">SOI_{gas} = \sqrt[3]{MGI * GFI * PPI}</math> </li> </ul>	<p><i>h</i> = Espesor de la celda [ft].</p> <p><i>h<sub>avg</sub></i> = Espesor promedio [ft].</p> <p><i>OFI</i> = Índice del flujo del aceite.</p> <p><i>k<sub>ro</sub></i> = Permeabilidad relativa al aceite [frac.].</p> <p><i>k<sub>avg</sub></i> = Permeabilidad promedio [md].</p> <p><i>μ<sub>w</sub></i> = Viscosidad del agua [cP].</p> <p><i>μ<sub>o</sub></i> = Viscosidad del aceite [cP].</p> <p><i>PPI</i> = Índice del potencial de la presión.</p> <p><i>p<sub>abn</sub></i> = Presión de abandono [psia].</p> <p><i>SOI</i> = Índice de oportunidad de simulación.</p> <p><i>MGI</i> = Índice del gas movable.</p> <p><i>S<sub>gr</sub></i> = Saturación residual de gas.</p> <p><i>k<sub>rg</sub></i> = Permeabilidad relativa al gas [frac.].</p> <p><i>μ<sub>g</sub></i> = Viscosidad del gas [cP].</p> <p><i>P<sub>p</sub></i> = Pseudo-presión del gas.</p> <p><i>P<sub>p<sub>abn</sub></sub></i> = Pseudo-presión del gas a condiciones de abandono.</p>

**Tabla 1.** Revisión de la literatura del ROI, (Continuación).

Como puede apreciarse en la Tabla 1, por lo general el índice de oportunidad está expresado en función de tres índices secundarios y la magnitud del ROI se obtiene por medio de la raíz cúbica del producto de los tres subíndices, es decir, el promedio geométrico. De esta manera, introduciendo el índice de calidad del yacimiento en el método de Saputra, la ecuación propuesta para el ROI en este trabajo se expresa con la **ecuación (7)**:

$$ROI = \sqrt[4]{MOI * OFI * PPI * RQI}. \quad (7)$$

Los índices secundarios que se tienen dentro de la raíz deben normalizarse con respecto a su valor máximo antes de realizar el cálculo del índice de oportunidad, con el propósito de que los cuatro índices posean el mismo orden de variación (entre cero y uno). De esta forma, el método pondera con el mismo peso a todos los parámetros.

#### Generación de mapas 2D y 3D del ROI

Los mapas del índice de oportunidad se usan para determinar la localización más apropiada de los pozos, con base en la distinción de los valores mayores del ROI, identificados por la diferencia de colores mostrada en ellos.

Con el fin de generar los mapas 2D, los parámetros secundarios se calculan para cada celda y se normalizan con respecto a los valores obtenidos por capas de celdas; es importante enfatizar que la normalización debe realizarse por capa de celdas en la dirección  $z$ , es decir, la capa  $k$ , ya que los valores de los espesores de las celdas ( $D_z$ ) pueden variar verticalmente y lo que se busca es conocer como varía el índice lateralmente. Posteriormente, se obtienen las

$$ROI_{acum(i,j)} = \sum_{k=1}^n ROI_{(i,j,k)} \tag{8}$$

Finalmente, dado que los valores de la matriz de los índices acumulados oscilan en el mismo orden de magnitud, se normalizan nuevamente con el método respecto al valor más alto, con el objetivo de obtener valores comparativos que oscilan entre cero y uno (ecuación 9):

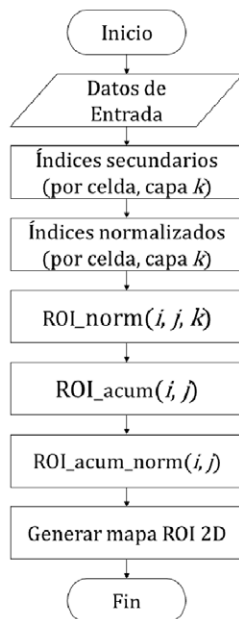
$$ROI_{acum,norm(i,j)} = \frac{ROI_{acum(i,j)}}{ROI_{acum,m\acute{a}x}} \tag{9}$$

El flujo de trabajo para la generación de los mapas 2D del  $ROI$  se ilustra en la **Figura 1**.

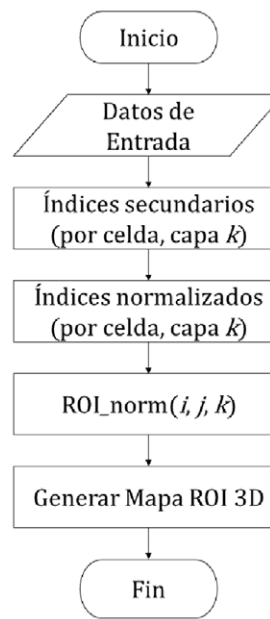
La generación de los mapas 3D es relativamente más sencilla, primero se calculan los índices secundarios,

magnitudes del  $ROI$  en cada celda de la capa  $k$  empleando las ecuaciones correspondientes de cada método. Por último, se suman los valores del índice de todas las capas del yacimiento en la dirección  $z$  para cada par de coordenadas  $(x, y)$  usando la **ecuación (8)** para estimar el valor del Índice de Oportunidad Acumulado, generando una matriz de dos dimensiones de valores acumulados.

después se normalizan los valores por capas de celdas y, por último, se calculan los valores del  $ROI$  en todas las celdas del yacimiento, generando el mapa. La **Figura 2** muestra el flujo de trabajo empleado para la elaboración de estos mapas.



**Figura 1.** Diagrama de flujo para la generación de los mapas 2D del  $ROI$ .



**Figura 2.** Diagrama de flujo para la generación de los mapas 3D del  $ROI$ .

### Caso de estudio: Campo maduro A

La metodología se implementó en el campo A, el cual es un yacimiento naturalmente fracturado, siendo uno de los campos que conforman el complejo en el que se encuentra. La roca almacenadora del complejo está compuesta por formaciones carbonatadas, principalmente dolomías y, en menor escala, calizas dolomitizadas y calizas brechoides del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), Cretácico Inferior, Medio y Superior. Estructuralmente, es un anticlinal compuesto por varios bloques que se encuentran comunicados hidráulicamente, con una orientación

preferencial de Noroeste a Sureste. El campo se descubrió en 1973 y alcanzó su pico máximo de producción de 8100 [b/d] en 1992, de aceite ligero de 31 [°API]. El espesor del yacimiento es de 70 [m], la porosidad del 4 %, la permeabilidad varía entre 3 y 60 [md], la saturación inicial del agua es igual a 12 %, el volumen original de aceite de 77.8 [MMbbls] y volumen original de gas igual a 125.8 [MMMpc]. En el campo se han perforado 8 pozos, de los cuales sólo dos siguen siendo productores actualmente. En la **Tabla 2** se enlistan algunas de sus propiedades principales, mientras que en la **Figura 3** se muestra el mapa del campo.

<b>Porosidad, <math>\phi</math> [%]</b>	4
<b>Permeabilidad, <math>k</math> [md]</b>	3 – 60
<b>Saturación inicial de agua, <math>S_{wi}</math> [%]</b>	12
<b>Espesor, <math>h</math> [m]</b>	70
<b>Densidad API [°API]</b>	31
<b>Volumen original de aceite, <math>N</math> [MMbbls]</b>	77.8
<b>Volumen original de gas, <math>G</math> [MMMpc]</b>	125.8
<b>Pozos perforados</b>	8

Tabla 2. Generalidades del Campo A.

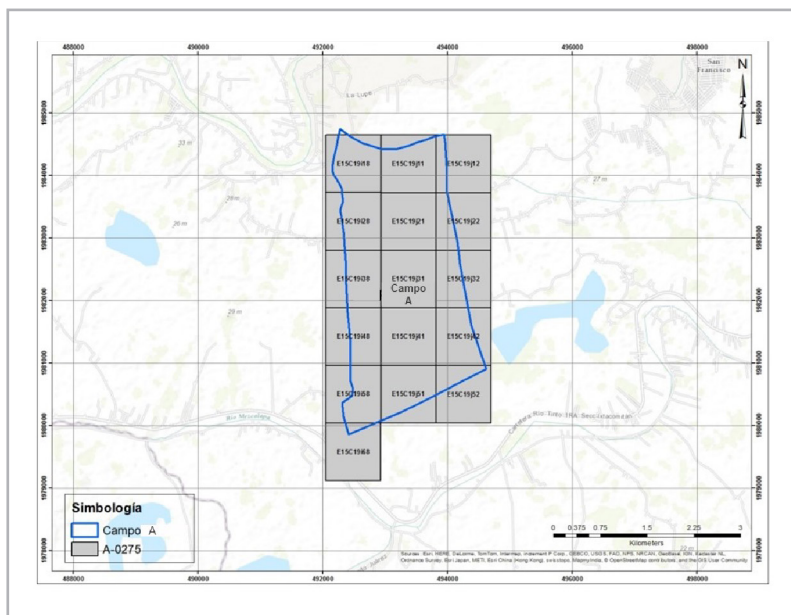


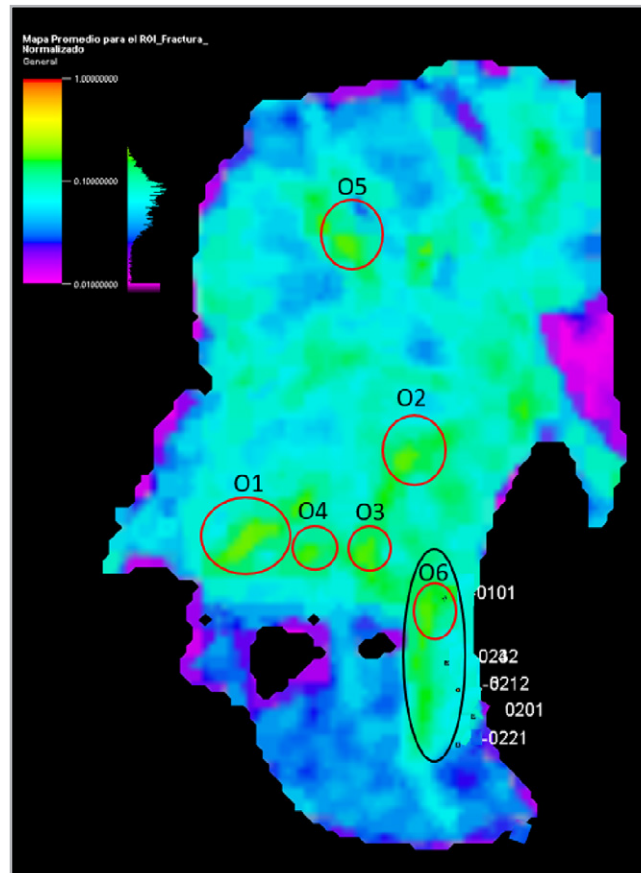
Figura 3. Mapa del Campo A.



## Resultados

Pemex inició la producción de este campo en el año de 1986 y actualmente continúa produciendo alrededor de 900 [bpd] y 2.36 [MMpcd], por medio de dos pozos productores. Por lo que uno de los objetivos de la empresa es incrementar su factor de recuperación, mediante la perforación de uno o más pozos. Los mapas del índice de oportunidad que se presentan se calcularon con base en los resultados obtenidos del modelo de simulación del yacimiento, validado empleando el software EVOIFRAC (Galindo N. y cols., 2019). y ajustado históricamente hasta el presente, utilizando el conjunto de ecuaciones propuesto en este artículo (ecuaciones (3) a (7)), que se derivó con el objetivo de conjuntar las fortalezas identificadas en las expresiones propuestas en dos de los trabajos previos.

En la **Figura 4** se presenta el mapa 2D del *ROI* normalizado. Asimismo, se obtuvieron los mapas 2D de los cuatro parámetros secundarios, es decir, el índice de aceite móvil (*MOI*), el índice del flujo de aceite (*OFI*), el índice del potencial de la presión (*PPI*) y el índice de la calidad del yacimiento (*RQI*), los cuales se muestran de la **Figura 5** a la **8**, respectivamente. En ellas se pueden observar cinco de los pozos que se han perforado en el campo, ya que tres de ellos se han taponado. Es posible notar la variación del valor normalizado de los distintos índices basados en la diferencia de colores mostrada en los mapas, la escala varía del magenta al rojo, con el magenta indicando las zonas menos favorables y el rojo representando las zonas que poseen los valores mayores y, por lo tanto, las áreas con mejor potencial de producción, saturación de aceite móvil, capacidad de flujo, presión y homogeneidad del yacimiento, según sea el caso.



**Figura 4.** Mapa 2D del ROI normalizado del Campo A.

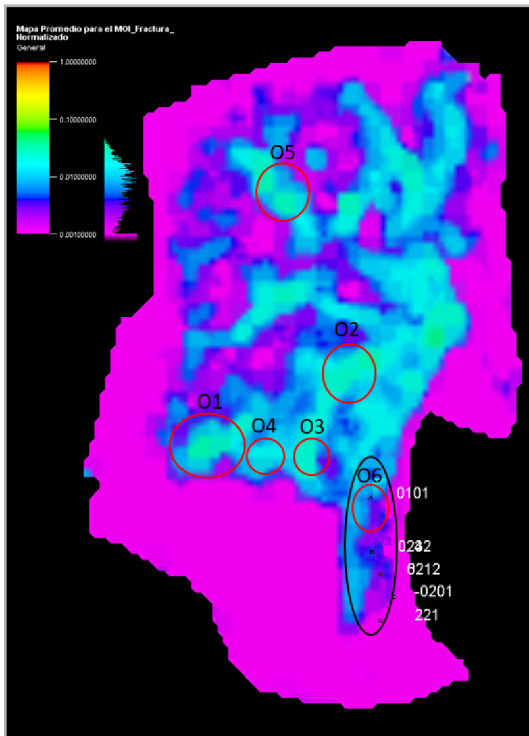


Figura 5. Mapa 2D del MOI normalizado del Campo A.

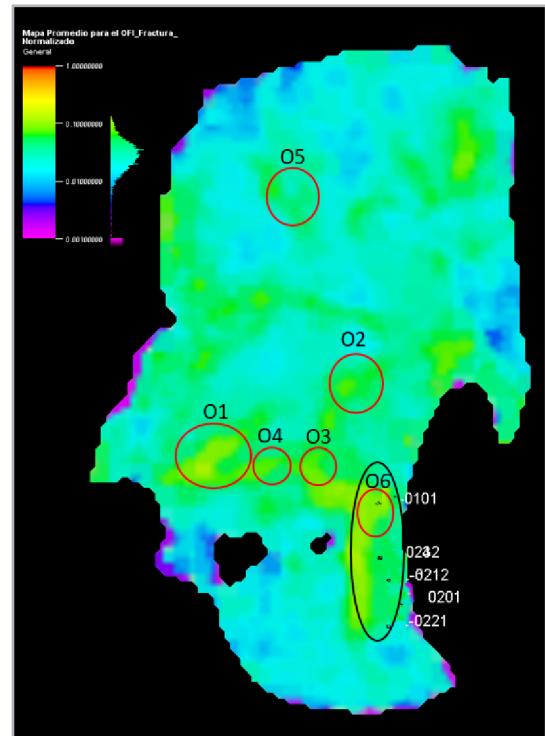


Figura 6. Mapa 2D del OFI normalizado del Campo A.

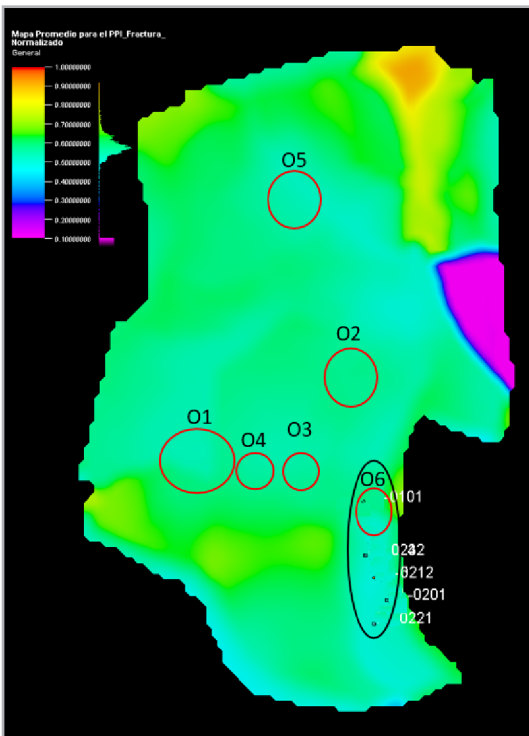


Figura 7. Mapa 2D del PPI normalizado del Campo A.

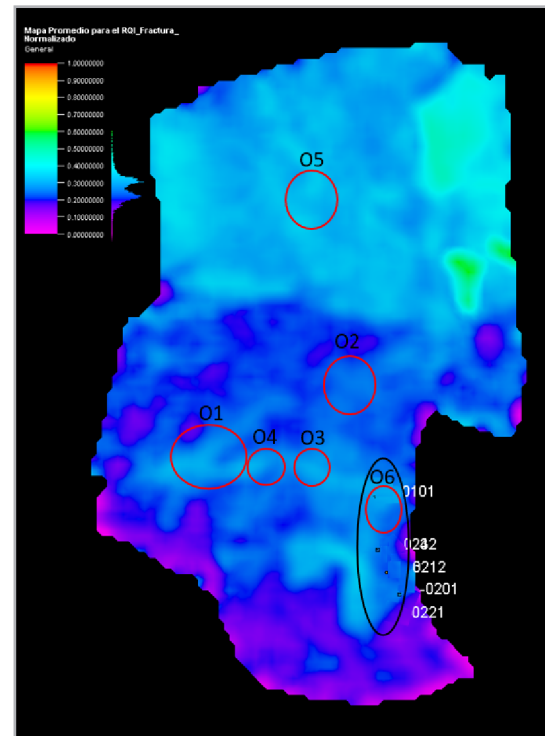


Figura 8. Mapa 2D del RQI normalizado del Campo A.

El proceso de selección y priorización de las oportunidades identificadas se realiza de manera conjunta, determinando no solamente las regiones con mejores valores del *ROI*, sino correlacionándolos con los valores de los otros índices; así, por ejemplo, la oportunidad O6 posee un valor del índice de oportunidad aceptable; sin embargo, si se revisa el mapa del índice de la presión (*PPI*, Figura 7), se puede notar que en la zona en la que se encuentra esta oportunidad, la presión ha sido abatida debido a la producción de los pozos existentes, a diferencia de las zonas circundantes. Además,

es importante considerar un espaciamiento apropiado entre los pozos para disponer de radios de drenaje adecuados para cada pozo. Por estas razones, la oportunidad O6 queda desplazada hasta el último puesto entre las oportunidades identificadas.

Considerando los resultados obtenidos, incluidos en las Figuras 4 a 7, y la localización de los pozos ya perforados, en la **Tabla 3** se enlistan algunas características y recomendaciones de las oportunidades identificadas.

Oportunidad	Características
O1	Corresponde al área con mejor <i>ROI</i> del campo; se encuentra a una distancia considerable de cualquier pozo perforado; es una oportunidad con una gran área y posee buenos valores de los índices secundarios.
O2	La zona se encuentra alejada de la zona de los pozos perforados; también cuenta con una extensión (área) considerable; posee buenos valores del <i>MOI</i> y <i>OFI</i> .
O3	Tiene un buen valor del índice de oportunidad; además, su posición está centrada con respecto a la superficie del yacimiento, por lo que podría drenar un gran volumen de fluidos.
O4	Cuenta con un buen índice de oportunidad y está centralizada, aunque en menor medida comparada con la anterior.
O5	Es una oportunidad que se encuentra apartada, por lo que no interferiría con el radio de drenaje de ningún pozo; posee un valor <i>ROI</i> moderado.
O6	Esta región se encuentra muy cercana a la zona de pozos; por esta razón tiene un valor de <i>PPI</i> bajo. Una solución posible a este problema es realizar el redireccionamiento de alguno de los pozos existentes hacia esta dirección.

**Tabla 3.** Características de las oportunidades identificadas para el Campo A.

## Conclusiones y recomendaciones

De acuerdo con los resultados obtenidos, es posible establecer las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- La precisión del método radica en que considera varios de los parámetros más importantes involucrados en el movimiento de los fluidos en el yacimiento.
- El *ROI* ayuda a identificar zonas con alta saturación de aceite remanente, en zonas con buenas condiciones de permeabilidad y presión, así como con condiciones de flujo similares.
- La metodología reduce drásticamente tanto el tiempo como la cantidad de información requerida para la identificación y localización de zonas con potencial de producción.
- Algunas zonas con oportunidades altas identificadas con esta metodología concuerdan con la posición de los pozos de desarrollo del campo.
- La identificación de las oportunidades debe realizarse considerando los distintos factores mencionados y con un análisis conjunto de todos los índices involucrados.
- Se debe contar con la certidumbre suficiente de que el modelo de simulación se desarrolló y ajustó correctamente, dado que los resultados del método dependen fuertemente de la calidad de los modelos de simulación.

## Nomenclatura

$A =$	Factor de ponderación del método de (Molina,2014), [frac.]
$B =$	Factor de ponderación del método de (Molina,2014), [frac.]
$C =$	Factor de ponderación del método de (Molina,2014), [frac.]
$CFI =$	Índice de la capacidad de flujo, [1]
$D_x =$	Dimensión de la malla en la dirección $x$ , [ft]
$D_y =$	Dimensión de la malla en la dirección $y$ , [ft]
$D_z =$	Dimensión de la malla en la dirección $z$ , [ft]
$h =$	Espesor, [ft]
$h_{avg} =$	Espesor medio del yacimiento, [ft]
$HCPV =$	Volumen poroso de hidrocarburos, [frac.]
$IHCPV =$	Índice del volumen poroso de hidrocarburos, [frac.]
$IKH =$	Índice de la capacidad de flujo, [frac.]
$ISO =$	Índice de la saturación de aceite, [frac.]
$I_c =$	Índice del volumen poroso de hidrocarburos, [frac.]
$I_{kh} =$	Índice de la capacidad de flujo, [frac.]
$I_{HCPV_m} =$	Índice del volumen poroso móvil [frac.]
$I_o =$	Índice de la saturación de aceite, [frac.]
$I_{p_{oper}} =$	Índice de la presión de operación [frac.]
$kh =$	Capacidad de flujo, [md-ft]
$k_x =$	Permeabilidad horizontal (dirección $x$ ), [md]
$k_{rg} =$	Permeabilidad relativa al gas, [frac.]
$k_{ro} =$	Permeabilidad relativa la aceite, [frac.]
$MGI =$	Índice del aceite movable, [frac.]
$MOI =$	índice de aceite móvil [frac.]
$NTG =$	Relación del espesor neto al total, [frac.]
$OVI =$	Índice del volumen de aceite, [frac.]
$p =$	Presión de la celda en paso de tiempo, [psia]
$PPI =$	Índice del potencial de la presión,[ frac.]
$p_{abn} =$	Presión de abandono, [km/cm <sup>2</sup> , psia]
$p_i =$	Presión inicial del yacimiento, [psia]
$p_D =$	Presión adimensional, [frac.]
$p_p =$	Pseudo-presión del gas en la celda en un paso de tiempo, [psia <sup>2</sup> /cp]
$P_{p_{abn}} =$	Pseudo-presión del gas de abandono. [psia <sup>2</sup> /cp]

$p_{sf} =$	Presión en la pared del pozo, [psia]
$p_{wf} =$	Presión de fondo fluyendo, [psia]
$q_{gsc} =$	Gasto de gas a condiciones estándar, [MMscfd]
$q_{Lsc} =$	Gasto de líquido (aceite + agua) a condiciones estándar, [stbd]
$q_{sc} =$	Gasto de aceite a condiciones estándar, [stbd]
$q_{wsc} =$	Gasto de agua a condiciones estándar, [stbd]
$q_{tsc} =$	Gasto total a condiciones estándar, [stbd]
$ROI =$	Índice de oportunidad del yacimiento (reservoir opportunity index)
$RQI =$	Índice de calidad del yacimiento (reservoir quality index), [μm]
$SOI =$	Índice de oportunidad de simulación (ROI), [frac.]
$SOMPV =$	Saturación de aceite móvil en términos del volumen poroso de hidrocarburos, [ft <sup>3</sup> ]
$S_g =$	Saturación de gas, [frac.]
$S_o =$	Saturación de aceite a un tiempo de explotación $t$ , [frac.]
$S_{or} =$	Saturación de aceite residual, [frac.]

### Letras griegas

$\mu_g =$	Viscosidad del gas, [cp]
$\mu_o =$	Viscosidad del aceite, [cp]
$\mu_w =$	Viscosidad del agua, [cp]
$\phi =$	Porosidad de la celda, [1]

### Subíndices

$abn =$	Condiciones de abandono
$acum =$	Acumulado
$D =$	Adimensional
$e =$	Efectiva
$g =$	Gas
$max =$	Máximo
$min =$	Mínimo
$norm =$	Normalizado
$o =$	Aceite
$w =$	Agua
$x =$	Dirección "x"
$y =$	Dirección "y"
$z =$	Dirección "z"

## Agradecimientos

Este trabajo se realizó originalmente como trabajo de tesis y gracias al esfuerzo del Dr. Fernando Samaniego. También, quiero agradecer al personal de Pemex Exploración y Producción por la oportunidad de utilizar y publicar los resultados de campo incluidos en este trabajo.

## Referencias

- Abd Karim, M. G. y Abd Raub, M. R. 2011. Optimizing Development Strategy and Maximizing Field Economic Recovery through Simulation Opportunity Index. Artículo presentado en SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dabi, EAU, octubre 9-11. SPE-148103-MS. <https://doi.org/10.2118/148103-MS>.
- Al-Khazraji, A. K. y Shuker, M. T. 2015. Development of Heterogeneous Immature Brownfield with Waterdrive Using Dynamic Opportunity Index: A Cases of Study from Iraqi Oilfields. Artículo presentado en SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egipto, septiembre 14-16. SPE-175708-MS. <https://doi.org/10.2118/175708-MS>.
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D. et al. 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 3-6. SPE-26436-MS. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>.
- Ataei, A., Soni, S., Chuah, B. et al. 2014. Reservoir Opportunity Index - Advance in Well and Subsurface Design for Cost Effective Field Development. Artículo presentado en SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaida, Australia, octubre 14-16. SPE-171460-MS. <https://doi.org/10.2118/171460-MS>.
- Babadagli, T. 2007. Development of Mature Oil Fields - A Review. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **57** (3-4): 221-246. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.10.006>.
- Camargo, A. 1999. Prioritizing Opportunities for New Well Location and Well Workovers. Geoquets Schlumberger Forum, Venezuela.
- Franco Hernández, G. 2018. Campos Maduros en México. Comisión Nacional de Hidrocarburos. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/Pl\\_tica\\_6\\_Campos\\_Maduros\\_en\\_M\\_xico.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/Pl_tica_6_Campos_Maduros_en_M_xico.pdf) (Fecha de acceso 27 de mayo de 2019).
- Galindo N., A. 2019. Programa EVOIFRAC, "Comunicación personal".
- International Energy Agency. 2019. Oil Market Report (15 May 2019). <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-may-2022> (Fecha de acceso 11 de junio de 2021).
- Molina, A. R. y Rincón, A. A. 2009. Exploitation Plan Design Based on Opportunity Index Analysis in Numerical Simulation Models. Artículo presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena de Indias, Colombia, mayo 31-junio 1. SPE-122915-MS. <https://doi.org/10.2118/122915-MS>.
- Saputra, W. 2016. Simulation Opportunity Index, A Simple and Effective Method to Boost the Hydrocarbon Recovery. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, EAU, septiembre 26-28. SPE-184501-STU. <https://doi.org/10.2118/184501-STU>.
- Van Everdingen, A. y Hurst, W. 1949. *The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs*. Houston, Texas: AIME.
- Varela-Pineda, A., Hutheli, A. H. y Mutairi, S. M. 2014. Development of Mature Fields Using Reservoir Opportunity Index: A Case of Study from a Saudi Field. Artículo presentado en SPE Arabia Saudita, Section Annual Technical Symposium, Al Khobar, Arabia Saudita, abril 21-24. SPE-172231-MS. <https://doi.org/10.2118/172231-MS>.

## Semblanza de los autores

### Oscar Pérez Velázquez

Realizó sus estudios de licenciatura en Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México, (UNAM), titulándose en noviembre de 2019. Fue parte del equipo Petrobowl de la UNAM que resultó campeón del certamen mundial en Dallas, 2018. Desde el 2020, y a la fecha, labora en el Proyecto Cantarell como Ingeniero de yacimientos.

### Fernando Samaniego Verduzco

Realizó sus estudios en la Especialidad de Ingeniería Petrolera, Licenciatura y Maestría en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, y Doctorado en la Universidad de Stanford, EUA.

Fue Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, Instituto de Investigaciones Eléctricas y Petróleos Mexicanos. Actualmente es profesor Titular "C" en la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

### Agustín Patricio Galindo Nava

Ingeniero Petrolero egresado de la ESIA del IPN. Maestría en Ingeniería Petrolera en la DEPMI de la UNAM.

Ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo en el año de 1984 en el área de Simulación Numérica de Yacimientos.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en el año de 1998 en el área de Simulación Numérica de Yacimientos, para dar soporte técnico a nivel nacional en el modelado dinámico de yacimientos naturalmente fracturados. Actualmente colabora en la Gerencia de Aseguramiento Técnico de Explotación de la STEP.

Líder de la Red de Especialistas de Simulación Numérica de Yacimientos: 2004 a 2016. Impartió cursos de ingeniería de yacimientos, recuperación secundaria y simulación numérica en la ESIA del IPN, en la DEPMI-UNAM y a personal de Pemex.

### Oscar Candia Gutiérrez

Estudió la licenciatura en Ingeniería Petrolera, (2007) y Maestría en Ingeniería Petrolera en Yacimientos (2017), ambas en la Universidad Nacional Autónoma de México. Ha realizado interpretaciones de pruebas presión producción, curvas de declinación, balance de materia, ha participado en estudios de yacimientos naturalmente fracturados, areniscas y en proyectos de recuperación secundaria.

Experiencia de 12 años en Pemex. Actualmente está en la SPEE de la Gerencia de Caracterización y Evaluación Dinámica de Campos Estratégicos, en la Coordinación de Caracterización Dinámica.

### **Oscar Osorio Peralta**

Ingeniero Petrolero con especialidad en Simulación de yacimientos. Como consultor ha participado en varios estudios de ingeniería de yacimientos naturalmente fracturados y arenas; en yacimientos de gas y condensado, de gas seco, de aceite ligero, de aceite pesado y de aceite extrapesado; modelado de pozos no convencionales, de pozos con fracturamiento hidráulico; en proyectos de recuperación secundaria y mejorada en diferentes campos en México para inyección de agua, inyección de gas amargo, inyección de N<sub>2</sub>, inyección de CO<sub>2</sub>, inyección de vapor e inyección de agua caliente.

Ha tenido las posiciones de Gerente de Desarrollo de Negocios en el Área de Ingeniería de Yacimientos y Gerente de Operaciones de la Región Sur en la compañía Schlumberger.