



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Implementación Optimizada  
del Índice de Oportunidad del  
Yacimiento (ROI) en Campos  
Maduros**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Oscar Pérez Velázquez

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Fernando Samaniego Verduzco



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

---

---

---

## Agradecimientos

A mis padres, **Patricia Velázquez Trejo** y **José Gerardo Pérez Reyes**, con quienes estaré eternamente agradecido por todo el esfuerzo que han realizado para que yo pudiera cursar una carrera profesional a lo largo de todos estos años, por haberme brindado la oportunidad de alcanzar y superar todas mis metas, y por ser el principal motivo por el cuál he salido adelante en los momentos más adversos, este logro es gracias a ustedes y para ustedes; sinceramente... ¡Gracias!

A mis hermanos, **David Uriel Pérez Velázquez** y **Berenice Pérez Velázquez**, por su apoyo incondicional, por estar a mi lado y por siempre haber confiado y creído en mí.

A mis sobrinas, **Valeria Rebollar Pérez** y **Camila Alanís Pérez**, por ser fuente de inspiración para que yo pudiera cumplir este sueño y por ser la principal alegría de mi vida.

A mi **familia** por la confianza que han depositado en mí y por siempre estar pendiente de mi situación.

A mis amigos y compañeros del Petrobowl, Cesar García, Julio Villanueva, Cesar Flores, Aaron Téllez, Juan León, Noé Hernández, Enrique Leal y Emiliano López, con quienes compartí uno de los logros más significativos de mi vida y por todo lo que aprendimos juntos.

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería, Jesús Beristain, Gerardo Mendoza, Eric Aguirre, Daniel Castro, Emiliano González, Marlon Del Valle y Alejandro Vallejo, por todos los buenos momentos que hemos compartido durante todos estos años.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, mi *alma mater*, por haberme proporcionado los conocimientos de alta calidad requeridos para convertirme en un profesionista, por permitirme representarla con orgullo, por convertirse en mi segundo hogar y por las experiencias que viví dentro y fuera de sus aulas.

Al **Dr. Fernando Samaniego Verduzco** por ser una excelente persona y mentor, por todos los conocimientos y consejos compartidos, y por todo el tiempo, esfuerzo y observaciones dedicadas durante el desarrollo de este trabajo de tesis.

---

---

Al equipo de **PEMEX Exploración y Producción**, la **M.I María Elena Cuautli**, el **M.I. Agustín P. Galindo Nava**, el **Ing. Oscar Candia Gutiérrez**, le **Ing. Oscar Osorio Peralta** y el **M.I. Manuel de Jesús Coronado Morales**, por el apoyo, que amablemente nos brindaron y por permitirnos la utilización de la información empleada en este trabajo.

A mis sinodales por sus valiosas observaciones y aportaciones.

---

# Contenido

Lista de figuras .....	V
Lista de tablas .....	IX
Resumen .....	1
Introducción .....	2
1. Índice de oportunidad del yacimiento (ROI) .....	4
2. Metodología .....	7
2.1. Métodos de normalización .....	14
2.1.1. Con respecto al valor máximo .....	14
2.1.2. Con respecto al valor máximo modificado .....	14
2.1.3. Con respecto al intervalo de variación .....	15
2.2. Generación de los mapas 2D y 3D del Índice de Oportunidad del yacimiento (ROI) .....	16
3. Caso de estudio I: Ejercicios de simulación del libro Ertekin y cols., 2001 .....	20
3.1. Información del Campo A-1 .....	21
3.1.1. Yacimiento con flujo monofásico .....	24
3.1.2. Yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua .....	25
3.1.3. Yacimiento con flujo trifásico .....	28
3.2. Resultados .....	31
3.2.1. Yacimiento con flujo monofásico .....	31
3.2.2. Yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua .....	34
3.2.3. Yacimiento con flujo trifásico .....	41
3.3. Análisis de los resultados .....	45
3.3.1. Yacimiento con flujo monofásico .....	46
3.3.2. Yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua .....	47

---

3.3.3. Yacimiento con flujo trifásico .....	49
4. Caso de estudio II: Campo real B .....	51
4.1. Resultados .....	52
4.2. Análisis de los resultados.....	59
5. Caso de estudio III: Campo real C .....	61
5.1. Resultados .....	62
5.2. Análisis de los resultados.....	63
Conclusiones y recomendaciones.....	66
Nomenclatura.....	68
Referencias .....	71

---

## Lista de figuras

Figura 1.1. Escenarios de cálculo del ROI (Varela y cols., 2014).....	6
Figura 2.1. Dispersión de los valores obtenidos después de la normalización con respecto a sus valores máximo y mínimo. ....	16
Figura 2.2. Diagrama de flujo para la generación de los mapas 2D del ROI.....	18
Figura 2.3. Diagrama de flujo para la generación de los mapas 3D del ROI.....	18
Figura 3.1. Malla de simulación del yacimiento A-1 (Ertekin y cols., 2001).....	20
Figura 3.2. Configuración de las celdas de los pozos del yacimiento A-1 (Ertekin y cols., 2001). ....	21
Figura 3.3. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al valor máximo.....	32
Figura 3.4. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al valor máximo.....	32
Figura 3.5. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al valor máximo modificado. ....	33
Figura 3.6. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al valor máximo modificado. ....	33
Figura 3.7. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al intervalo de variación. ..	34
Figura 3.8. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al intervalo de variación. ..	34
Figura 3.9. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo.....	35
Figura 3.10. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo.....	36



---

Figura 3.11. Mapa 2D del <i>ROI</i> sin considerar la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo.....	36
Figura 3.12. Mapa 2D del <i>ROI</i> sin considerar la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo.....	37
Figura 3.13. Mapa 2D del <i>ROI</i> considerando la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo modificado. ....	37
Figura 3.14. Mapa 2D del <i>ROI</i> considerando la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo modificado. ....	38
Figura 3.15. Mapa 2D del <i>ROI</i> sin considerar la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo modificado. ....	38
Figura 3.16. Mapa 2D del <i>ROI</i> sin considerar la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo modificado. ....	39
Figura 3.17. Mapa 2D del <i>ROI</i> considerando la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al intervalo de variación. ....	39
Figura 3.18. Mapa 2D del <i>ROI</i> considerando la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al intervalo de variación. ....	40
Figura 3.19. Mapa 2D del <i>ROI</i> sin considerar la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al intervalo de variación. ....	40
Figura 3.20. Mapa 2D del <i>ROI</i> sin considerar la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al intervalo de variación. ....	41

---

---

Figura 3.21. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al valor máximo.....	42
Figura 3.22. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al valor máximo.....	42
Figura 3.23. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al valor máximo modificado. ....	43
Figura 3.24. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al valor máximo modificado. ....	43
Figura 3.25. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al intervalo de variación. ....	44
Figura 3.26. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al intervalo de variación. ....	44
Figura 3.27. Distribución de pozos recomendada para el yacimiento con flujo monofásico.....	47
Figura 3.28. Distribución de los pozos recomendada para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua. ....	49
Figura 3.29. Distribución de los pozos recomendada para el yacimiento con flujo trifásico.....	50
Figura 4.1. Mapa de planta del Campo B.....	52
Figura 4.2. Mapa 2D del MOI normalizado del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.....	54
Figura 4.3. Mapa 2D del OFI normalizado del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.....	55
Figura 4.4. Mapa 2D del PPI normalizado del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.....	56
Figura 4.5. Mapa 2D del RQI normalizado del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.....	57
Figura 4.6. . Mapa 2D del ROI normalizado con respecto al valor máximo del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE. ....	58

---

---

Figura 5.1. Mapa de planta del Campo C.....	62
Figura 5.2. Mapas 2D del ROI correspondientes las capas 7, 8, 9 y 10 al Campo C, resultados obtenidos con el software ECLIPSE. ....	63
Figura 5.3. Curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite y curva de presión capilar agua-aceite del Campo C. ....	64
Figura 5.4. Grafica de la distribución de la fracción del Volumen Poroso Total vs Profundidad del Campo C, resultados obtenidos con el software EVOIFRAC.....	65
Figura 5.5. Grafica de la distribución de la fracción del Volumen de Aceite vs Profundidad del Campo C, resultados obtenidos con el software EVOIFRAC.....	65

---

## Lista de tablas

Tabla 2.1. Métodos propuestos por diferentes autores para el cálculo del <i>ROI</i> disponibles en la literatura.....	10
Tabla 2.2. Métodos propuestos por diferentes autores para el cálculo del <i>ROI</i> disponibles en la literatura (continuación). ....	12
Tabla 3.1. Dimensiones de la malla en la dirección <i>x</i> [ft] (pág. 102 del libro Ertekin y cols.).....	22
Tabla 3.2. Dimensiones de la malla en la dirección <i>y</i> [ft] (pág. 102 del libro Ertekin y cols.).....	22
Tabla 3.3. Dimensiones de la malla en la dirección <i>z</i> [ft] (pág. 102 del libro Ertekin y cols.).....	22
Tabla 3.4. Porosidad [frac.] (pág. 103 del libro Ertekin y cols.). ....	23
Tabla 3.5. Permeabilidad en la dirección <i>x</i> [md] (pág. 103 del libro Ertekin y cols.).....	23
Tabla 3.6. Permeabilidad en la dirección <i>y</i> [md] (pág. 103 del libro Ertekin y cols.).....	23
Tabla 3.7. Permeabilidad anisotrópica [md]. ....	24
Tabla 3.8. Información de los pozos del yacimiento con flujo monofásico (pág. 203 del libro Ertekin y cols.). ....	24
Tabla 3.9. Presión a los 60 días del yacimiento con flujo monofásico [psia] (pág. 203 del libro Ertekin y cols.). ....	25
Tabla 3.10. Información de los pozos y condiciones iniciales del yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua (pág. 299 del libro Ertekin y cols.). ....	26
Tabla 3.11. Distribución de la presión de la fase aceite a 100 [d] de producción, para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua (pág.300 del libro Ertekin y cols.). ....	27
Tabla 3.12. Distribución de la presión de la fase aceite a 300 [d] de producción, para el yacimiento con flujo bifásico con inyección de agua (pág.300 del libro Ertekin y cols.).	27
Tabla 3.13. Distribución de la saturación de la fase aceite a 100 [d] de producción, para el yacimiento con flujo bifásico con inyección de agua (pág.300 del libro Ertekin y cols.). ....	28

---

Tabla 3.14. Distribución de la saturación de la fase aceite a 300 [d] de producción, para el yacimiento con flujo bifásico con inyección de agua (pág.300 del libro Ertekin y cols.). .....	28
Tabla 3.15. Información de los pozos y condiciones iniciales del yacimiento con flujo trifásico (pág. 297 del libro Ertekin y cols.).....	29
Tabla 3.16. Distribución de la presión de la fase aceite después de 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico (pág. 297 del libro Ertekin y cols.).....	29
Tabla 3.17. Distribución de la saturación de la fase aceite después de 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico (pág. 297 del libro Ertekin y cols.). ....	30
Tabla 3.18. Pozos propuestos para el yacimiento con flujo monofásico. ....	47
Tabla 3.19. Pozos propuestos para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua. .....	48
Tabla 3.20. Pozos propuestos para el yacimiento con flujo trifásico. ....	50
Tabla 4.1. Propiedades y características generales del Campo B. ....	51
Tabla 4.2. Características de las oportunidades identificadas para el campo B.....	60
Tabla 5.1. Propiedades y características generales del campo C.....	61

## Resumen

El desarrollo de campos maduros consiste en identificar, localizar y cuantificar los volúmenes de hidrocarburos remanentes en el yacimiento que continúan siendo móviles y que no ha sido desplazados eficientemente hacia los pozos; asimismo, se determina la técnica más adecuada para recuperar dichos volúmenes.

El Índice de Oportunidad del Yacimiento (Reservoir Opportunity Index, *ROI*) es un parámetro que permite la identificación y localización de las zonas con mejor potencial de producción, combinando principalmente tres factores claves, que se han identificado gobiernan la recuperación de los fluidos dentro del yacimiento: la capacidad de flujo, el volumen remante y móvil de hidrocarburos y la cantidad de energía remanente en el yacimiento, en términos de la presión. La metodología es fácil de usar y consume poco tiempo, ya que utiliza la información disponible en los modelos de simulación del campo en estudio. En esta tesis se propone una modificación del *ROI* basada en los trabajos publicados previamente y se estudia su implementación como una metodología para incrementar la recuperación y rentabilidad de campos maduros de México.

Se presentan y analizan los resultados de la implementación de la metodología en tres casos de estudio; el primero corresponde a los ejercicios del libro de simulación numérica de yacimientos, *Basic Applied Reservoir Simulation*, de Ertekin y sus colaboradores; mientras que los dos restantes corresponden a campos maduros reales del país.

## 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. Uno de los factores principales en el desarrollo de cualquier campo es alcanzar la recuperación de hidrocarburos máxima, empleando métodos económicamente viables, maximizando así, los ingresos obtenidos con el campo.

Un campo maduro se puede definir como aquel que ha producido por cierto periodo de tiempo suficiente para alcanzar su pico 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).

Se estima que la producción mundial de aceite al primer cuatrimestre del 2019 es igual a 99.8 [MMbl/d], 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 [MMbl/d]. En México, de los 750 campos del país, se considera que alrededor 485 pueden valorarse como maduros (Franco Hernández, 2018).

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 (infill drilling), sidetracking, re-disparar otros intervalos en pozos existentes (recompletion), 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.

Por otro lado, las prácticas de desarrollo de campos maduros se dividen, principalmente, en dos grupos (Babadagli, 2007):

- Las prácticas de ingeniería de yacimientos, o a nivel de yacimiento.
- Las prácticas de ingeniería de pozos, o a nivel de pozo.

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 y localización de oportunidades en el yacimiento por medio del uso de la saturación del aceite ( $S_o$ ), propiedades petrofísicas de la formación y del comportamiento de la presión, a diferentes de tiempos de explotación, con la perforación de pozos nuevos, o re-disparo de los pozos ya perforados.



## 1. 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 gobiernan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento que deben tomarse en consideración. En los métodos convencionales se selecciona la localización de un pozo tomando en cuenta las características 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 simula numéricamente el comportamiento del yacimiento y del pozo. El factor de recuperación obtenido de la simulación se usa para determinar qué esquema de producción es el que resulta con el factor de recuperación mayor. Esta puede parecer una buena aproximación, pero un modelo de simulación consiste en miles de celdas, ocasionando que sea un método eficiente poco eficiente y consuma mucho tiempo (Saputra, 2016).

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 con otras fuentes de información, como registros de saturación, registros de producción y el ajuste histórico de producción, para planear la perforación de nuevos pozos, o sidetacking de los existentes. 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 (Varela y cols., 2014). Evidentemente, como otras propiedades del simulador, la

precisión del índice es fuertemente dependiente de la calidad del ajuste histórico de producción.

Frecuentemente, la generación de planes de desarrollo es una operación complicada debido a la existencia de campos con modelos geológicos complejos. En un yacimiento con capas múltiples de simulación es complicado 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.

La ventaja del *ROI* es que una herramienta que puede utilizarse en el diseño de planes de desarrollo para todo tipo de campos, tanto de campos maduros, como de campos jóvenes. Dado que el simulador numérico puede realizar el cálculo del índice a cualquier paso de tiempo, los resultados obtenidos pueden usarse para proponer el esquema de producción inicial de un yacimiento recién descubierto, para evaluar y optimizar la localización de los pozos perforados en un yacimiento en producción, y para la proposición de pozos nuevos optimizados, que permitan incrementar la recuperación de fluidos en un campo maduro, eliminando la perforación de pozos en zonas con baja productividad, o ya barridas para mejorar la rentabilidad de estos proyectos.

Se consideran dos escenarios para calcular el índice, en ambos casos la presión de la celda puede, o no, considerarse:

- El cálculo basado en los datos de la malla de simulación (Simulation Grid Based, GB).
- El cálculo basado en los datos de los registros de pozo (oil-column based, OC).

La **Figura 1.1** muestra un esquema de los escenarios disponibles para realizar el cálculo del ROI.

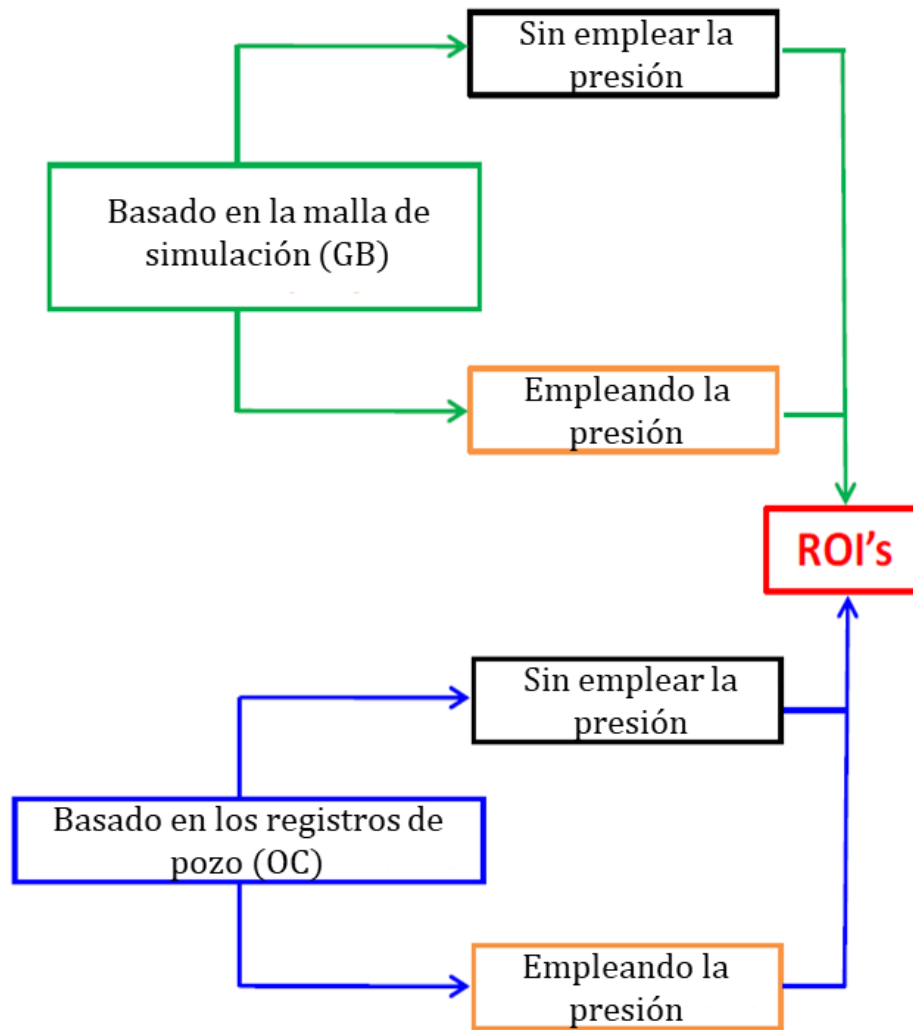


Figura 1.1. Escenarios de cálculo del ROI (Varela y cols., 2014)

## 2. Metodología

El índice de oportunidad está basado en el trabajo realizado por (Camargo, 1999), en el cual, como ya se mencionó, las expresiones matemáticas se establecieron 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 (2.1):

$$ROI = \sqrt[3]{I_O I_C I_{kh}}, \dots\dots\dots (2.1)$$

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 la ecuación (2.1), la **Tabla 2.1** muestra las ecuaciones y modificaciones realizadas por los diferentes autores para el cálculo del Índice de Oportunidad ( $ROI$ ), que se encuentran disponibles en la literatura. Puede observarse que la mayoría de los métodos presentados en la 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 estos como un conjunto de ecuaciones nuevo 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 los fluidos dentro de la formación. La ecuación del índice y la nomenclatura del método de Saputra son mostradas en la Tabla 2.1, sin embargo, se vuelven a presentar las ecuaciones aquí, por conveniencia.

$$ROI = \sqrt[3]{MOI * OFI * PPI}, \dots\dots\dots(2.2)$$

donde los índices secundarios están dados por las siguientes expresiones:

$$MOI = \frac{S_o - S_{or}}{S_{or}} \frac{h}{h_{avg}} * \phi * NTG, \dots\dots\dots(2.3)$$

$$OFI = \frac{k k_{ro} \mu_w}{k_{avg} \mu_o}, \dots\dots\dots(2.4)$$

$$PPI = \frac{P - P_{abn}}{P_{abn}}, \dots\dots\dots(2.5)$$

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, la modificación planteada en esta tesis extiende el método propuesto por Saputra con la introducción del **Índice de Calidad del Yacimiento (Reservoir Quality index, RQI**, (Amaefule, 1993)), el cual se incluyó en el cálculo del *ROI* desarrollado por Varela y cols. 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 como lo indica la ecuación (2.6).

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}, \dots\dots\dots(2.6)$$

Como puede apreciarse en la Tabla 2.1, 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. Así, el grado de la raíz de la ecuación se define por el número de parámetros involucrados en la determinación del índice; de esta manera, introduciendo el índice de calidad del yacimiento en la método de Saputra, la ecuación propuesta para el *ROI* en este trabajo se expresa con la ecuación (2.7):

$$ROI = \sqrt[4]{MOI * OFI * PPI * RQI}, \dots\dots\dots(2.7)$$

Antes de realizar el cálculo del índice de oportunidad los índices secundarios dentro de la raíz deben ser normalizados con el propósito de hacer que los cuatro índices posean el mismo orden de variación (entre cero y uno), de esta manera el método pondera con el mismo peso a todos los parámetros. En la sección 2.1 se presentan varios de los métodos de normalización presentes en la literatura para el cálculo del *ROI*.

El segundo método estudiado es el de Varela y cols., que es un método con ecuaciones más sencillas, involucrando un menor número de parámetros de los fluidos y del yacimiento y se emplea aquí con el afán de demostrar la validez del uso del índice de oportunidad. Nuevamente, la nomenclatura se muestra en la Tabla 2.1. Las ecuaciones de este método con y sin hacer uso de la presión se adjuntan a continuación, respectivamente:

$$ROI = \sqrt[3]{p * SOMPV * RQI}, \dots\dots\dots (2.8)$$

$$ROI = \sqrt{SOMPV * RQI}, \dots\dots\dots (2.9)$$

Uno de los índices secundarios es a la presión, otro es el *RQI* y el restante corresponde al índice que representa el aceite móvil en el yacimiento y se expresa como muestra la ecuación (2.10):

$$SOMPV = D_x * D_y * D_z * \phi * S_o, \dots\dots\dots (2.10)$$

Los índices secundarios usados en este método tampoco se encuentran normalizados por lo que deben normalizarse para reflejar valores comparativos antes o después de la obtención del Índice de Oportunidad, dependiendo del método de normalización empleado.

Tabla 2.1. Métodos propuestos por diferentes autores para el cálculo del ROI disponibles en la literatura.

Autor	Método (ecuaciones)	Nomenclatura	Método de Normalización
<b>(Molina &amp; Rincon, 2009)</b>	$I_{kh} = k_x * k_{ro} * NTG * DZ$ $I_{HCPVm} = (S_o - S_{or}) * \phi * NTG * DZ$ $I_{p\_oper} = p - p_{abn}$ <p style="text-align: center;">---Normalización---</p> $I_{oppor} = \sqrt[3]{I_{kh} * I_{HCPVm} * I_{p\_oper}}$	$I_{kh}$ =Índice de la capacidad de flujo del aceite. $I_{HCPVm}$ = Índice del volumen poroso móvil. $I_{p\_oper}$ = 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/cm2]. $p_{abn}$ = Presión de abandono[kg/cm2].	<ol style="list-style-type: none"> <li>Determinan los valores máx. y el mín. valor de las variables involucradas en cada índice (p.ej. para <math>I_{p\_oper}</math> la variable es <math>p\_oper = p - p_{abn}</math>).</li> <li>Determinan la ecuación de una línea recta para calcular el valor de cada índice con dos puntos, los cuales corresponden al máx. y mín. de cada variable (p.ej. para <math>I_{p\_oper}</math> : punto 1= (<math>p\_oper_{mín}</math>, 0) y punto 2= (<math>p\_oper_{máx}</math>, 1)).</li> <li>Con las ecuaciones de la forma <math>y=mx+b</math>, donde <math>x</math> es la variable, determinan el valor de cada índice (<math>I_{kh}, I_{HCPVm}, I_{p\_oper}</math>), el cual varía entre 0 y 1.</li> </ol>
<b>(Molina &amp; Rincon, 2009)</b>	<p>Molina presenta un método en el cual asigna una ponderación diferente a cada índice; le llama el índice de oportunidad ponderado (weighted opportunity index):</p> $I_{oppor} = A * I_{kh} + B * I_{HCPVm} + C * I_{p\_oper}$	$A, B$ y $C$ = Factores de ponderación [frac.]	<p>Misma metodología que Molina. Los factores de ponderación oscilan entre 0 y 1; la manera que se les asigna un valor consiste en responder una matriz de preguntas basadas en la certidumbre, cantidad, calidad e interpretación de la información.</p>

Tabla 2.1. Métodos propuestos por diferentes autores para el cálculo del ROI disponibles en la literatura (continuación).

<p><b>(Ghazali &amp; Razib, 2011)</b></p>	$MOI = S_o - S_{orw}$ $CFI = k * DZ * NTG$ $OVI = MOI * \phi * DZ * NTG$ <p>---Normalización---</p> $SOI = \sqrt[3]{MOI * CFI * OVI}$	<p>MOI= Índice de aceite móvil. CFI= Índice de la capacidad de flujo. OVI=Índice del volumen de aceite. S<sub>orw</sub>= Saturación residual del aceite [frac]. k= Permeabilidad absoluta [md]. SOI = ROI= Índice de oportunidad de simulación (del yacimiento).</p>	<p>Cada índice se normaliza con respecto a sus valores máximo y mínimo, tomando los valores correspondientes al P90 y P10, respectivamente, de los histogramas de cada índice antes de usarlos para calcularlos en la ecuación del ROI.</p>
<p><b>(Varela, Hutheli, &amp; Mutairi, 2014)</b></p>	$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}$ $SOMPV = D_x * D_y * D_z * \phi * S_o$ <p>---Normalización---</p> $ROI = \sqrt[3]{p * SOMPV * RQI}$ $ROI = \sqrt[2]{SOMPV * RQI}$	<p>RQI= Índice de la calidad del yacimiento. SOMPV= Saturación de aceite móvil. D<sub>x</sub>= Dimensión de la malla de simulación en la dirección "x" [ft]. D<sub>y</sub>= Dimensión de la malla de simulación en la dirección "y" [ft]. D<sub>z</sub>= Dimensión de la malla de simulación en la dirección "z" [ft]. p= Presión [psia].</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se estiman los valores del RQI y SOMPV.</li> <li>2. Se normaliza cada índice secundario con respecto al su valor máximo obtenido, por ejemplo: <math display="block">RQI_{nomr} = \frac{RQI}{RQI_{máx}}</math> </li> <li>3. Se calcula el valor del ROI.</li> </ol>
<p><b>(Ataei, Soni, &amp; Chuah, 2014)</b></p>	<p>Misma metodología que Molina.</p> $I_{kh} = k_x * k_{ro} * NTG * DZ$ $I_{HCPVm} = (S_o - S_{or}) * \phi * NTG * DZ$ $I_{p\_oper} = p - p_{abn}$ <p>---Normalización---</p> $I_{oppor} = \sqrt[3]{I_{kh} * I_{HCPVm} * I_{p\_oper}}$	<p>Mismas ecuaciones que Molina</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mismo método que Molina.</li> </ul>



Tabla 2.2. Métodos propuestos por diferentes autores para el cálculo del *ROI* disponibles en la literatura (continuación).

<p><b>(Al-Khazraji &amp; Shuker, 2015)</b></p>	$ISO = \frac{S_o - S_{o\_mín}}{S_{o\_máx} - S_{o\_mín}}$ $kh = k * NTG * DZ$ $HCPV = \phi * S_o * DZ * NTG$ <p>---Normalización---</p> $OI = \sqrt[3]{ISO * IHCPV * IKH}$	<p><i>ISO</i>= Índice de la saturación de aceite.  <i>kh</i>= Capacidad de flujo [mD-ft].  <i>OI</i>= Índice de oportunidad.  <i>IHCPV</i>= Índice volumen poroso de HC's.  <i>IKH</i>= Índice de la capacidad de flujo.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Calcular los valores de <i>KH</i> y <i>HCPV</i> (el índice de saturación de aceite ya está normalizado).</li> <li>2. Calcular el valor de los índices: <math display="block">IKH = \frac{kh - kh_{mín}}{kh_{máx} - kh_{mín}}</math> <math display="block">IHCPV = \frac{HCPV - HCPV_{mín}}{HCPV_{máx} - HCPV_{mín}}</math> </li> <li>3. Calcular el valor del <i>OI</i>.</li> </ol>
<p><b>(Saputra, 2016)</b></p>	<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> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para yacimientos de aceite <p><i>h</i>= Espesor de la celda [ft].  <i>h<sub>avg</sub></i>= Espesor promedio [ft].  <i>OFI</i>= Índice del flujo del aceite.  <i>k<sub>ro</sub></i>= Permeabilidad relativa al aceite [frac.].  <i>k<sub>avg</sub></i>= Permeabilidad promedio [md].  <i>μ<sub>w</sub></i>= Viscosidad del agua [cP].  <i>μ<sub>o</sub></i>= Viscosidad del aceite [cP].  <i>PPI</i>= Índice del potencial de la presión.  <i>p<sub>abn</sub></i>= Presión de abandono [psia].  <i>SOI</i>= Índice de oportunidad de simulación.</p> </li> <li>• Para yacimientos de gas <p><i>MGI</i>= Índice del aceite movable.</p> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El autor señalan que sus índices secundarios son adimensionales y normalizados..</li> </ul>

	$PPI = \frac{p_p - p_{p_{abn}}}{p_{p_{abn}}}$ $SOI_{gas} = \sqrt[3]{MGI * GFI * PPI}$	<p><math>S_{gr}</math> = Saturación residual de gas.</p> <p><math>k_{rg}</math> = Permeabilidad relativa al gas [frac.].</p> <p><math>\mu_g</math> = Viscosidad del gas [cP]</p> <p><math>p_p</math> = Pseudo-presión del gas.</p> <p><math>p_{p_{abn}}</math> = Pseudo-presión del gas a condiciones de abandono.</p>	
--	---	--	--

## 2.1. Métodos de normalización

El proceso de normalización de valores involucra el ajuste de las magnitudes calculadas o medidas en un experimento u observación con respecto a una escala en común; usualmente se realiza con el fin de facilitar la comparación de los valores cuando el rango muy amplio de las magnitudes absolutas no permite realizar esta comparación.

Las técnicas de normalización se ejemplificarán con las ecuaciones de Varela y cols., por ser el método con las ecuaciones más sencillas. En la literatura se consideran varias técnicas de normalización para la estimación del índice de oportunidad del yacimiento, aquí se abordan tres métodos.

### 2.1.1. Con respecto al valor máximo

Esta es la técnica de normalización empleada por los autores del método (Varela y cols., 2014). Aquí los parámetros involucrados en el cálculo del *ROI*, es decir, los índices secundarios se normalizan con respecto al valor máximo de cada variable antes de la obtención del promedio geométrico, empleando las ecuaciones siguientes:

$$p_{norm} = \frac{p}{p_{max}}, \dots\dots\dots (2.11)$$

$$RQI_{norm} = \frac{RQI}{RQI_{max}}, \dots\dots\dots (2.12)$$

$$SOMPV_{norm} = \frac{SOMPV}{SOMPV_{max}}, \dots\dots\dots (2.13)$$

El *ROI* normalizado se obtiene ingresando los parámetros anteriores en las ecuaciones (2.8) y (2.9).

### 2.1.2. Con respecto al valor máximo modificado

Este método es una variación del caso anterior, el cual se aplica después de la obtención del *ROI*, es decir, los valores del índice de oportunidad calculados con las ecuaciones (2.8) y (2.9) se dividen entre los dos valores máximos obtenidos, con y sin considerar la presión, según sea el caso.

$$ROI_{norm} = \frac{ROI}{ROI_{max}}, \dots\dots\dots (2.14)$$

**2.1.3. Con respecto al intervalo de variación**

Este método está basado en la solución de la ecuación de difusión desarrollada por (van Everdingen & Hurst, 1949) para el caso de producción a presión constante (constant terminal pressure), en el cual la caída de la presión adimensional se obtiene con la ecuación (2.15):

$$p_D = \frac{p_i - p}{p_i - p_{wf}}, \dots\dots\dots (2.15)$$

donde:

- $p_D$ : presión adimensional [frac.].
- $p_i$ : presión inicial del yacimiento [psia].
- $p$ : presión en un punto del yacimiento [psia].
- $p_{wf}$ : presión de fondo fluyendo [psia].

De manera similar al método de (Al-Khazraji y cols., 2015), en este método las variables se normalizan antes de realizar el cálculo del índice, pero con respecto a sus valores máximo y mínimo de cada variable como se indica a continuación:

$$p_{norm} = \frac{p - p_{min}}{p_{max} - p_{min}}, \dots\dots\dots (2.16)$$

$$RQI_{norm} = \frac{RQI - RQI_{min}}{RQI_{max} - RQI_{min}}, \dots\dots\dots (2.17)$$

$$SOMPV_{norm} = \frac{SOMPV - SOMPV_{min}}{SOMPV_{max} - SOMPV_{min}}, \dots\dots\dots (2.18)$$

Finalmente, el valor del  $ROI_{norm}$  se determina empleando las ecuaciones (2.8) y (2.9).

Al realizar la normalización con este método, la dispersión de los valores obtenidos es mayor, debido a que se realiza una especie de ampliación en la escala de la variación del parámetro, reasignando al valor mínimo el valor cero, mientras que al valor máximo el valor uno, es decir, el método depende de la dispersión de los valores de un parámetro con respecto a sus estimaciones mínima y máxima, antes de la normalización, como se muestra en la **Figura 2.1**.

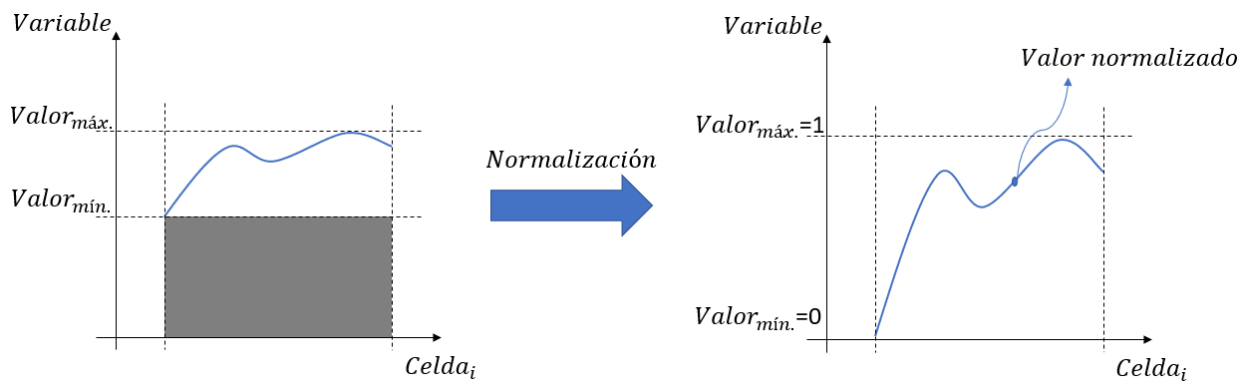


Figura 2.1. Dispersión de los valores obtenidos después de la normalización con respecto a sus valores máximo y mínimo.

Una de las ventajas del primer y tercer métodos con respecto al segundo es que todos los parámetros involucrados en el promedio geométrico oscilan en el mismo orden de magnitud (entre cero y uno), lo cual permite que los parámetros considerados en el promedio geométrico tengan la misma influencia en el cálculo, a diferencia del método del valor máximo modificado, en donde todos los parámetros tienen diferentes ordenes de magnitud, lo que puede ocasionar que alguno de los parámetros quede enmascarado por los otros, dependiendo de cuál parámetro posee un orden de magnitud mayor.

## 2.2. Generación de los mapas 2D y 3D del Índice de Oportunidad del yacimiento (ROI)

Los mapas del índice de oportunidad se usan para determinar la localización más apropiada de los pozos, basados 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 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 (2.19) para estimar el valor del Índice de Oportunidad Acumulado, generando una matriz de dos dimensiones de valores acumulados.

$$ROI_{acum(i,j)} = \sum_{k=1}^n ROI_{(i,j,k)}, \dots\dots\dots(2.19)$$

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 oscilando entre cero y uno (ecuación (2.20)):

$$ROI_{acum,norm(i,j)} = \frac{ROI_{acum(i,j)}}{ROI_{acum,máx}}, \dots\dots\dots(2.20)$$

El flujo de trabajo para la generación de los mapas 2D del  $ROI$  se ilustra en la **Figura 2.2**.

La generación de los mapas 3D es relativamente más sencilla, primero se calculan los índices secundarios, 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 2.3** muestra el flujo de trabajo empleado para la elaboración de estos mapas.

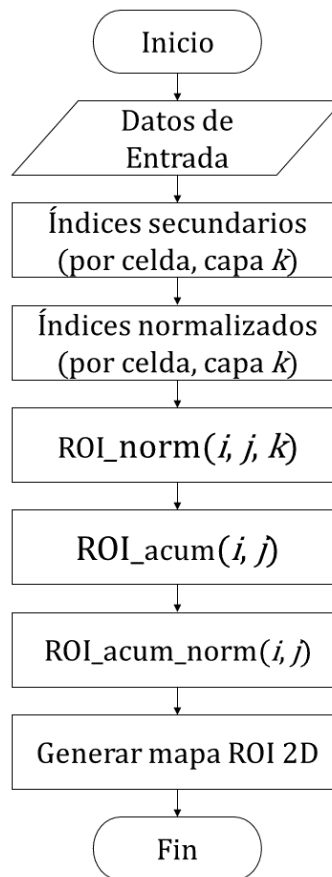


Figura 2.2. Diagrama de flujo para la generación de los mapas 2D del ROI.

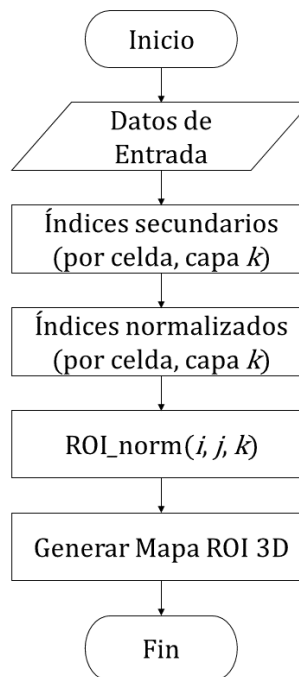


Figura 2.3. Diagrama de flujo para la generación de los mapas 3D del ROI

En esta tesis se presentan y analizan los resultados de la implementación de la metodología en tres casos de estudio; el primero corresponde a los ejercicios del libro de simulación numérica de yacimientos de Ertekin, mientras que los dos restantes son campos maduros reales de México. El uso de los simuladores numéricos de los campos reales utilizados, elaborados y ajustados por el personal de PEMEX con el software ECLIPSE, lo aprobó la empresa paraestatal, y contienen el ajuste histórico de producción actualizado; se ha evaluado la calidad del ajuste histórico de los modelos de simulación mediante el uso de un programa inteligente diseñado con este propósito (EVoIFRAC, Galindo y cols., 2019).

El software ECLIPSE es un simulador comercial desarrollado por la empresa de servicios Schlumberger, el cual ofrece el conjunto de soluciones numéricas completo y robusto para la predicción rápida y precisa del comportamiento dinámico para todo tipo de yacimientos y esquemas de desarrollo, incluyendo simuladores para aceite negro, composicionales, volumen finito térmico, simulación de línea de corriente (streamline) y yacimientos de hidratos de metano.

EVoIFRAC fue desarrollado por uno de los miembros del personal de PEMEX que nos apoyó en la realización de esta tesis, el M.I. Agustín P. Galindo Nava. El software realiza, esencialmente, una evaluación volumétrica de la optimización algunos de los parámetros involucrados en las simulaciones de yacimientos naturalmente fracturados con base en los resultados obtenidos por los simuladores, como la distribución de las fracciones del volumen poroso y de aceite, así como la distribución de la saturación de los fluidos, el factor de recuperación, la presión en la fase aceite, entre otros factores, contra la profundidad y con respecto a la matriz y las fracturas a diferentes tiempos de explotación de la vida productiva del campo.



### 3. Caso de estudio I: Ejercicios de simulación del libro Ertekin y cols., 2001

Con el fin de demostrar la utilidad del índice de oportunidad del yacimiento, en esta sección se calculan los valores del índice en una malla de simulación de un campo, discutido en los ejercicios propuestos en el libro de simulación Basic Applied Reservoir Simulation, de Ertekin (2001), con el escenario de cálculo basado en la malla de simulación (GB). Debido a la información limitada proporcionada en los ejercicios, la metodología con la cual se estudiará este campo es la de Varela y cols.

Los ejercicios que se mencionan aparecen a lo largo de todo el libro y hacen referencia al yacimiento A-1, el cual corresponde al campo Plum Bush Creek Field, localizado en Washington County, Colorado, que es un yacimiento que consiste en areniscas de canal del Cretácico, **Figura 3.1**.

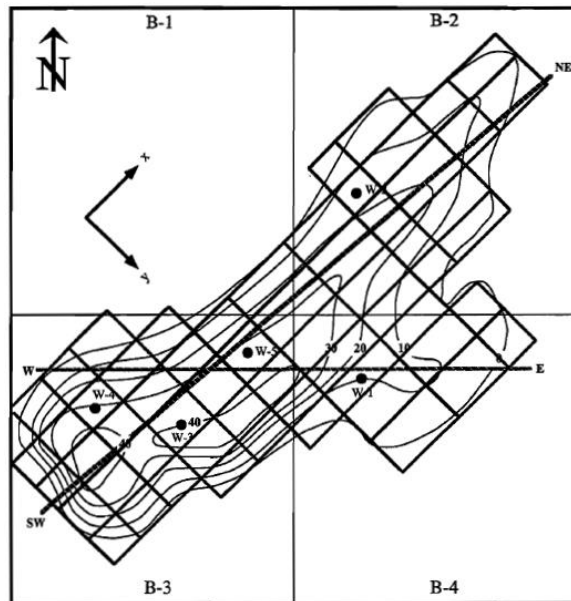


Figura 3.1. Malla de simulación del yacimiento A-1 (Ertekin y cols., 2001).

El campo tiene cinco pozos distribuidos a lo largo del yacimiento; la **Figura 3.2** muestra la localización y características de las celdas que contienen los pozos.

POZO	CELDA	
	LOCALIZACIÓN	DIMENSIONES
• W-1	(7,7)	
• W-2	(9,3)	
• W-3	(4,4)	
• W-4	(3,2)	
• W-5	(6,4)	

Figura 3.2. Configuración de las celdas de los pozos del yacimiento A-1 (Ertekin y cols., 2001).

### 3.1. Información del Campo A-1

Este es un yacimiento que sólo contiene una capa de celdas en la dirección  $z$ , por lo que los mapas generados serán de dos dimensiones. Las dimensiones de la malla de simulación se muestran de las **Tablas 3.1** a **3.3**. La porosidad y las permeabilidades en las direcciones  $x$ ,  $y$  se adjuntan en las **Tablas 3.4**, **3.5** y **3.6**, respectivamente. El ejercicio proporciona las permeabilidades en las direcciones  $x$  y  $y$ ; para fines de la metodología se considera la permeabilidad anisotrópica, la cual se obtuvo por medio de un promedio geométrico entre las dos permeabilidades; los resultados se muestran en la **Tabla 3.7**.

Tabla 3.1. Dimensiones de la malla en la dirección x [ft] (pág. 102 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772
2	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772
3	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772
4	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772
5	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772
6	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772
7	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772
8	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772
9	439	509	491	596	526	561	912	807	439	877	544	772

Tabla 3.2. Dimensiones de la malla en la dirección y [ft] (pág. 102 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	474	474	474	474	474	474	474	474	474	474	474	474
2	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404
3	386	386	386	386	386	386	386	386	386	386	386	386
4	491	491	491	491	491	491	491	491	491	491	491	491
5	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404
6	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
7	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
8	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421
9	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526

Tabla 3.3. Dimensiones de la malla en la dirección z [ft] (pág. 102 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	10	12	5	0	0	0	0	0	0	0	0
2	8	35	30	15	6	0	0	0	4	5	0	0
3	14	44	36	30	22	16	12	14	15	11	6	3
4	20	34	35	40	34	32	29	25	22	18	10	3
5	5	12	12	40	44	42	32	20	16	10	0	0
6	0	0	0	10	19	27	24	10	6	3	0	0
7	0	0	0	0	0	4	10	6	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	8	7	3	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	4	5	2	0	0	0

Tabla 3.4. Porosidad [frac.] (pág. 103 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.192	0.197	0.202	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.19	0.195	0.2	0.204	0.207	0	0	0	0.215	0.205	0	0
3	0.19	0.196	0.205	0.207	0.21	0.216	0.22	0.223	0.215	0.21	0.203	0.2
4	0.185	0.195	0.205	0.213	0.216	0.221	0.225	0.226	0.22	0.215	0.207	0.2
5	0.183	0.195	0.205	0.212	0.218	0.225	0.232	0.232	0.225	0.219	0	0
6	0	0	0	0.21	0.219	0.226	0.235	0.23	0.22	0.216	0	0
7	0	0	0	0	0	0.225	0.235	0.23	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.232	0.226	0.217	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.229	0.22	0.217	0	0	0

Tabla 3.5. Permeabilidad en la dirección x [md] (pág. 103 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	275	270	252	0	0	0	0	0	0	0	0
2	267	274	280	265	253	0	0	0	259	270	0	0
3	265	280	289	278	271	271	270	269	270	279	283	275
4	258	271	295	297	282	280	281	276	290	293	279	270
5	253	259	275	285	290	280	289	277	290	280	0	0
6	0	0	0	272	276	273	288	281	274	268	0	0
7	0	0	0	0	0	265	280	290	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	270	280	270	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	260	268	260	0	0	0

Tabla 3.6. Permeabilidad en la dirección y [md] (pág. 103 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	220	216	201.6	0	0	0	0	0	0	0	0
2	213.6	219.2	224	212	202.4	0	0	0	207.2	216	0	0
3	212	224	231.2	222.4	216.8	216.8	216	215.2	216	223.2	226.4	220
4	206.4	216.8	236	237.6	225.6	224	224.8	220.8	232	234.4	223.2	216
5	202.4	207.2	220	228	232	224	231.2	221.6	232	224	0	0
6	0	0	0	217.6	220.8	218.4	230.4	224.8	219.2	214.4	0	0
7	0	0	0	0	0	212	224	232	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	216	224	216	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	208	214.4	208	0	0	0

Tabla 3.7. Permeabilidad anisotrópica [md].

	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0
1.0	0.0	246.0	241.5	225.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.0	238.8	245.1	250.4	237.0	226.3	0.0	0.0	0.0	231.7	241.5	0.0	0.0
3.0	237.0	250.4	258.5	248.7	242.4	242.4	241.5	240.6	241.5	249.5	253.1	246.0
4.0	230.8	242.4	263.9	265.6	252.2	250.4	251.3	246.9	259.4	262.1	249.5	241.5
5.0	226.3	231.7	246.0	254.9	259.4	250.4	258.5	247.8	259.4	250.4	0.0	0.0
6.0	0.0	0.0	0.0	243.3	246.9	244.2	257.6	251.3	245.1	239.7	0.0	0.0
7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	237.0	250.4	259.4	0.0	0.0	0.0	0.0
8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	241.5	250.4	241.5	0.0	0.0	0.0
9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	232.6	239.7	232.6	0.0	0.0	0.0

La información anterior se utiliza para implementar la metodología del índice de oportunidad, considerando diferentes escenarios del yacimiento (flujo monofásico, flujo bifásico con inyección de agua y flujo trifásico), con el propósito de analizar la utilidad de este concepto.

### 3.1.1. Yacimiento con flujo monofásico

Como primer escenario se considera que el yacimiento se encuentra produciendo en condiciones de flujo monofásico, lo cual corresponde a un yacimiento de aceite a condiciones bajo-saturadas. Aquí sólo se consideran los pozos productores W-2 y W-3, cuyas localización y características se muestran en la **Tabla 3.8**. Por convención, en simulación de yacimientos, se acostumbra a denotar con signo negativo al gasto de los pozos productores, ya que el fluido está siendo drenado del sistema, como en el caso del gasto  $q_{sc}$  del pozo W-2; por otro lado, el gasto de los pozos inyectores, se denota con signo positivo, indicando que el fluido está entrando al sistema.

Tabla 3.8. Información de los pozos del yacimiento con flujo monofásico (pág. 203 del libro Ertekin y cols.).

Pozo	Celda	Tipo	Radio [ft]	Especificaciones
W-2	(9,3)	Productor	0.25	$q_{sc}=-650$ [STB/D]
W-3	(4,4)	Productor	0.25	$p_{wf}=5600$ [psia]

Al ser un yacimiento bajo-saturado, la saturación de aceite no varía con respecto al tiempo hasta alcanzar la presión del punto de burbuja, para fines de este ejercicio se considera que durante el periodo de explotación no se llega a estas condiciones, por lo que la saturación de aceite ( $S_o$ ) se considera constante, igual al 50%. La distribución inicial de la presión al tiempo  $t=0$  es 7750 [psia] en todas las celdas, independientemente de su elevación o profundidad. Por su parte, los resultados de la simulación después de 60 días de producción se adjuntan en la **Tabla 3.9**. Las celdas en las cuales se encuentran los pozos para este escenario son aquellas enmarcadas con un borde más grueso.

Tabla 3.9. Presión a los 60 días del yacimiento con flujo monofásico [psia] (pág. 203 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	5479.5	5480.2	5477.9	0	0	0	0	0	0	0	0
2	5478.8	5478.1	5476.9	5473.9	5465.1	0	0	0	5312	5335	0	0
3	5477.7	5476.2	5471.6	5468.3	5460.7	5444.7	5415.8	5370.5	5296.6	5335.6	5343.3	5348.4
4	5479.8	5476.2	5469.9	5463	5455.4	5446.1	5420.7	5384	5352.5	5347.2	5345.4	5347.6
5	5477.4	5473.7	5466.6	5459.8	5451.5	5442.4	5423.8	5391.1	5367.3	5351.4	0	0
6	0	0	0	5456.6	5445.4	5437.8	5422.4	5395.4	5372.3	5353.5	0	0
7	0	0	0	0	0	5430.7	5419.4	5401.8	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	5418.9	5406.5	5408.3	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	5420.4	5407.7	5408.7	0	0	0

### 3.1.2. Yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua

En este escenario de flujo multifásico, se considera que el yacimiento está saturado por agua congénita y aceite, sometido a un proceso de inyección de agua. Sólo los pozos W-2, W-3 y W-4 están diseñados como activos; todos los pozos tienen un factor de daño iguala cero. La localización y las especificaciones de los pozos, así como las condiciones iniciales consideradas para este caso se anexan en la **Tabla 3.10**.

Tabla 3.10. Información de los pozos y condiciones iniciales del yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua (pág. 299 del libro Ertekin y cols.).

Pozo	Celda	Tipo	Radio [ft]	Especificaciones
W-2	(9,3)	Productor	0.25	$p_{sf}=5300$ [psia]
W-3	(4,4)	Inyector	0.25	$q_{wsc}= 250$ [B/D]
W-4	(3,2)	Productor	0.25	$p_{sf}= 5300$ [psia]
$S_{oi}$ [1]			0.5	
$S_{wi}$ [1]			0.5	
$p_{oi}$ [psia]			7000	

Para este caso se cuenta con dos tiempos de simulación, uno a los cien días y el segundo a los trescientos días; las **Tablas 3.11** y **3.12** presentan la distribución de la presión de la fase aceite a estos pasos de tiempo, mientras que las **Tablas 3.13** y **3.14** adjuntan la distribución de la saturación de la fase aceite. De manera similar al escenario anterior, las celdas con los pozos activos se distinguen por su borde más grueso.

Debe observarse que, para el caso de la distribución de la presión, decae de manera significativa a lo largo de todo el yacimiento en ambos pasos de tiempo, incluso en la celda que contiene al pozo inyector (W-3, celda (4, 4)) y sus vecindades, por lo que se puede interpretar que el gasto de inyección es insuficiente para alcanzar el mantenimiento de presión buscado en este tipo de procesos de recuperación. Además, se puede notar que en las celdas que contienen a los pozos productores, la presión se mantiene por encima de las especificaciones ( $p_{sf}= 5300$  [psia]) mostradas en la Tabla 3.10.

Tabla 3.11. Distribución de la presión de la fase aceite a 100 [d] de producción, para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua (pág.300 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	5407.3	5401.8	5418.1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	5417.9	5406.5	5385.9	5426.1	5442.8	0	0	0	5386.2	5399.6	0	0
3	5424.5	5416.8	5417.2	5441.2	5451.2	5450.2	5438.3	5415.7	5374.5	5397.8	5403.3	5408.7
4	5433.4	5431	5438	5461	5453.9	5451.8	5439.6	5421.8	5405.1	5403.2	5403.4	5405.8
5	5438.3	5438.8	5447	5455.1	5450.8	5448	5441.4	5425.9	5413.6	5405.7	0	0
6	0	0	0	5458.3	5450.4	5447.2	5441.3	5429.4	5417.3	5407.5	0	0
7	0	0	0	0	0	5446.4	5441.6	5433.8	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	5442.6	5436.8	5439.1	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	5444.2	5439.2	5439	0	0	0

Tabla 3.12. Distribución de la presión de la fase aceite a 300 [d] de producción, para el yacimiento con flujo bifásico con inyección de agua (pág.300 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	5370.1	5367.1	5377.8	0	0	0	0	0	0	0	0
2	5376.9	5368.1	5355.6	5382	5390.8	0	0	0	5343.7	5349	0	0
3	5380.6	5374	5374.7	5391.8	5394.8	5388.6	5374.4	5359	5336.8	5346	5347.7	5350.7
4	5387.1	5383.3	5389.2	5407.4	5394.8	5389	5374.7	5361.5	5351.2	5348	5346.9	5347.6
5	5390.4	5390.1	5395.2	5398.4	5389.9	5384.1	5375.3	5363	5354.9	5348.6	0	0
6	0	0	0	5399.9	5388.6	5382.5	5374.1	5364.1	5356.5	5349.4	0	0
7	0	0	0	0	0	5380.4	5372.9	5365.4	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	5371.5	5365.3	5365.8	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	5371.1	5365.3	5364.8	0	0	0

En el caso de la distribución de la saturación, se advierte un claro descenso en la magnitud de la saturación de aceite en la celda contenedora del pozo inyector, en la que el aceite está siendo desplazado por el agua de inyección, Tablas 3.13 y 3.14.



Tabla 3.13. Distribución de la saturación de la fase aceite a 100 [d] de producción, para el yacimiento con flujo bifásico con inyección de agua (pág.300 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.4958	0.4958	0.4961	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.4955	0.4963	0.4951	0.4971	0.4961	0	0	0	0.4958	0.4958	0	0
3	0.4958	0.4966	0.4966	0.4899	0.4961	0.4962	0.4963	0.4961	0.4962	0.4963	0.4961	0.4959
4	0.4958	0.4956	0.4955	0.4505	0.4971	0.4957	0.4964	0.4962	0.4962	0.4962	0.4963	0.4963
5	0.4959	0.4961	0.4958	0.4965	0.4966	0.4964	0.4962	0.4963	0.4963	0.4963	0	0
6	0	0	0	0.4952	0.4965	0.4964	0.4964	0.4963	0.4963	0.4963	0	0
7	0	0	0	0	0	0.4963	0.4963	0.4963	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.4963	0.4964	0.4962	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.4962	0.4963	0.4964	0	0	0

Tabla 3.14. Distribución de la saturación de la fase aceite a 300 [d] de producción, para el yacimiento con flujo bifásico con inyección de agua (pág.300 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.4951	0.4949	0.4962	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.494	0.4964	0.4962	0.4983	0.4957	0	0	0	0.4949	0.4949	0	0
3	0.4949	0.4972	0.4974	0.461	0.495	0.496	0.4963	0.4957	0.4961	0.4963	0.4958	0.4951
4	0.4947	0.4928	0.4914	0.3797	0.4855	0.4958	0.4964	0.4961	0.496	0.4961	0.4963	0.4964
5	0.495	0.4955	0.4947	0.4963	0.497	0.4966	0.4959	0.4962	0.4962	0.4965	0	0
6	0	0	0	0.4952	0.4967	0.4964	0.4964	0.4963	0.4963	0.4962	0	0
7	0	0	0	0	0	0.4961	0.4963	0.4961	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.4961	0.4965	0.4959	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.4959	0.4963	0.4964	0	0	0

### 3.1.3. Yacimiento con flujo trifásico

En este escenario se considera que el yacimiento se encuentra saturado con aceite, agua y gas. La **Tabla 3.15** provee la información de los cinco pozos activos considerados en este caso; se asume que todos los pozos tienen un factor de daño igual a cero. Asimismo, se incluye el dato para la presión inicial ( $p_{oi}$ ) y de la saturación ( $S_{oi}$ ), considerando que todas las celdas poseen el mismo valor.

Tabla 3.15. Información de los pozos y condiciones iniciales del yacimiento con flujo trifásico (pág. 297 del libro Ertekin y cols.).

Pozo	Celda	Tipo	Radio [ft]	Especificaciones
W-1	(7,7)	Productor	0.25	$q_{tsc} = -100000$ [STB/D]
W-2	(9,3)	Productor	0.25	$p_{sf} = 3400$ [psia]
W-3	(4,4)	Productor	0.25	$q_{osc} = -100$ [STB/D]
W-4	(3,2)	Productor	0.25	$q_{gsc} = -1$ [MMscf/D]
W-5	(6,4)	Productor	0.25	$q_{Lsc} = -150$ [STB/D]
$S_{oi}$ [1]		0.5		
$S_{gi}$ [1]		0.08		
$S_{wi}$ [1]		0.42		
$p_{oi}$ [psia]		4800		

Por último, las **Tablas 3.16** y **3.17** proveen la distribución de la presión y de la saturación a lo largo de la malla para la fase aceite, resultados obtenidos del simulador después de sesenta días de producción.

Tabla 3.16. Distribución de la presión de la fase aceite después de 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico (pág. 297 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	3617.1	3610.8	3609.7	0	0	0	0	0	0	0	0
2	3620.7	3613.7	3597.7	3599.6	3594.4	0	0	0	3544.4	3573.5	0	0
3	3621.2	3614.2	3602.8	3590.6	3584.8	3569.7	3586.9	3578.9	3524.3	3575.5	3590.4	3601.2
4	3622.3	3614.8	3599.7	3573.2	3576.2	3549.6	3587.3	3589.1	3575.7	3585.1	3592.1	3600.4
5	3622.6	3615.9	3601.7	3586.5	3584.8	3579.7	3593.1	3596.1	3589.5	3589.9	0	0
6	0	0	0	3590.8	3588.2	3586.9	3593.9	3601.2	3594.6	3592.4	0	0
7	0	0	0	0	0	3589.6	3589	3608.3	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	3604.4	3618	3626.1	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	3617.5	3625.9	3629.5	0	0	0

Tabla 3.17. Distribución de la saturación de la fase aceite después de 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico (pág. 297 del libro Ertekin y cols.).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.4605	0.4606	0.4598	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.4621	0.4586	0.459	0.4609	0.4589	0	0	0	0.4583	0.4597	0	0
3	0.461	0.4573	0.4567	0.4591	0.4604	0.4579	0.4583	0.4613	0.463	0.4584	0.4587	0.4598
4	0.4611	0.4594	0.4584	0.4566	0.4579	0.4587	0.458	0.4585	0.461	0.4581	0.4579	0.458
5	0.4609	0.4599	0.4613	0.4574	0.4569	0.4572	0.4587	0.4587	0.4584	0.4577	0	0
6	0	0	0	0.4618	0.4574	0.4578	0.458	0.4588	0.4587	0.4581	0	0
7	0	0	0	0	0	0.4583	0.4579	0.4591	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.4587	0.4586	0.4597	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.4594	0.4591	0.459	0	0	0

## 3.2. Resultados

El cálculo del ROI se debe efectuar a tiempos de explotación múltiples, para reducir la incertidumbre de los resultados y asegurar que los valores obtenidos se preservan por periodos de tiempo largos, indicando que el aceite no ha fluido hacia los pozos y, al mismo tiempo, identificar las áreas con mayor potencial de producción. A continuación, se estiman los valores del índice para los distintos escenarios de yacimiento mencionados anteriormente, empleando los métodos de normalización comentados.

Usando la aproximación basada en la malla de simulación (GB), los mapas del *ROI* generados varían del verde al rojo, en donde los valores más bajos o cercanos a cero se muestran en color verde, mismos que representan las celdas con el potencial de producción menor, o sin oportunidades; los valores del índice que oscilan alrededor del 0.5 se representan con color amarillo; mientras que los valores calculados más altos o cercanos a uno, se muestran en color rojo, indicando las zonas con las mejores oportunidades. De nueva cuenta, las celdas que contienen los pozos se enmarcan con un borde más grueso. El proceso de identificación de oportunidades se realiza en la sección de análisis de los resultados (sección 3.3).

### 3.2.1. Yacimiento con flujo monofásico

En esta sección se anexan los resultados del índice de oportunidad del yacimiento obtenidos con los tres métodos de normalización, para el escenario en que el yacimiento ha producido por sesenta días con condiciones de flujo monofásicas con y sin considerar la presión.

#### 3.2.1.1. *Con respecto al valor máximo*

Con este método de normalización se pueden visualizar tres zonas con oportunidades, representadas con las celdas de color rojo intenso. El cálculo para el cual se considera la presión proporciona oportunidades más altas, como puede observarse en las **Figuras 3.3 y 3.4.**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.541	0.569	0.45	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.45	0.78	0.738	0.621	0.436	0	0	0	0.359	0.487	0	0
3	0.533	0.833	0.779	0.778	0.672	0.619	0.662	0.668	0.553	0.63	0.438	0.388
4	0.645	0.823	0.839	0.943	0.851	0.853	0.973	0.885	0.694	0.815	0.563	0.419
5	0.379	0.541	0.544	0.876	0.874	0.878	0.952	0.774	0.587	0.625	0	0
6	0	0	0	0.504	0.604	0.696	0.798	0.567	0.385	0.382	0	0
7	0	0	0	0	0	0.366	0.593	0.481	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.601	0.552	0.336	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.509	0.525	0.314	0	0	0

Figura 3.3. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al valor máximo.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.398	0.429	0.302	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.302	0.689	0.634	0.489	0.289	0	0	0	0.219	0.345	0	0
3	0.39	0.76	0.688	0.687	0.551	0.489	0.542	0.552	0.418	0.507	0.294	0.245
4	0.518	0.747	0.769	0.916	0.786	0.791	0.965	0.84	0.585	0.745	0.428	0.275
5	0.233	0.398	0.402	0.822	0.819	0.826	0.933	0.687	0.455	0.5	0	0
6	0	0	0	0.358	0.471	0.582	0.717	0.43	0.241	0.239	0	0
7	0	0	0	0	0	0.222	0.459	0.336	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.468	0.413	0.196	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.365	0.383	0.177	0	0	0

Figura 3.4. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al valor máximo.

### 3.2.1.2. Con respecto al valor máximo modificado

Los mapas obtenidos con esta técnica de normalización se presentan en las **Figuras 3.5 y 3.6**, en ellos observan prácticamente las mismas zonas con potencial que con el método anterior, pero, al contrario de este caso, aquí los valores sin considerar la presión son mayores que los obtenidos al incorporarla.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.493	0.519	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.411	0.711	0.673	0.566	0.398	0	0	0	0.328	0.445	0	0
3	0.487	0.76	0.711	0.71	0.613	0.565	0.604	0.61	0.504	0.575	0.4	0.354
4	0.589	0.75	0.765	0.86	0.776	0.779	0.888	0.807	0.633	0.744	0.514	0.382
5	0.346	0.493	0.496	0.799	0.797	0.801	0.868	0.706	0.536	0.57	0	0
6	0	0	0	0.46	0.551	0.635	0.728	0.517	0.351	0.348	0	0
7	0	0	0	0	0	0.334	0.541	0.439	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.548	0.504	0.306	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.465	0.479	0.286	0	0	0

Figura 3.5. Mapa 2D del  $ROI$  considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al valor máximo modificado.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.412	0.444	0.312	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.313	0.714	0.657	0.507	0.299	0	0	0	0.226	0.357	0	0
3	0.404	0.788	0.713	0.712	0.571	0.507	0.562	0.572	0.433	0.525	0.304	0.253
4	0.537	0.773	0.797	0.95	0.815	0.819	1	0.87	0.606	0.772	0.443	0.284
5	0.242	0.412	0.416	0.851	0.849	0.855	0.967	0.712	0.471	0.518	0	0
6	0	0	0	0.371	0.488	0.603	0.742	0.446	0.25	0.248	0	0
7	0	0	0	0	0	0.23	0.476	0.348	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.485	0.428	0.203	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.379	0.397	0.183	0	0	0

Figura 3.6. Mapa 2D del  $ROI$  sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al valor máximo modificado.

### 3.2.1.3. Con respecto al intervalo de variación

En este caso, las oportunidades se aprecian con menor intensidad comparado con los otros dos métodos de normalización; sin embargo, se obtienen las mismas áreas con oportunidades. Además, existen algunas celdas activas en las cuales el valor del  $ROI$  es cero debido a la forma de las ecuaciones de este tipo de normalización, lo cual se analizará a mayor detalle en la sección de análisis de resultados; las **Figuras 3.7** y **3.8** presentan los resultados con y sin considerar la presión, respectivamente.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.501	0.5	0.292	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.376	0.742	0.693	0.494	0.251	0	0	0	0.072	0.229	0	0
3	0.473	0.812	0.736	0.674	0.519	0.423	0.392	0.312	0	0.322	0.229	0.184
4	0.597	0.77	0.817	0.871	0.682	0.62	0.64	0.474	0.397	0.488	0.312	0.208
5	0.261	0.439	0.445	0.754	0.724	0.598	0.625	0.374	0.337	0.326	0	0
6	0	0	0	0.367	0.417	0.406	0.486	0.302	0.166	0.146	0	0
7	0	0	0	0	0	0.131	0.298	0.28	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.243	0.32	0.117	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.282	0	0	0	0

Figura 3.7. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al intervalo de variación.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.355	0.354	0.159	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.232	0.643	0.582	0.353	0.132	0	0	0	0.067	0.239	0	0
3	0.327	0.739	0.647	0.573	0.395	0.306	0.304	0.275	0.255	0.396	0.218	0.149
4	0.461	0.683	0.76	0.854	0.605	0.542	0.623	0.473	0.454	0.649	0.338	0.18
5	0.135	0.296	0.308	0.694	0.671	0.52	0.594	0.318	0.315	0.341	0	0
6	0	0	0	0.238	0.299	0.295	0.409	0.226	0.105	0.101	0	0
7	0	0	0	0	0	0.056	0.199	0.195	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.146	0.234	0.052	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.192	0	0	0	0

Figura 3.8. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo monofásico, normalizado con respecto al intervalo de variación.

### 3.2.2. Yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua

En esta sección se incluyen los resultados del índice de oportunidad del yacimiento obtenidos por medio de los tres métodos de normalización para estas condiciones de flujo del yacimiento, a los cien y trescientos días de producción, haciendo uso de las ecuaciones (2.8) y (2.9).

De manera similar al caso del yacimiento con flujo monofásico, los mapas obtenidos del índice de oportunidad muestran la presencia de tres áreas potenciales; sin embargo, en el caso actual se tienen pozos activos muy cercanos a las zonas identificadas. Los planes de explotación sugeridos para cada tipo de yacimiento se discuten en la sección de análisis de resultados. Además, puede notarse, en los doce mapas obtenidos para estas condiciones de flujo, un mantenimiento o incremento del valor del *ROI* claro en la celda del pozo W-4 y sus vecindades, debido a los efectos de la inyección de agua en el pozo inyector W-3 que ocasiona el desplazamiento del aceite a la zona del primer pozo, incrementando la saturación de esta fase y, por ende, el índice de oportunidad.

3.2.2.1. Con respecto al valor máximo

Con este método de normalización, los valores del índice conseguidos son mayores que los obtenidos que con los otros métodos, como se observa en las **Figuras 3.9** y **3.10**. Los valores calculados permanecen prácticamente constantes a los cien y trescientos días, excepto en la celda del pozo inyector.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.539	0.566	0.448	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.449	0.777	0.734	0.62	0.436	0	0	0	0.361	0.49	0	0
3	0.532	0.831	0.778	0.774	0.672	0.62	0.664	0.671	0.556	0.633	0.44	0.39
4	0.644	0.821	0.838	0.914	0.852	0.854	0.975	0.888	0.697	0.819	0.566	0.421
5	0.378	0.54	0.544	0.877	0.875	0.879	0.954	0.777	0.59	0.628	0	0
6	0	0	0	0.504	0.605	0.697	0.8	0.569	0.387	0.384	0	0
7	0	0	0	0	0	0.367	0.595	0.482	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.602	0.554	0.337	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.511	0.527	0.315	0	0	0

Figura 3.9. Mapa 2D del *ROI* considerando la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.539	0.567	0.449	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.449	0.778	0.735	0.621	0.436	0	0	0	0.361	0.489	0	0
3	0.532	0.832	0.779	0.759	0.671	0.62	0.663	0.671	0.556	0.633	0.44	0.389
4	0.644	0.82	0.836	0.863	0.845	0.854	0.975	0.888	0.697	0.819	0.566	0.421
5	0.378	0.54	0.543	0.877	0.875	0.879	0.953	0.776	0.589	0.628	0	0
6	0	0	0	0.504	0.604	0.696	0.799	0.568	0.387	0.384	0	0
7	0	0	0	0	0	0.366	0.594	0.482	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.602	0.553	0.336	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.51	0.526	0.314	0	0	0

Figura 3.10. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo.

Los efectos del cambio en la saturación de aceite debidos a la inyección de agua se pueden notar en la celda del pozo inyector y las celdas vecinas, para el escenario sin considerar la presión, como puede visualizarse en las **Figuras 3.11 y 3.12**.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.397	0.428	0.301	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.302	0.689	0.633	0.49	0.288	0	0	0	0.218	0.345	0	0
3	0.389	0.76	0.688	0.683	0.551	0.489	0.542	0.552	0.418	0.507	0.293	0.244
4	0.518	0.746	0.769	0.873	0.787	0.79	0.965	0.84	0.584	0.745	0.428	0.275
5	0.233	0.398	0.401	0.822	0.819	0.826	0.933	0.687	0.455	0.5	0	0
6	0	0	0	0.358	0.471	0.582	0.717	0.43	0.241	0.239	0	0
7	0	0	0	0	0	0.222	0.459	0.336	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.468	0.413	0.196	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.365	0.383	0.177	0	0	0

Figura 3.11. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.397	0.428	0.301	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.301	0.689	0.634	0.49	0.288	0	0	0	0.218	0.344	0	0
3	0.389	0.761	0.689	0.662	0.551	0.489	0.542	0.552	0.418	0.507	0.293	0.244
4	0.517	0.744	0.766	0.802	0.778	0.79	0.965	0.84	0.584	0.745	0.428	0.275
5	0.233	0.397	0.401	0.822	0.819	0.826	0.933	0.687	0.455	0.5	0	0
6	0	0	0	0.358	0.471	0.582	0.717	0.43	0.241	0.239	0	0
7	0	0	0	0	0	0.222	0.459	0.336	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.468	0.413	0.196	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.365	0.383	0.177	0	0	0

Figura 3.12. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo.

### 3.2.2.2. Con respecto al valor máximo modificado

Las Figuras 3.13 y 3.14 presentan los mapas obtenidos a los cien y trescientos días de producción, respectivamente, para el escenario de cálculo en el cual se considera la presión; es posible notar que las oportunidades a los trescientos días son menores que aquellas obtenidas a los cien días de producción, debido a los efectos del aumento en la caída de la presión conforme avanza el tiempo de producción y su asociado cambio en la saturación de aceite por la producción. Esto nos puede indicar que el gasto de inyección de agua es insuficiente para contrarrestar la caída de presión generado por el gasto de producción de aceite.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.507	0.532	0.422	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.422	0.731	0.69	0.583	0.41	0	0	0	0.339	0.46	0	0
3	0.5	0.781	0.731	0.728	0.632	0.583	0.624	0.631	0.523	0.596	0.414	0.366
4	0.606	0.772	0.788	0.859	0.801	0.803	0.917	0.835	0.655	0.77	0.532	0.396
5	0.356	0.508	0.511	0.825	0.823	0.827	0.897	0.73	0.554	0.591	0	0
6	0	0	0	0.474	0.569	0.655	0.752	0.535	0.364	0.361	0	0
7	0	0	0	0	0	0.345	0.559	0.453	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.566	0.521	0.316	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.48	0.496	0.296	0	0	0

Figura 3.13. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo modificado.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.505	0.531	0.421	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.42	0.729	0.689	0.582	0.409	0	0	0	0.338	0.459	0	0
3	0.499	0.779	0.73	0.711	0.629	0.581	0.622	0.629	0.522	0.594	0.412	0.365
4	0.603	0.768	0.783	0.809	0.792	0.8	0.913	0.832	0.653	0.767	0.53	0.394
5	0.354	0.506	0.509	0.822	0.82	0.824	0.893	0.727	0.552	0.589	0	0
6	0	0	0	0.472	0.567	0.653	0.749	0.533	0.362	0.359	0	0
7	0	0	0	0	0	0.343	0.557	0.451	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.564	0.519	0.315	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.478	0.493	0.295	0	0	0

Figura 3.14. Mapa 2D del *ROI* considerando la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo modificado.

Se puede observar que, para el escenario de cálculo sin considerar la presión, los valores del *ROI* a lo largo del yacimiento permanecen prácticamente constantes, con excepción de la celda en la que se encuentra el pozo inyector, en donde la caída en la saturación de aceite provoca la disminución en el valor del índice, como se muestra en las **Figuras 3.15 y 3.16**.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.41	0.442	0.311	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.311	0.711	0.653	0.506	0.298	0	0	0	0.225	0.356	0	0
3	0.402	0.785	0.711	0.705	0.569	0.505	0.559	0.57	0.431	0.523	0.303	0.252
4	0.535	0.77	0.794	0.901	0.812	0.816	0.996	0.867	0.603	0.769	0.442	0.283
5	0.241	0.411	0.414	0.849	0.846	0.852	0.963	0.709	0.469	0.516	0	0
6	0	0	0	0.369	0.486	0.601	0.74	0.444	0.249	0.247	0	0
7	0	0	0	0	0	0.229	0.474	0.347	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.483	0.426	0.202	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.377	0.396	0.183	0	0	0

Figura 3.15. Mapa 2D del *ROI* sin considerar la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo modificado.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.41	0.442	0.311	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.311	0.711	0.654	0.506	0.298	0	0	0	0.225	0.355	0	0
3	0.402	0.785	0.711	0.684	0.568	0.505	0.559	0.569	0.431	0.523	0.303	0.252
4	0.534	0.768	0.79	0.827	0.803	0.816	0.996	0.867	0.603	0.769	0.442	0.283
5	0.241	0.41	0.414	0.848	0.846	0.852	0.963	0.709	0.469	0.517	0	0
6	0	0	0	0.369	0.486	0.601	0.74	0.444	0.249	0.247	0	0
7	0	0	0	0	0	0.229	0.474	0.347	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.483	0.427	0.202	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.377	0.396	0.183	0	0	0

Figura 3.16. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al valor máximo modificado.

3.2.2.3. Con respecto al intervalo de variación

Nuevamente, en las Figuras 3.17 y 3.18 se observa que los valores del índice obtenidos con este método son menores, con respecto a los calculados con los métodos anteriores; también, se presentan celdas que poseen un valor igual a cero, hecho que se abordará con más detalle en la sección de análisis de los resultados. Los efectos del mantenimiento e incremento del valor del índice en la zona del pozo W-4 vistos con estas condiciones de flujo son más evidentes con esta técnica de normalización, en especial, cuando se considera la presión.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.363	0.34	0.233	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.299	0.535	0.355	0.421	0.239	0	0	0	0.084	0.255	0	0
3	0.395	0.644	0.591	0.629	0.517	0.434	0.409	0.33	0	0.348	0.251	0.206
4	0.525	0.673	0.751	0.87	0.696	0.64	0.663	0.496	0.418	0.519	0.337	0.227
5	0.237	0.402	0.43	0.766	0.735	0.612	0.648	0.392	0.355	0.348	0	0
6	0	0	0	0.38	0.428	0.418	0.506	0.319	0.176	0.157	0	0
7	0	0	0	0	0	0.137	0.313	0.297	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.257	0.341	0.125	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.302	0	0	0	0

Figura 3.17. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al intervalo de variación.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.39	0.377	0.244	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.312	0.568	0.449	0.431	0.236	0	0	0	0.075	0.214	0	0
3	0.404	0.661	0.608	0.618	0.504	0.409	0.367	0.287	0	0.273	0.194	0.163
4	0.532	0.673	0.751	0.82	0.665	0.601	0.593	0.428	0.347	0.406	0.254	0.171
5	0.239	0.404	0.428	0.749	0.697	0.566	0.577	0.335	0.294	0.269	0	0
6	0	0	0	0.37	0.403	0.383	0.445	0.27	0.146	0.122	0	0
7	0	0	0	0	0	0.124	0.273	0.249	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.219	0.281	0.103	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.246	0	0	0	0

Figura 3.18. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al intervalo de variación.

Como ya se mencionó, los efectos del mantenimiento del valor del ROI cuando no se considera la presión son menos perceptibles, **Figuras 3.19 y 3.20**; mientras que los valores del índice en el resto del yacimiento se mantienen constantes, posiblemente por el periodo de producción transcurrido corto.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.355	0.353	0.159	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.231	0.643	0.581	0.354	0.132	0	0	0	0.066	0.239	0	0
3	0.327	0.739	0.647	0.568	0.395	0.306	0.304	0.275	0.255	0.396	0.218	0.149
4	0.461	0.682	0.759	0.812	0.605	0.541	0.623	0.473	0.454	0.649	0.338	0.18
5	0.134	0.296	0.308	0.694	0.671	0.52	0.593	0.318	0.315	0.341	0	0
6	0	0	0	0.238	0.299	0.295	0.409	0.226	0.105	0.101	0	0
7	0	0	0	0	0	0.056	0.199	0.195	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.146	0.234	0.051	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.192	0	0	0	0

Figura 3.19. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 100 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al intervalo de variación.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.354	0.353	0.159	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.231	0.643	0.582	0.354	0.131	0	0	0	0.066	0.238	0	0
3	0.326	0.74	0.647	0.55	0.394	0.306	0.304	0.275	0.255	0.396	0.217	0.149
4	0.46	0.68	0.756	0.742	0.598	0.541	0.623	0.473	0.454	0.649	0.338	0.18
5	0.134	0.296	0.308	0.694	0.671	0.52	0.593	0.318	0.315	0.341	0	0
6	0	0	0	0.238	0.299	0.295	0.409	0.226	0.105	0.101	0	0
7	0	0	0	0	0	0.056	0.199	0.195	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.146	0.234	0.051	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.192	0	0	0	0

Figura 3.20. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 300 [d] de producción para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua, normalizado con respecto al intervalo de variación.

### 3.2.3. Yacimiento con flujo trifásico

En esta sección se anexan los resultados del índice de oportunidad del yacimiento obtenidos con los tres métodos de normalización, para el escenario de flujo trifásico en el yacimiento, es decir, agua congénita, gas y aceite; a sesenta días de producción, con y sin considerar los efectos de la presión, tomando en consideración que en este escenario se cuenta con cinco pozos productores activos, los cuales se encuentran señalados por las celdas con el borde más grueso.

#### 3.2.3.1. Con respecto al valor máximo

De nueva cuenta, para este yacimiento es posible visualizar las mismas oportunidades que en los dos casos de yacimientos tratados anteriormente; además es importante destacar que las regiones con mayor potencial se encuentran en las vecindades de los pozos existentes como se muestra en las **Figuras 3.21** y **3.22**. Empleando este método de normalización, los valores del índice calculados también son mayores en el escenario en que se considera la presión.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.541	0.569	0.449	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.451	0.779	0.736	0.621	0.436	0	0	0	0.36	0.49	0	0
3	0.534	0.831	0.777	0.777	0.671	0.617	0.662	0.671	0.556	0.633	0.44	0.391
4	0.646	0.823	0.838	0.938	0.848	0.849	0.973	0.887	0.697	0.819	0.566	0.421
5	0.38	0.541	0.544	0.874	0.871	0.876	0.952	0.776	0.589	0.628	0	0
6	0	0	0	0.504	0.603	0.695	0.798	0.569	0.387	0.384	0	0
7	0	0	0	0	0	0.366	0.593	0.483	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.602	0.554	0.337	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.511	0.528	0.315	0	0	0

Figura 3.21. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al valor máximo.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.399	0.43	0.302	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.303	0.689	0.635	0.491	0.289	0	0	0	0.219	0.345	0	0
3	0.391	0.76	0.687	0.688	0.553	0.489	0.542	0.554	0.42	0.507	0.294	0.245
4	0.52	0.748	0.77	0.915	0.786	0.792	0.965	0.841	0.586	0.745	0.428	0.275
5	0.234	0.399	0.403	0.821	0.818	0.825	0.934	0.687	0.455	0.5	0	0
6	0	0	0	0.36	0.47	0.582	0.717	0.43	0.242	0.239	0	0
7	0	0	0	0	0	0.222	0.459	0.336	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.469	0.413	0.196	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.366	0.384	0.177	0	0	0

Figura 3.22. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al valor máximo.

### 3.2.3.2. Con respecto al valor máximo modificado

Las **Figuras 3.23** y **3.24** contienen los resultados obtenidos con el método de normalización basado en el valor máximo modificado, observándose que los valores de las oportunidades son menores en el escenario en el cual se hace consideración de la presión en comparación con el caso contrario; las zonas con potencial de producción son similares en todos los métodos de normalización y muy cercanas a los pozos.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.49	0.515	0.407	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.409	0.706	0.667	0.562	0.395	0	0	0	0.326	0.444	0	0
3	0.484	0.753	0.704	0.704	0.608	0.559	0.6	0.608	0.503	0.573	0.399	0.354
4	0.586	0.745	0.759	0.849	0.768	0.769	0.881	0.804	0.632	0.742	0.513	0.382
5	0.344	0.49	0.493	0.791	0.789	0.793	0.863	0.703	0.534	0.569	0	0
6	0	0	0	0.457	0.546	0.629	0.723	0.515	0.35	0.348	0	0
7	0	0	0	0	0	0.331	0.537	0.437	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.545	0.502	0.306	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.463	0.478	0.286	0	0	0

Figura 3.23. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al valor máximo modificado.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.395	0.426	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.301	0.684	0.629	0.487	0.286	0	0	0	0.217	0.343	0	0
3	0.388	0.753	0.682	0.682	0.548	0.485	0.538	0.549	0.417	0.503	0.291	0.243
4	0.516	0.741	0.763	0.907	0.78	0.785	0.957	0.834	0.582	0.739	0.424	0.272
5	0.232	0.395	0.4	0.814	0.811	0.818	0.926	0.681	0.451	0.496	0	0
6	0	0	0	0.357	0.466	0.577	0.71	0.427	0.24	0.237	0	0
7	0	0	0	0	0	0.22	0.455	0.333	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.465	0.41	0.194	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0.363	0.381	0.176	0	0	0

Figura 3.24. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al valor máximo modificado.

### 3.2.3.3. Con respecto al intervalo de variación

Los resultados correspondientes a esta técnica de normalización con y sin considerar la presión se presentan en las **Figuras 3.25** y **3.26**, respectivamente; es posible identificar tres zonas con oportunidad, al igual que con los otros dos métodos de normalización. Nuevamente, con este tipo de normalización, la magnitud del índice de oportunidad es menor y hay celdas activas para las cuales el valor es cero.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.482	0.47	0.274	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.368	0.706	0.619	0.448	0.226	0	0	0	0.095	0.299	0	0
3	0.463	0.775	0.678	0.592	0.449	0.343	0.381	0.341	0	0.424	0.31	0.254
4	0.584	0.738	0.745	0.697	0.565	0.413	0.615	0.517	0.466	0.625	0.419	0.286
5	0.258	0.425	0.413	0.658	0.637	0.522	0.613	0.411	0.395	0.417	0	0
6	0	0	0	0.331	0.378	0.373	0.48	0.335	0.195	0.187	0	0
7	0	0	0	0	0	0.124	0.29	0.313	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.254	0.366	0.137	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.33	0	0	0	0

Figura 3.25. Mapa 2D del ROI considerando la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al intervalo de variación.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	0.356	0.355	0.159	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.233	0.643	0.583	0.355	0.132	0	0	0	0.066	0.239	0	0
3	0.328	0.739	0.646	0.573	0.396	0.306	0.305	0.276	0.257	0.396	0.218	0.15
4	0.463	0.684	0.76	0.853	0.605	0.542	0.623	0.473	0.455	0.649	0.338	0.18
5	0.135	0.297	0.31	0.694	0.67	0.519	0.594	0.319	0.315	0.341	0	0
6	0	0	0	0.239	0.298	0.295	0.409	0.226	0.105	0.101	0	0
7	0	0	0	0	0	0.056	0.199	0.196	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0.147	0.235	0.052	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.193	0	0	0	0

Figura 3.26. Mapa 2D del ROI sin considerar la presión a los 60 [d] de producción para el yacimiento con flujo trifásico, normalizado con respecto al intervalo de variación.

### 3.3. Análisis de los resultados

Los resultados obtenidos fueron similares en los tres tipos de condiciones de flujo consideradas para el yacimiento, independientemente de la variación de la saturación en los casos de flujo bifásico con inyección de agua y flujo trifásico, y de la presión en los tres casos. Por lo que, de los tres índices secundarios que Varela y cols. consideran en su método, es decir, el parámetro de la capacidad de flujo, asociado con las características de la roca, el del volumen remanente de fluidos, asociado la saturación de aceite móvil y el de la energía remanente del sistema, asociado con la presión, se puede concluir que el que tuvo mayor influencia y minimizó el efecto de los restantes en el cálculo del *ROI*, fue el de la capacidad de flujo. Debido a que, al tratarse del mismo yacimiento, las propiedades de la roca se mantuvieron constantes en los tres casos y, por ende, el valor del *RQI*.

Con respecto a los métodos de normalización, los tres muestran las mismas oportunidades, o similares, bajo circunstancias iguales; sin embargo, se observa que el método con respecto al valor máximo modificado proporciona los valores más altos, seguido por el método con respecto al valor máximo, mientras que el método del intervalo de variación provee los valores del *ROI* más bajos.

El proceso de la identificación de las oportunidades presentes en el yacimiento, no sólo se efectúa tomando en consideración las celdas o regiones con los valores del *ROI* más altos, sino también incluyendo la localización de los pozos existentes, el radio de drene y las fronteras del yacimiento. Por ejemplo, si en un yacimiento se presenta una región que posea los valores calculados más altos, pero un pozo productor se encuentra en una zona adyacente cercana, es recomendable brindar el espaciamiento entre los pozos suficiente para minimizar su interferencia, por lo que la perforación de un pozo nuevo en esta zona no resulta apropiada; en este caso se recomienda que la localización del pozo se desplace hacia una zona en la que no interfiera con el pozo existente y que los valores del *ROI* continúen siendo altos, aunque ya no sean precisamente los valores más altos.

### 3.3.1. Yacimiento con flujo monofásico

En este caso, los tres métodos de normalización proveen prácticamente las mismas áreas con oportunidades, siendo el método del intervalo de variación el que proporciona las oportunidades menores, debido, como ya se mencionó, a la dispersión de los valores. Con esta normalización, al considerar los parámetros que se normalizan para la obtención del *ROI*, puede haber máximo tres celdas activas en las cuales el valor del índice es cero, ya que al menos uno de los índices secundarios (ecuaciones (2.16) a (2.18)) puede ser cero en alguna celda del modelo, cuando el valor de la variable evaluada es igual al valor mínimo. Esto se observa en la celda (3, 9) de la Figura 3.7, en la cual el índice de oportunidad es cero y contiene un pozo produciendo a gasto constante, lo que ocasiona que la presión decaiga y el valor de la presión sea el mínimo; y en las celdas (9, 7) y (9, 9) de las Figuras 3.7 y 3.8, que también son cero, debido a los valores mínimos de los otros dos índices secundarios. Por otro lado, la celda (4, 4) posee un valor del índice alto, el cual se puede deber a sus características petrofísicas y al hecho de que contiene el pozo W-2, produciendo a  $p_{wf}$  constante, lo que causa que la presión de la celda se mantenga a lo largo del tiempo, en los tres métodos de normalización.

Con base en los resultados obtenidos y, tomando en cuenta la localización de los pozos, en la **Tabla 3.18** se enlistan los pozos propuestos y los sidetracking de los pozos existentes. Vale la pena señalar que pueden existir varios planes de explotación a seguir y que el plan presente sólo es la propuesta que se consideró mejor, de acuerdo con los criterios establecidos.

La **Figura 3.27** ilustra la configuración de los pozos recomendada de acuerdo con el plan de explotación señalado anteriormente, con las celdas azules representando la localización de los pozos existentes; las celdas rojas representan los pozos propuestos y, por lo tanto, las áreas identificadas con las mayores oportunidades.

Tabla 3.18. Pozos propuestos para el yacimiento con flujo monofásico.

Celda	Características
(3, 2)	El pozo se encuentra a 1131.89 [ft] del pozo W-3 y, además, está en la cima del yacimiento
(4, 7)	Representa el punto con mayor oportunidad con los primeros dos métodos de normalización
(4, 10)	El pozo se encuentra a 790 [ft] del pozo W-2. Una alternativa es realizar el sidetracking del pozo W-2 en la dirección del pozo propuesto, por cercanía.

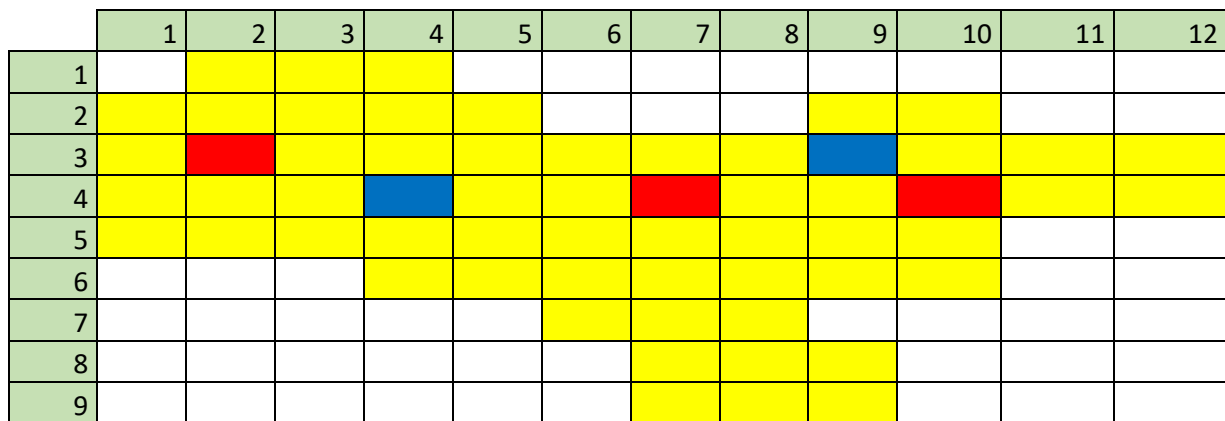


Figura 3.27. Distribución de pozos recomendada para el yacimiento con flujo monofásico.

### 3.3.2. Yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua

Al igual que en el escenario anterior, los valores del *ROI* en este caso indican oportunidades semejantes; sin embargo, en este yacimiento existe un pozo inyector en la celda (4, 4), el pozo W-2. Al momento de analizar esta celda y sus vecindades para ambos escenarios de cálculo, es decir, con y sin considerar la presión, se aprecian los efectos de la inyección de agua, ya que en todos los métodos de normalización es evidente que la disminución del valor del índice entre los cien y trescientos días en esta celda es mayor que en sus celdas adyacentes; por ejemplo, considerando el método de

normalización con respecto al valor máximo (Figuras 3.9 y 3.10), el índice de oportunidad en la celda decae a una tasa de 0.05, mientras que en las celdas adyacentes decrece en el orden de 0.001 a 0.017. Esto, a pesar de que en la celda (2, 3) hay un pozo productor drenando algunas de esas celdas, el pozo W-4. El efecto anterior puede atribuirse a que en la celda del pozo inyector la presión no aumenta a la misma tasa con la que decae la saturación de aceite, mientras que en las celdas vecinas la presión aumenta y la saturación decae al mismo ritmo. Un efecto similar sucede con los otros dos métodos de normalización.

El esquema de perforación de pozos para este yacimiento se anexa en la **Tabla 3.19.**, como se puede apreciar el esquema es muy similar al escenario analizado previamente.

Tabla 3.19. Pozos propuestos para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua.

Celda	Características
(3, 2)	El pozo se encuentra a 1131.89 [ft] del pozo W-3, el cual es el pozo inyector y puede verse beneficiado por este pozo, también dista 636.8 [ft] del pozo W-4; además, está localizado en la cima del yacimiento
(4, 7)	Representa la localización con la oportunidad mayor con los dos primeros métodos de normalización.
(4, 10)	El pozo se encuentra a 790 [ft] del pozo W-2. Una alternativa es realizar el sidetracking del pozo W-2 en la dirección del pozo propuesto, debido a la cercanía.
(7, 7)	Es una zona con oportunidad, de la cual podría obtenerse una recuperación buena de fluidos.

De manera similar al caso anterior, en la **Figura 3.28** se ilustra la configuración de los pozos a lo largo del yacimiento (Tabla 3.19), en color azul los pozos existentes y rojo los propuestos.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1		Yellow	Yellow	Yellow								
2	Yellow	Yellow	Blue	Yellow	Yellow				Yellow	Yellow		
3		Red	Yellow	Yellow			Yellow	Yellow	Blue	Yellow	Yellow	Yellow
4		Yellow	Yellow	Blue	Yellow		Red	Yellow	Yellow	Red	Yellow	Yellow
5	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow			Yellow	Yellow	Yellow	Yellow		
6				Yellow	Yellow		Yellow	Yellow	Yellow	Yellow		
7						Yellow	Red	Yellow				
8							Yellow	Yellow	Yellow			
9							Yellow	Yellow	Yellow			

Figura 3.28. Distribución de los pozos recomendada para el yacimiento con flujo bifásico e inyección de agua.

### 3.3.3. Yacimiento con flujo trifásico

Las oportunidades identificadas en este caso con los tres métodos de normalización son prácticamente las mismas que en el caso del yacimiento con flujo monofásico. Probablemente esto se debe a la falta de información, ya que la variación de la distribución de la presión y la saturación a lo largo del yacimiento es limitada, porque el periodo de simulación es sólo de sesenta días, el cual es muy corto para que se produzcan cambios significativos con respecto a las condiciones iniciales del yacimiento.

Con base en la información de los pozos para este caso proporcionada en la Tabla 3.15 y en los resultados obtenidos, se aprecia una congruencia clara entre las zonas con oportunidad y las zonas identificadas previamente por los autores del ejercicio contenido en este libro, lo cual sustenta la validez del método del índice de oportunidad. En algunas de las áreas con oportunidad identificadas ya se tiene un pozo en la celda correspondiente, o en las celdas adyacentes a dichas áreas. También se demuestra que la implementación del *ROI* se puede efectuar en cualquier etapa de producción para campos maduros y jóvenes.

Considerando lo anterior, las localizaciones de los pozos a perforar para este escenario son muy similares a los del yacimiento con flujo monofásico, los cuales se muestran en la **Tabla 3.20**.

Tabla 3.20. Pozos propuestos para el yacimiento con flujo trifásico.

Celda	Características
(3, 2)	El pozo se encuentra a 636.8 [ft] del pozo W-4 y, al igual que en el caso anterior, se localiza en la cima del yacimiento
(4, 7)	El pozo se encuentra a 736.5 [ft] del pozo W-5 y, además, representa la localización con la mayor oportunidad. Una alternativa a este pozo se tiene en la celda (8, 5) para proporcionarle a cada pozo un área de drene mayor
(4, 10)	El pozo se encuentra a 790 [ft] del pozo W-2. Una alternativa es desarrollar el sidetracking del pozo W-2 en la dirección del pozo propuesto.

La **Figura 3.29** muestra la distribución de los pozos en el yacimiento propuestos en la Tabla 3.20 (celdas rojas) y los pozos existentes (celdas azules).

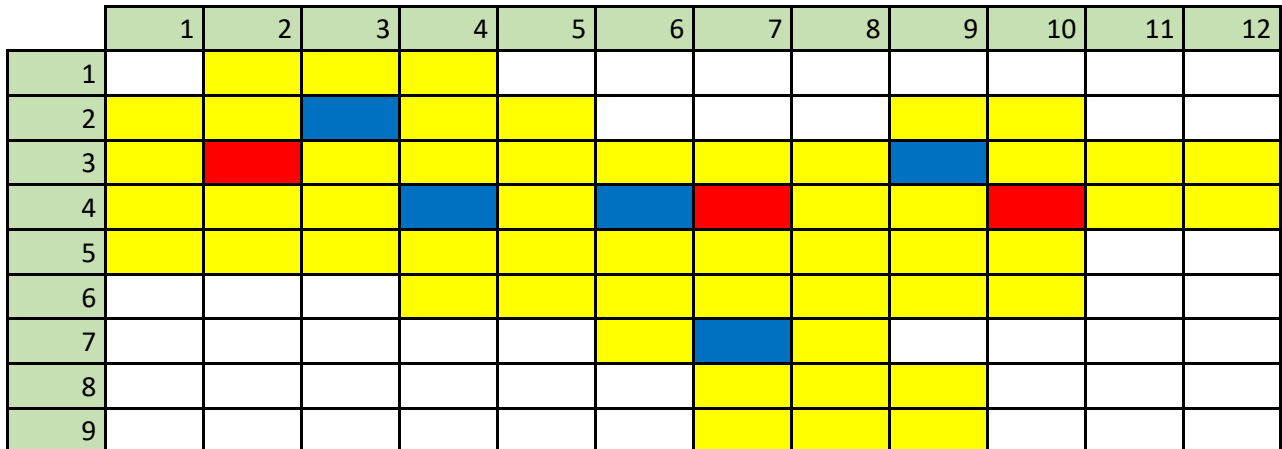


Figura 3.29. Distribución de los pozos recomendada para el yacimiento con flujo trifásico.

## 4. Caso de estudio II: Campo real B

La metodología ha sido implementada en el campo B, el cual es un yacimiento naturalmente fracturado, siendo uno de los cinco campos que conforman el complejo en el que se encuentra. La roca almacenadora del complejo está compuesta por rocas 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 comunicadas hidráulicamente, con una orientación preferencial de Noroeste a Sureste. El campo fue descubierto 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 4.1** se enlistan algunas de sus propiedades principales; mientras que en la **Figura 4.1**, se muestra la vista de planta del campo B.

Tabla 4.1. Propiedades y características generales del Campo B.

<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



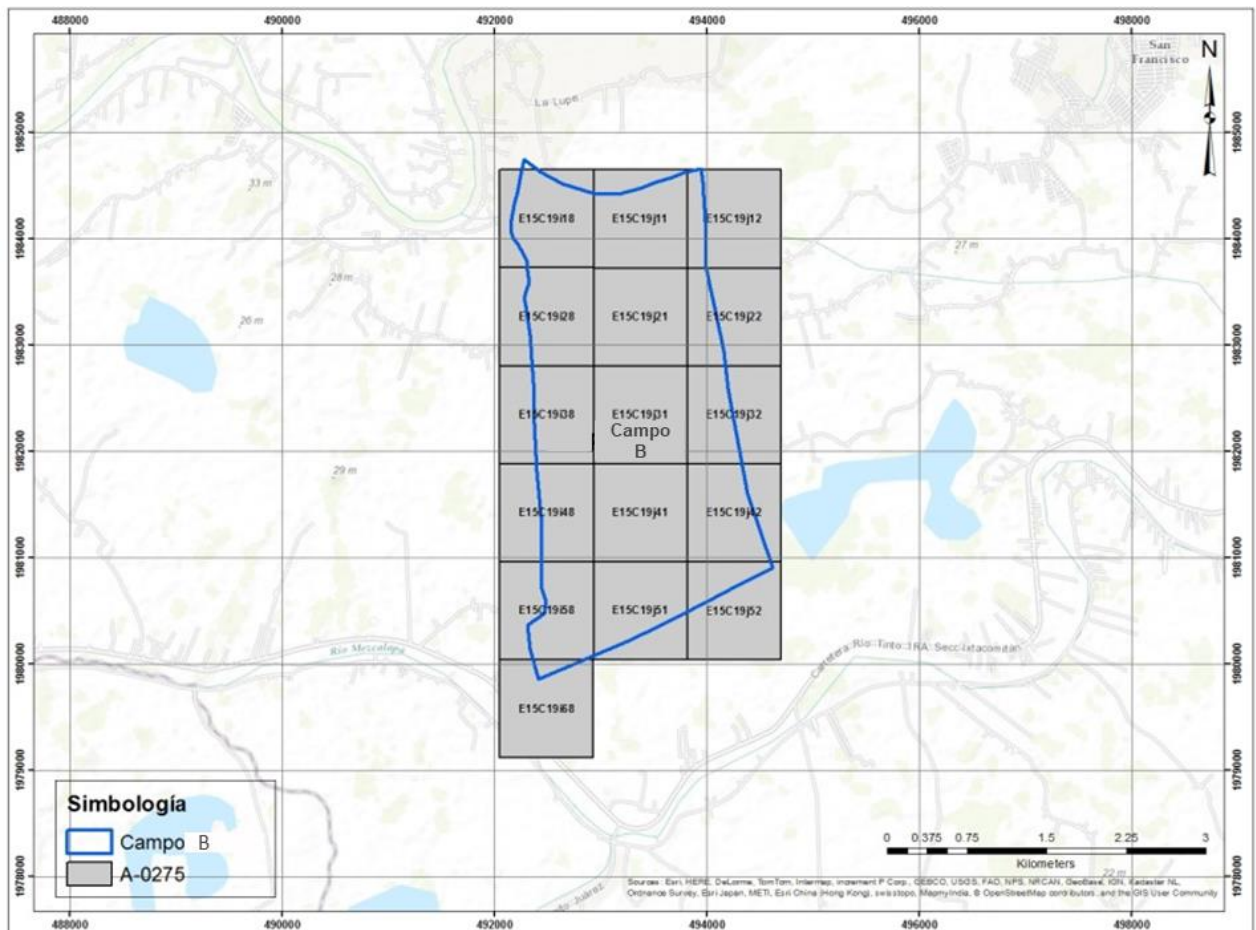


Figura 4.1. Mapa de planta del Campo B.

## 4.1. Resultados

PEMEX inició la producción de este campo en el año de 1986 y actualmente continúa produciendo alrededor de 902 [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 aquí presentados se calcularon con base en los resultados obtenidos del modelo de simulación del yacimiento, ajustado históricamente hasta el presente y utilizando el conjunto de ecuaciones propuesto en esta tesis (ecuaciones (2.3) a (2.7)), que se derivó con el objetivo de conjuntar las fortalezas identificadas en las expresiones

propuestas por dos de los autores previos. 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 4.2** a la **4.5**, 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. Asimismo, en la **Figura 4.6** se presenta el mapa 2D del *ROI* normalizado con el método con respecto al valor máximo generado con base en lo estipulado en la sección 2.2. 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.

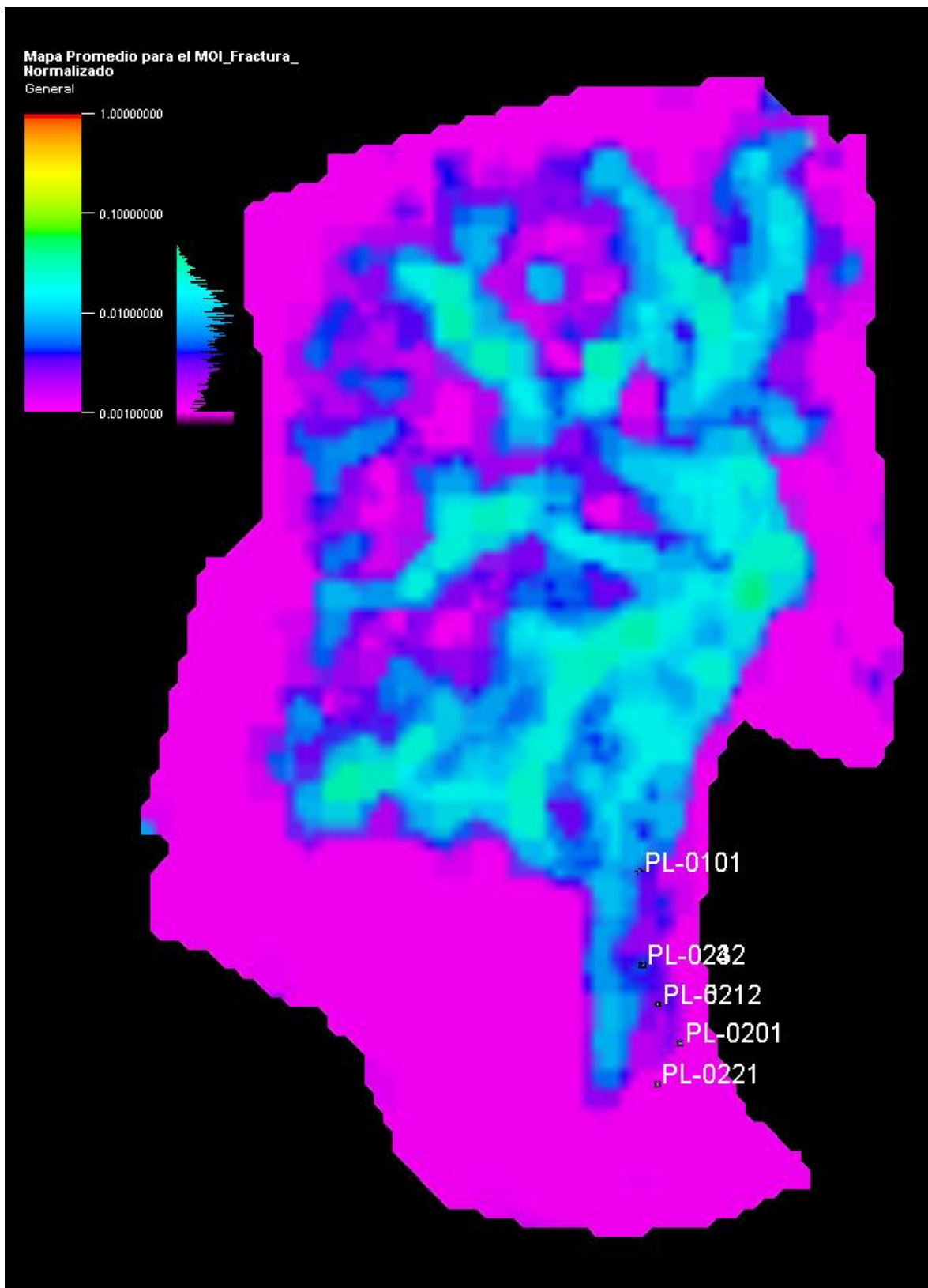


Figura 4.2. Mapa 2D del MOI normalizado del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.

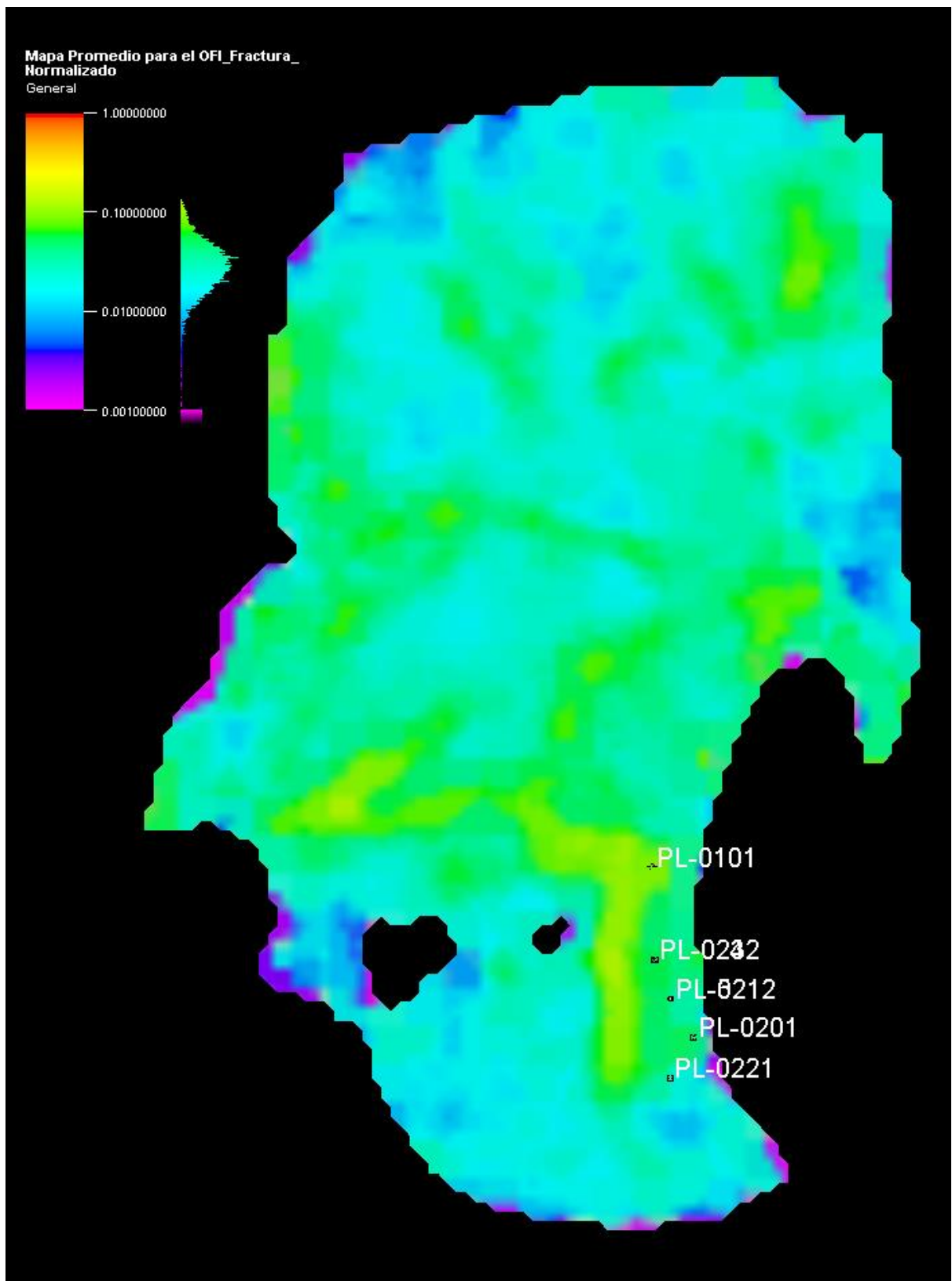


Figura 4.3. Mapa 2D del OFI normalizado del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.

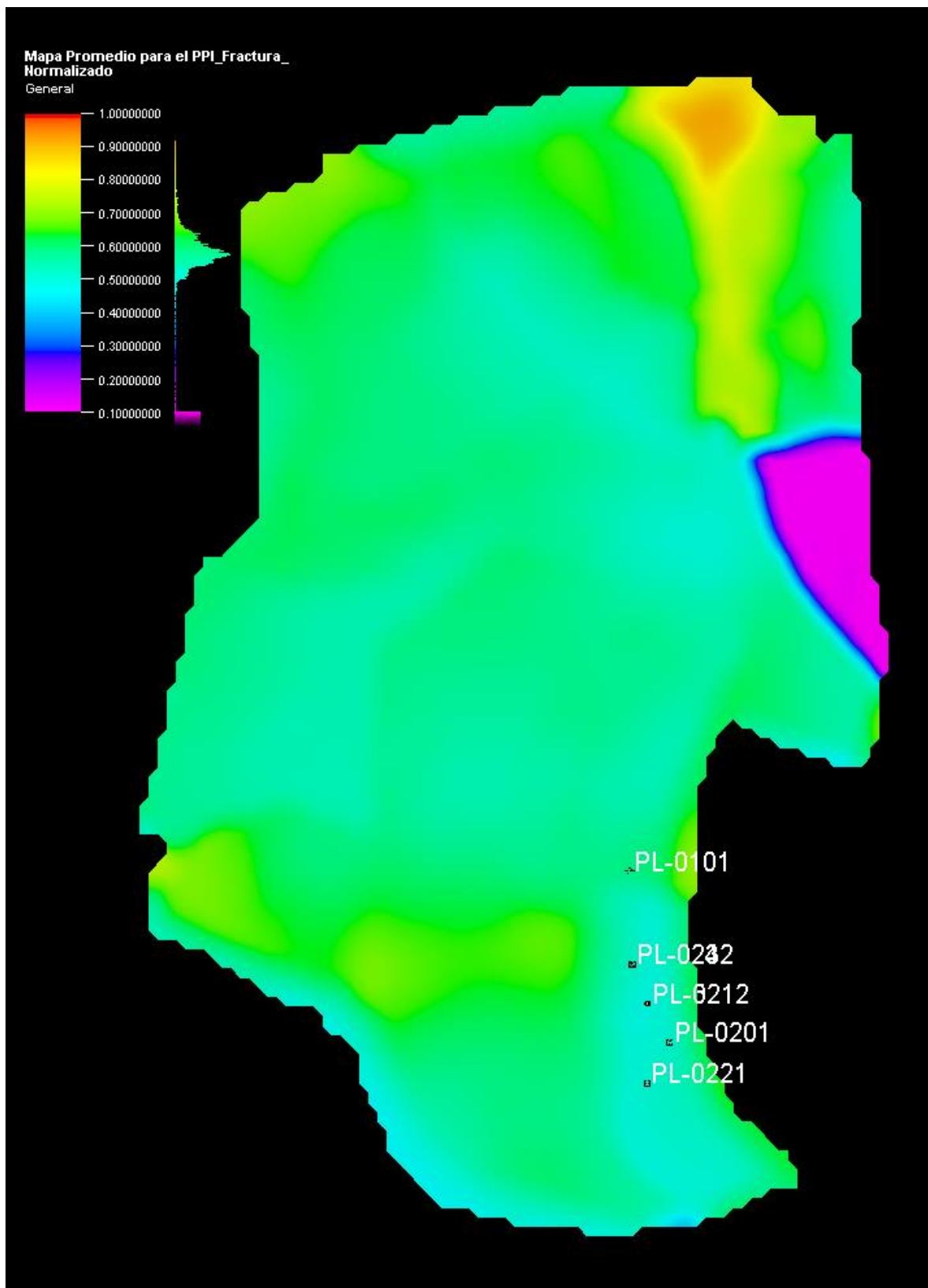


Figura 4.4. Mapa 2D del PPI normalizado del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.



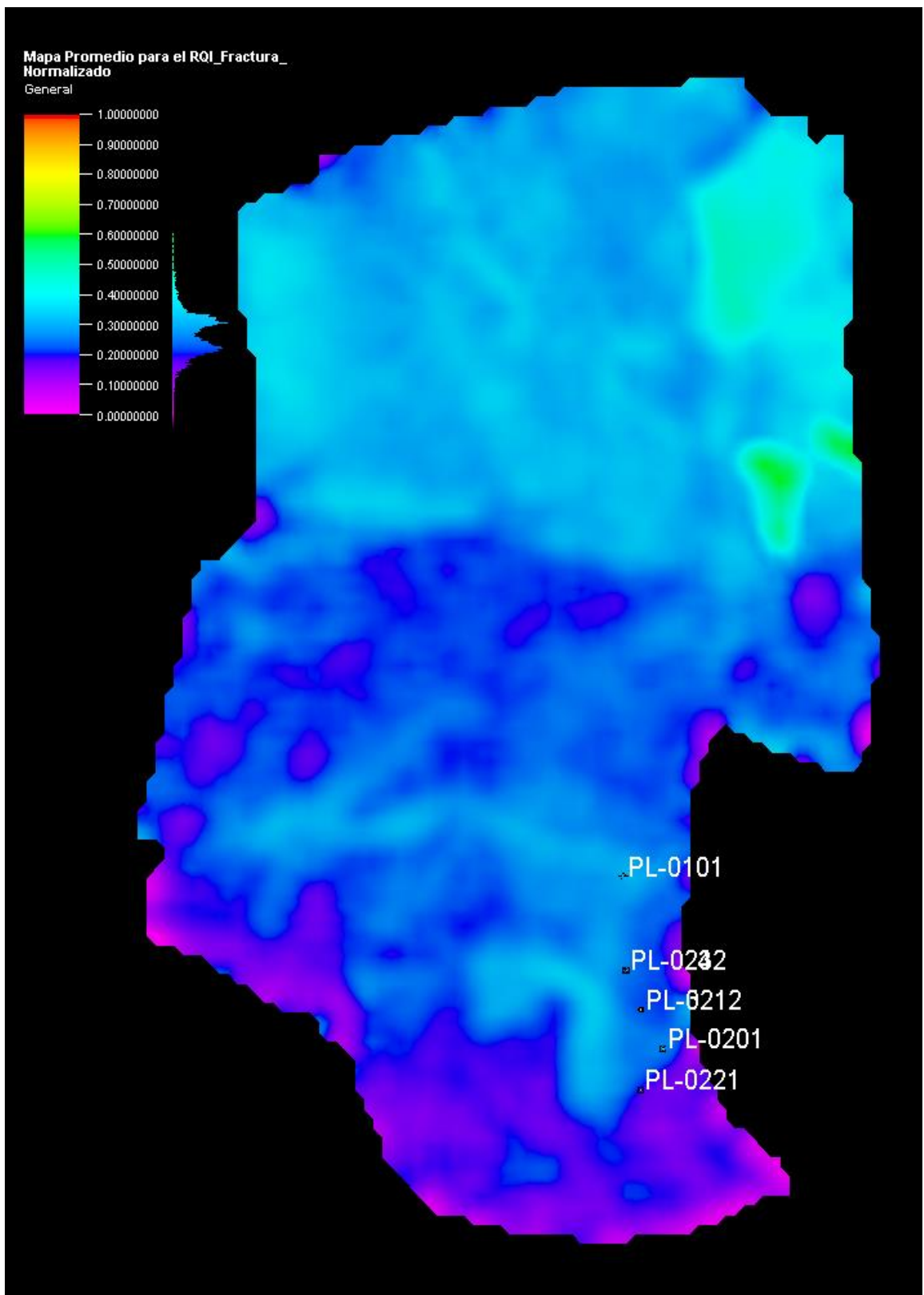


Figura 4.5. Mapa 2D del RQI normalizado del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.

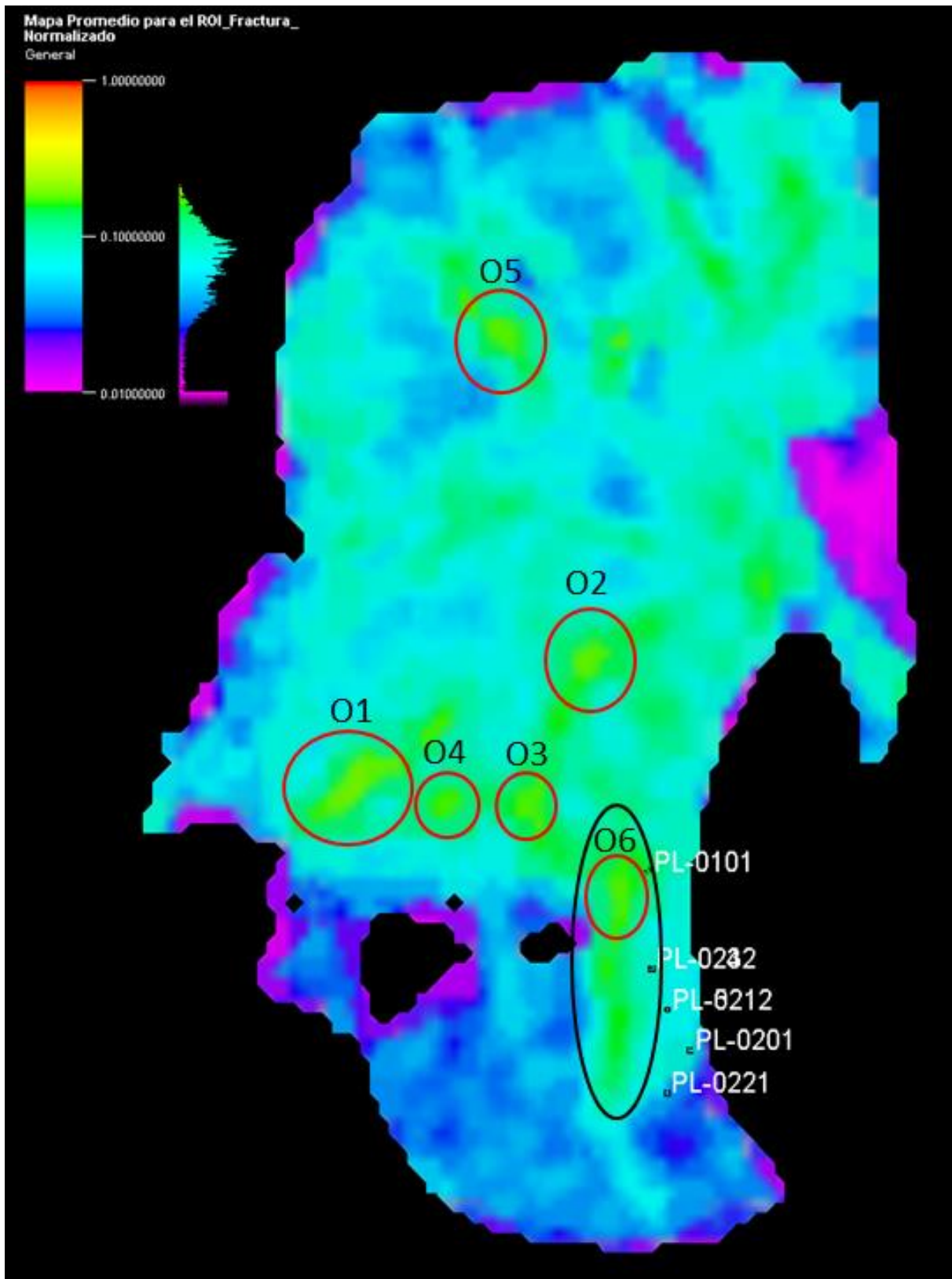


Figura 4.6. . Mapa 2D del ROI normalizado con respecto al valor máximo del Campo B, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.

## 4.2. Análisis de los resultados

De acuerdo con los resultados obtenidos, en el mapa del índice de oportunidad de la Figura 4.6 se han identificado principalmente seis zonas con oportunidad, encerradas en óvalos rojos, las cuales representan las mejores localizaciones para perforar uno o más pozos de relleno. Siendo la oportunidad *O1* el área en la cual se encuentran las mejores oportunidades, la importancia de las zonas identificadas varía en orden descendente hasta llegar a la oportunidad *O6*, la cual es la peor ranqueada. Es decir, si lo que se desea es perforar un pozo sólo, se recomienda realizarlo en la zona de la oportunidad *O1*.

Por otro lado, al observar el área encerrada por el óvalo negro prácticamente vertical, nuevamente se aprecia una clara congruencia entre las zonas en donde están perforados los pozos del campo, que fueron identificadas previa y separadamente por los ingenieros de PEMEX, y las oportunidades encerradas por el óvalo obtenidas con el método aquí analizado, lo cual sustenta la efectividad del método. Este resultado es similar a lo observado en el ejemplo del flujo trifásico del ejercicio del libro de Ertekin (sección 3.3.3).

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 correlacionando estas regiones 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 4.4, 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 brindar un espaciamiento apropiado entre los pozos para contar radios de drene 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 4.2 a 4.6, y la localización de los pozos ya perforados, en la **Tabla 4.2** se enlistan algunas características y recomendaciones de las oportunidades identificadas.

Tabla 4.2. Características de las oportunidades identificadas para el campo B.

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 (la más grande de las oportunidades seleccionadas) 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 es céntrica, por lo que podría drenar un gran volumen de fluidos.
O4	Al igual que la anterior, cuenta con un buen índice de oportunidad y está centralizada, aunque en menor medida.
O5	Es una oportunidad que se encuentra apartada, por lo que no interferiría con el radio de drene de ningún pozo y 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.

## 5. Caso de estudio III: Campo real C

El campo C es un yacimiento naturalmente fracturado compuesto principalmente por dolomías y calizas, ubicado en la región sureste del país en el estado de Tabasco, descubriéndose en el año de 1980. En 1987, se alcanzó su producción máxima de 205,724 [bl/d] de aceite, de 38° [API] y 0.18 [cp] de viscosidad. Geológicamente, es un anticlinal formado por 19 fallas normales y una inversa, generando 23 bloques comunicados hidráulicamente; cuenta con tres formaciones productoras, la primera del Cretácico Inferior (KI), la segunda del Jurásico Superior Tithoniano (JST) y la tercera del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), siendo ésta última la formación que aporta la mayor parte de la producción del campo. El yacimiento tiene un espesor que varía entre 100 y 800 [m], con una porosidad promedio del 3%, la permeabilidad promedio variando entre 10 y 100 [md], una saturación de agua inicial del 15%, volumen original de aceite de 4,600 [MMbbls] y volumen original de gas de 5,639 [MMMpc]. A lo largo de su historia se han perforado 102 pozos, de los cuales 74 han resultados productores. La **Tabla 5.1** presenta algunos parámetros generales del yacimiento y en la **Figura 5.1** se muestra el mapa de plata de este campo.

Tabla 5.1. Propiedades y características generales del campo C.

<b>Porosidad, <math>\phi</math> [%]</b>	3
<b>Permeabilidad, <math>k</math> [md]</b>	10 – 100
<b>Saturación inicial de agua, <math>S_{wi}</math> [%]</b>	15
<b>Viscosidad, <math>\mu</math> [cp]</b>	0.18
<b>Espesor, <math>h</math> [m]</b>	100 – 800
<b>Densidad API [°API]</b>	38
<b>Volumen original de aceite, <math>N</math> [MMbbls]</b>	4,600
<b>Volumen original de gas, <math>G</math> [MMMpc]</b>	5,639
<b>Pozos perforados</b>	102

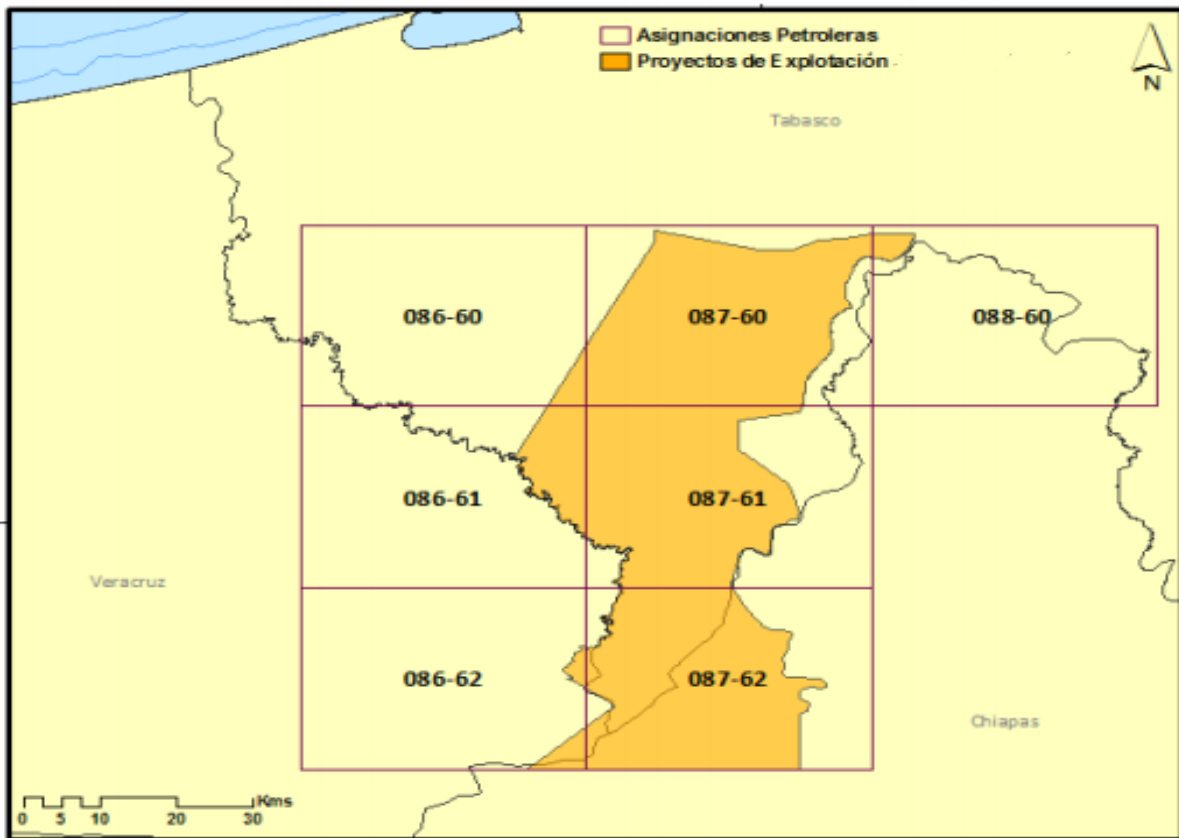


Figura 5.1. Mapa de planta del Campo C.

## 5.1. Resultados

Como ya se mencionó previamente en la sección 1, la fiabilidad de los resultados obtenidos con la metodología del *ROI*, depende en gran medida de la capacidad de los modelos de simulación de reproducir el comportamiento real de los yacimientos, obteniendo resultados físicamente significativos basados en la calidad del ajuste histórico de producción. Los simuladores utilizados en esta tesis se examinaron con ayuda de un programa inteligente llamado EVoIFRAC (Galindo N., 2019) para evaluar la calidad del ajuste histórico de producción, con el propósito de asegurar que los resultados obtenidos sean suficientemente confiables. El modelo del campo C se ajustó hasta el 31 de mayo del 2018. Desafortunadamente los resultados conseguidos con este simulador no fueron satisfactorios, por lo que no resulta recomendable realizar un análisis profundo de las oportunidades proporcionadas por el *ROI*, ni proponer pozos de

relleno para perforar en este campo, debido a que no tendría validez. Sin embargo, si se discuten las diferentes razones del por qué el análisis del simulador proporcionó resultados no satisfactorios, de acuerdo con los parámetros evaluados por la herramienta EVoIFRAC. Los mapas del índice de oportunidad de cuatro de las setenta capas del modelo, correspondientes a las capas 7, 8, 9 y 10 del simulador numérico se muestran en la **Figura 5.2**. En ellos se observan los pozos perforados en el campo, representados por los círculos de colores. En estas capas, sólo se aprecia una área con oportunidad en la parte superior del yacimiento, mientras que el resto del campo no presenta ninguna zona con potencial de producción.

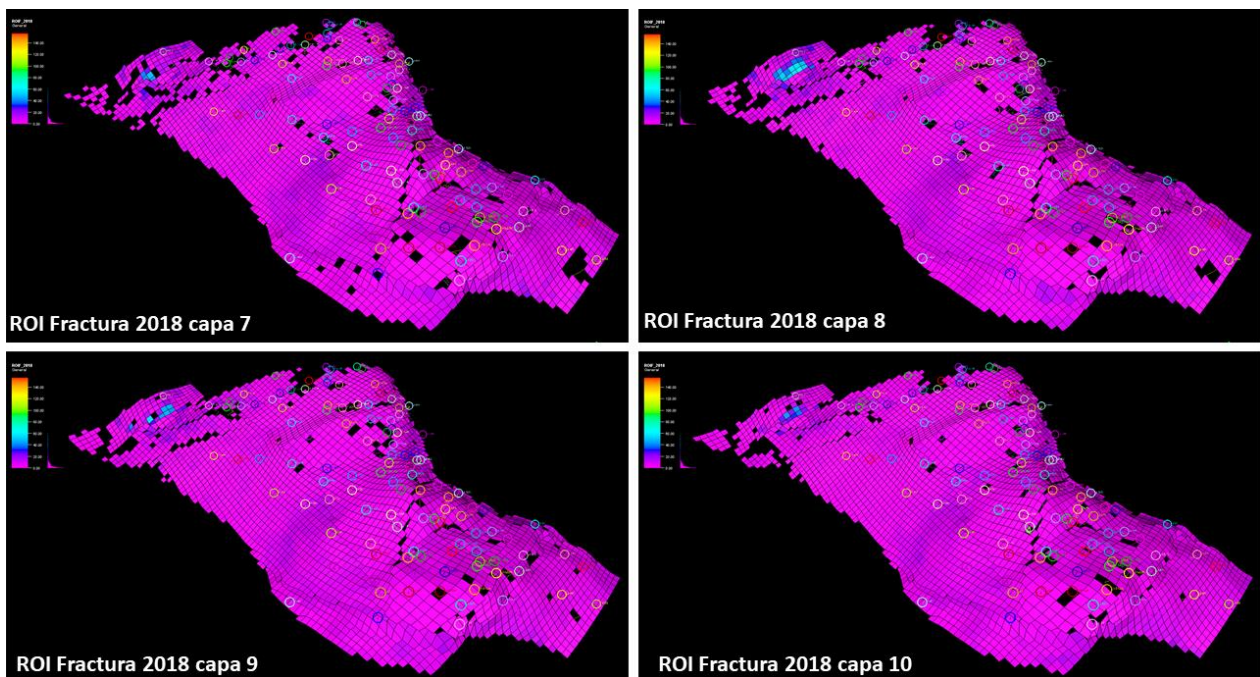


Figura 5.2. Mapas 2D del ROI correspondientes las capas 7, 8, 9 y 10 al Campo C, resultados obtenidos con el software ECLIPSE.

## 5.2. Análisis de los resultados

El programa EVoIFRAC analiza, entre otros aspectos, una evaluación volumétrica de los resultados obtenidos por los simuladores. Las razones por las cuales la evaluación del modelo resultó no satisfactoria se enlistan a continuación:

- El yacimiento está compuesto por dos tipos de roca principalmente, mientras que el modelo de simulación sólo cuenta con un solo juego de curvas de

permeabilidades relativas y no incluye una curva de presión capilar (Figura 5.3), debido a lo cual no se puede modelar el drene, la imbibición y mucho menos el grado de mojabilidad. El comportamiento de la aportación de fluidos de la pseudomatriz no tiene ningún sustento físico.

- Las distribuciones de la fracción del volumen poroso y de aceite (Figuras 5.4 y 5.5, respectivamente) tienen un comportamiento contraintuitivo, puesto que, de acuerdo con las figuras, la cima del yacimiento es la que tiene menor grado de fracturamiento y conforme se incrementa la profundidad aumenta y, si ponemos en contraposición el comportamiento normal, las rocas del Cretácico (parte superior del yacimiento) son las que deben tener un mayor índice de fracturamiento, comparadas con las rocas del Jurásico (parte inferior del yacimiento).
- La asignación de valores para el factor de forma también muestra una inconsistencia cuando se evalúa su comportamiento promedio, con respecto a la profundidad para este tipo de yacimiento naturalmente fracturados. El tamaño de roca más grande se encuentra en la cima del yacimiento, indicando un grado bajo de fracturamiento, y conforme se profundiza se encuentran bloques más pequeños, lo que sugiere un grado alto de fracturamiento.
- Este modelo de simulación no tiene un modelo de fracturas de gran y/o pequeña escala, generado ya sea con métodos geofísicos (diferentes atributos geofísicos), registros geofísicos y FMI (Formation Micro Imager), pruebas de lodo, pruebas de presión, petrofísica, entre otros.

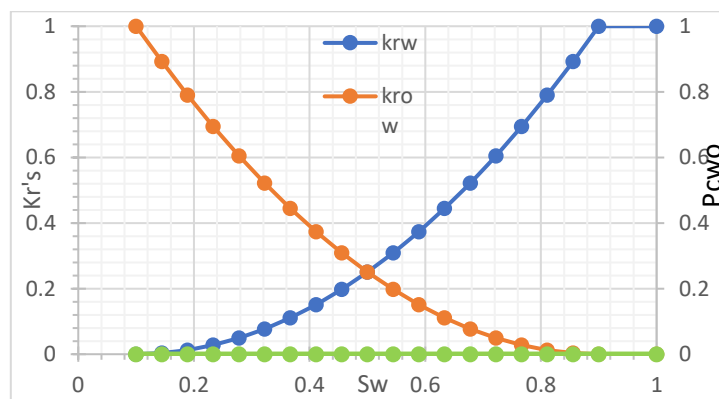


Figura 5.3. Curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite y curva de presión capilar agua-aceite del Campo C.

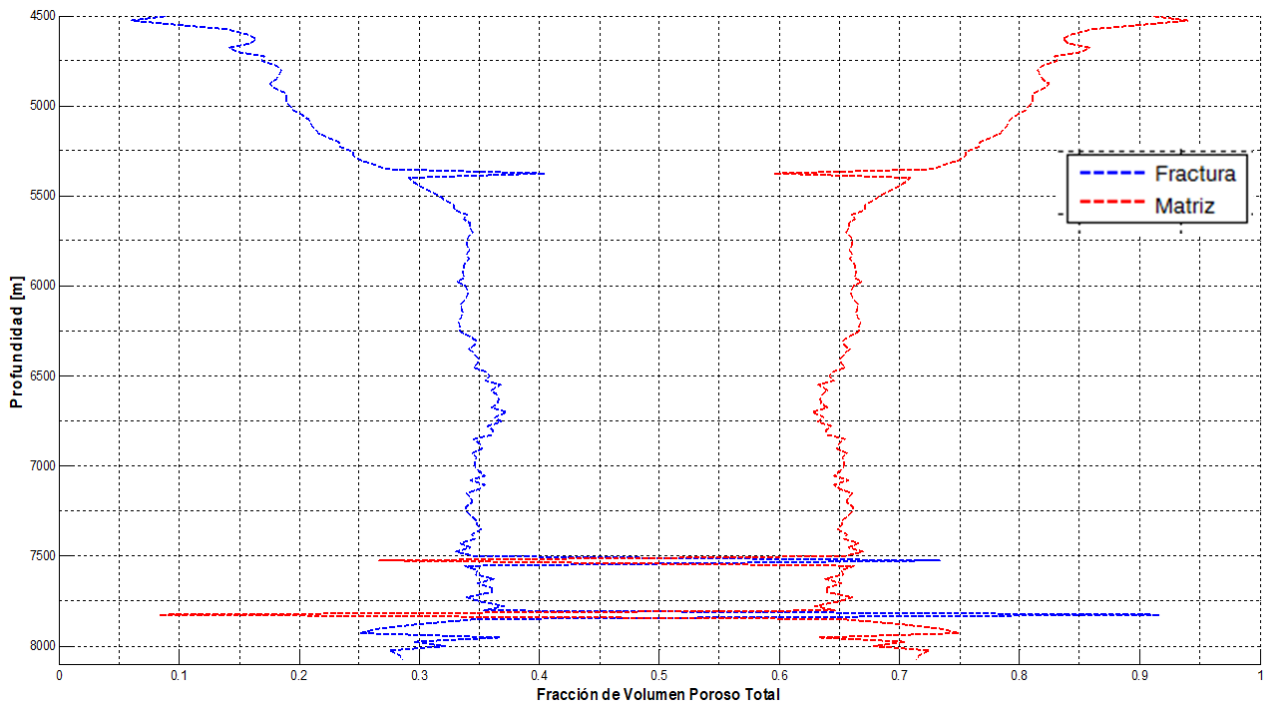


Figura 5.4. Grafica de la distribución de la fracción del Volumen Poroso Total vs Profundidad del Campo C, resultados obtenidos con el software EVoIFRAC.

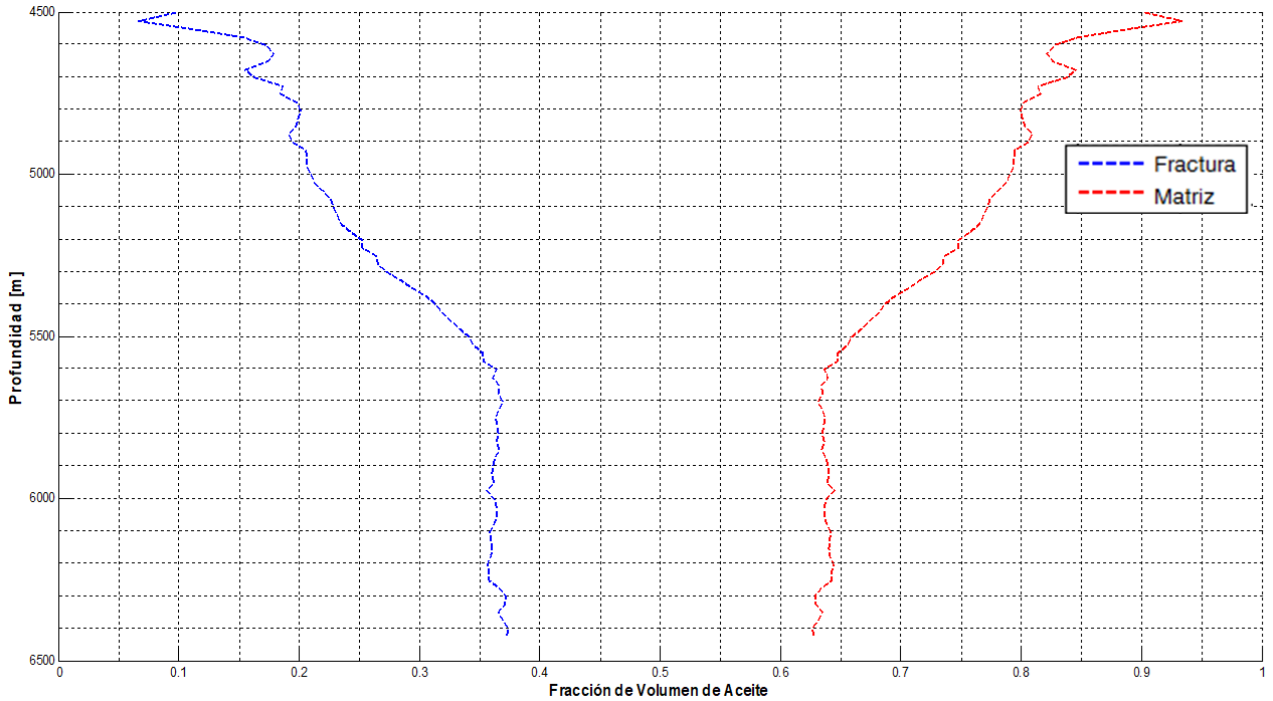


Figura 5.5. Grafica de la distribución de la fracción del Volumen de Aceite vs Profundidad del Campo C, resultados obtenidos con el software EVoIFRAC.

## Conclusiones y recomendaciones

La explotación de campos maduros es un campo en proceso, que requiere del desarrollo e implementación de métodos simples y, al mismo tiempo, sofisticados, que ayuden a comprender los fenómenos involucrados en el desplazamiento eficiente de los fluidos en el yacimiento, con el fin de incrementar su factor de recuperación. El *ROI* es una herramienta con ecuaciones simples que permite identificar de manera sencilla las zonas de yacimientos maduros en donde la cantidad de aceite remanente es alta; es decir, las zonas que no han sido barridas adecuadamente durante la producción primaria y secundaria del campo y poseen un potencial alto de producción.

Después analizar los resultados obtenidos en este trabajo, es posible establecer las conclusiones siguientes:

- La precisión del método radica en que considera varios de los parámetros más importantes involucrados en el movimiento de los fluidos en el yacimiento, como propiedades petrofísicas de la roca (porosidad y permeabilidad) asociadas con las unidades de flujo del yacimiento, datos dinámicos (presión y saturación a diferentes tiempos de explotación obtenidos del simulador), asociados con la energía remanente del yacimiento, y datos relacionados al volumen de fluidos (las dimensiones de la malla de simulación y la saturación). En otras palabras, 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 la cantidad de información requerida para la identificación y localización de zonas con potencial de producción, así como la incertidumbre asociada, por lo cual puede emplearse como una buena herramienta para generar planes de desarrollo de campos, en cualquier etapa de su vida productiva (descubiertos, jóvenes o maduros).

- Algunas zonas con oportunidades altas identificadas con esta metodología concuerdan con la localización de los pozos propuestos por los autores del libro de Ertekin y cols., del que se tomaron los ejemplos para el caso de estudio I y los propuestos por el personal de PEMEX en el caso del campo B, lo cual sustenta y da validez al método.
- El proceso de la identificación de las oportunidades en un campo debe realizarse con las precauciones pertinentes y un análisis apropiado de todos los índices involucrados, ya que no solamente se deben considerar las zonas con los valores del ROI más alto, sino examinar también los índices secundarios.
- Se debe contar con la certidumbre suficiente de que el modelo de simulación fue desarrollado y ajustado correctamente, que reproduzca el comportamiento real del campo de manera satisfactoria, dado que los resultados del método dependen estrictamente de la calidad de los simuladores y de su ajuste histórico de producción.
- No se apreciaron diferencias significativas en los resultados obtenidos con los diferentes métodos de normalización estudiados en este trabajo, por lo que se puede establecer que los tres son equivalentes bajo las consideraciones pertinentes. Sin embargo, fue el método basado en el valor máximo con el que se obtuvieron los mejores resultados.
- La aproximación basada en la malla de simulación (GB) mejora y agiliza los resultados, debido a que la información petrofísica y del modelo geológico ya está integrada en el modelo de simulación. Por el contrario, la aproximación oil column (OC) requiere más inversión de dinero y consume mayor tiempo, ya que demanda la corrida de registros nuevos de producción y de saturación, así como su análisis. Por estas razones no se realizó el análisis basado en la aproximación OC.
- El método puede emplearse para evaluar la eficiencia de los métodos de recuperación secundaria, especialmente aquellos que proveen el mantenimiento de la presión (inyección de agua, gas, etc.), y para evaluar la calidad de la localización de los pozos perforados en el campo previamente.



## 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.]
$I_{HCPVm}$	=	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.]
$OI$	=	Índice de oportunidad (ROI), [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, [ $kg/cm^2$ , psia]
$p_i$	=	Presión inicial del yacimiento, [psia]
$p_D$	=	Presión adimensional, [frac.]
$p_{sf}$	=	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), [unidades de fuerza]
$RQI$	=	Índice de calidad del yacimiento (reservoir quality index), [ $\mu m$ ]
$SOI$	=	Índice de oportunidad de simulación (ROI), [frac.]
$SOMPV$	=	Saturación de aceite móvil en términos del volumen poroso de hidrocarburos, [ $ft^3$ ]
$S_g$	=	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]
$\Psi$	=	Pseudo-presión del gas
$p_{p_{abn}}$	=	Pseudo-presión del gas de abandono

## 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"

---

## Referencias

- Abd Karim, M. G. y Abd Raub, M. R. B. 2011. Optimizing Development Strategy and Maximizing Field Economic Recovery through Simulation Opportunity Index. Artículo presentado en SPE Reservoir Characterisation 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 Fields. 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. 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 Sunsurface 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.
- Ertekin, T., Abou-Kasem, J. y King, G. 2001. *Basic Applied Reservoir Simulation*. Richardson, Texas: SPE.

- 
- Franco H., G. 2018. Campos Maduros en México. Comisión Nacional de Hidrocarburos. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/Platica\\_6\\_Campos\\_Maduros\\_en\\_Mexico.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/Platica_6_Campos_Maduros_en_Mexico.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/media/omrreports/fullissues/2019-05-15.pdf> (Fecha de acceso 27 de mayo de 2019).
- 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>.