



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodología de Evaluación de Estrategias
de Optimización Para el Diagnóstico y
Solución de Problemas de Control de Agua
en Pozos Petroleros**

TESIS

Que para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

JULIO CÉSAR VILLANUEVA ALONSO

DIRECTOR DE TESIS

ING. OSWALDO ESPINOLA GONZÁLEZ

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 y hermano, por todo el apoyo y enseñanzas que me han regalado para poder alcanzar esta meta, sin ustedes no sería posible, los amo. Gracias infinitas.

Al Ing. Oswaldo Espinola, por su gran apoyo y dedicación en la realización de este trabajo. He aprendido mucho de usted y es una persona que admiro muchísimo, gracias por todo.

A Schlumberger, por el apoyo y confianza que me brindó para poder llevar a cabo este trabajo, especialmente al Ing. Adelfo Torres y Rodrigo Valenzuela. Gracias por todo.

Al Dr. Fernando Samaniego, por su gran apoyo durante gran parte de la carrera,

A mis sinodales, el Ing. Erick Gallardo Ferrera, Lic. Favio Barbosa y al Ing. Israel Castro por el apoyo en la revisión de este trabajo, y a las personas que me apoyaron con sus consejos para poder culminar este trabajo.

A Ximena, por su apoyo, cariño y consejos, gracias por impulsarme en mis metas y siempre creer en mí. A la señora Soly por todo su apoyo y consejos, gracias por todo su cariño.

A mis amigos de la facultad, César García, Cesar Flores, Emiliano Rodríguez, Nani, Marlon, Juan y a los que no mencioné, gracias por las experiencias y apoyos a lo largo de estos años.

Al equipo del Petrobowl, gracias por la oportunidad de poder representar a la Facultad de Ingeniería y la oportunidad de vivir una nueva experiencia.

Contenido

Objetivo	1
Justificación	1
Resumen	2
Abstract.....	3
Introducción	4
Capítulo 1 : La Importancia de la Optimización en la Industria Petrolera	5
1.1 La optimización vista desde un enfoque integral	5
1.2 Principales Problemas que afectan a la producción de pozos	7
Capítulo 2 : Problemática	13
2.1 Panorama actual de la industria petrolera en México.....	13
2.2 Antecedentes.....	14
2.3 Futuro de la industria petrolera en México.....	16
2.4 Planteamiento de la problemática.....	20
Capítulo 3 : Metodología Propuesta: Análisis y Solución Integrada	22
3.1 Selección de pozos candidatos.....	24
3.1.1 Identificación de pozos con problemas de producción de agua.....	26
3.1.2 Selección de pozos candidatos con mayor potencial de recuperación	28
3.2 Identificación del problema.....	31
3.2.1 Análisis general del yacimiento.....	32
3.2.2 Discretización e identificación del origen del problema.....	32
3.3 Evaluación de las alternativas de solución.....	38
3.3.1 Modelo integrado.....	38
3.3.2 Evaluación técnico-económica.....	42
Capítulo 4 : Aplicación de la metodología propuesta	43
4.1 Objetivo del caso de aplicación.....	43
4.2 Descripción del yacimiento.....	43
4.3 Selección de pozos candidatos	46
4.3.1 Identificación de pozos con problemas de producción de agua.....	46
4.3.2 Selección de pozos con mayor potencial de recuperación	60

4.4	Identificación del problema	65
4.4.1	Análisis del yacimiento.....	65
4.4.2	Discretización del problema.....	67
4.5	Modelo integrado	70
4.5.1	Descripción del modelo sectorial.....	70
4.5.2	Descripción del modelo de superficie.....	72
4.5.3	Evaluación del problema.....	75
4.5.4	Evaluación de la solución (es).....	81
4.5.5	Resultados.....	85
4.5.6	Análisis económico.....	96
4.5.7	Modelo integrado: Análisis Técnico.....	98
Capítulo 5 : Conclusiones y recomendaciones		103
A.	Apéndice : Generalidades del control de agua	105
1.1	Mecanismos de producción de agua.....	106
1.2	Técnicas de diagnóstico para control de agua.....	117
1.3	Técnicas de solución para control de agua.....	142
Referencias		150

Índice de figuras

Figura 1.1 Sistema Integral de Producción (Beggs H.,1991)	6
Figura 2.1 Producción petrolera de México 2003-2018, Adaptado de CNH (2018).	15
Figura 2.2 Pronóstico de Producción petrolera de México 2015-2029, Adaptado de CNH, SENER y Pemex (2015).	16
Figura 2.3 Pronósticos de producción de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap (Suarez R., et al. 2016)	17
Figura 2.4 Áreas de oportunidad para aumentar la producción de un campo.	19
Figura 3.1 Proceso general de la metodología propuesta.	23
Figura 3.2 Flujo de trabajo para la selección de pozos candidatos a control de agua	25
Figura 3.3 Ejemplo de la gráfica doble logarítmica para la identificación de los pozos con problemas de producción de agua (Elphick, 2001)	26
Figura 3.4 Ejemplo de mapa de burbuja para identificar pozos con problemas de producción de agua.	27
Figura 3.5 Ejemplo de comparación entre parámetros de producción de pozos.	28
Figura 3.6 Ejemplo de la gráfica de recuperación para pozos con problemas de producción de agua... ..	30
Figura 3.7 Flujo de trabajo general para la identificación del origen de la producción de agua.	31
Figura 3.8 Ejemplo de información obtenida del análisis general del yacimiento (Elphick, 2001).	32
Figura 3.9 Problemas de producción de agua, información y datos necesarios para su identificación.. ..	33
Figura 3.10 Flujo de trabajo general para la Discretización del problema específico de producción de agua.	34
Figura 3.11 Flujo de trabajo del modelo integrado para encontrar la solución óptima.	39
Figura 3.12 Ejemplo de modelo integrado (Yacimiento-Pozo-Superficie).	40
Figura 4.1 Modelo de yacimiento del campo Blue-Wolfe	45
Figura 4.2 Perfil histórico de producción del campo Blue-Wolfe.	47
Figura 4.3 Gastos de producción de aceite por pozo del campo Blue-Wolfe.	48
Figura 4.4 Gastos de producción de agua por pozo del campo Blue-Wolfe.....	48
Figura 4.5 Porcentaje de producción acumulada de aceite por pozo del campo Blue-Wolfe.....	49
Figura 4.6 Porcentaje de producción acumulada de agua por pozo del campo Blue-Wolfe	49
Figura 4.7 Histórico de producción del pozo Xim-1	50
Figura 4.8 Histórico de producción del pozo Xim-2	51
Figura 4.9 Figura 4.9 Histórico de producción del pozo Xim-3	52
Figura 4.10 Histórico de producción del pozo Dev-1	53
Figura 4.11 Histórico de producción del pozo Dev-2	54
Figura 4.12 Histórico de producción del pozo Blue-1.....	55
Figura 4.13 Histórico de producción del pozo Blue-2.....	56
Figura 4.14 Histórico de producción del pozo Red-1	56
Figura 4.15 Histórico de producción del pozo Red-2	57
Figura 4.16 Histórico de producción del pozo Xel-1.....	58
Figura 4.17 Histórico de producción del pozo Xel-2.....	59
Figura 4.18 Pronóstico de recuperación para el pozo Xim-1.	61

Figura 4.19 Pronóstico de recuperación para el pozo Xim-2.	62
Figura 4.20 Pronóstico de recuperación para el pozo Blue-1.	62
Figura 4.21 Pronóstico de recuperación para el pozo Blue-2.	63
Figura 4.22 Pronóstico de recuperación para el pozo Xel-1.	63
Figura 4.23 Modelo estructural del yacimiento con las fallas	65
Figura 4.24 Distribución de la saturación de agua del yacimiento.	66
Figura 4.25 Flujo de trabajo para la identificación del origen de la producción de agua.	67
Figura 4.26 Gráfica de diagnóstico para el pozo Xim-2 con comportamiento de conificación.	68
Figura 4.27 Gráfica de diagnóstico para el pozo Xel-1 con comportamiento de conificación.	68
Figura 4.28 Efectos de conificación en el modelo de simulación para el pozo Xel-1 y Xel-2.	69
Figura 4.29 Modelo sectorial del yacimiento: Pozo Xel-1.	71
Figura 4.30 Modelo superficial del modelo integrado: Pozo Xel-1.	72
Figura 4.31 Modelo superficial del de pozo Xel-1	73
Figura 4.32 Modelo de las instalaciones superficiales: pozo Xel-1.	73
Figura 4.33 Proceso de acoplamiento del modelo de yacimiento y el modelo de superficie mediante IAM.	75
Figura 4.34 Perfil de gasto histórico de producción para el pozo Xel-1.	76
Figura 4.35 Perfil histórico de producción acumulada para el pozo Xel-1.	76
Figura 4.36 Efectos de conificación en el yacimiento: Pozo Xel-1.	77
Figura 4.37 Comportamiento de las presiones en el pozo Xel-1	78
Figura 4.38 Comportamiento del gasto de producción a la entrada del separador: Pozo Xel-1.	79
Figura 4.39 Comportamiento de la presión a la entrada del separador para el pozo Xel-1.	80
Figura 4.40 Patrones de flujo a la entrada del separador para el pozo Xel-1.	80
Figura 4.41 Soluciones propuestas como método de control de agua para el pozo Xel-1.	82
Figura 4.42 Pronóstico de producción sin método de control de agua para el pozo Xel-1.	86
Figura 4.43 Perfiles de producción de aceite para el caso 1 del pozo Xel-1.	87
Figura 4.44 Perfiles de producción de agua para el caso 1 del pozo Xel-1.	87
Figura 4.45 Comportamiento del corte de agua para el caso 1 del pozo Xel-1.	88
Figura 4.46 Perfiles de producción de gas para el caso 1 del pozo Xel-1.	88
Figura 4.47 Perfiles de producción de aceite para el caso 2 del pozo Xel-1.	90
Figura 4.48 Perfiles de producción de agua para el caso 2 del pozo Xel-1.	91
Figura 4.49 Comportamiento del corte de agua para el caso 2 del pozo Xel-1.	91
Figura 4.50 Perfiles de producción de gas para el caso 2 del pozo Xel-1.	92
Figura 4.51 Perfiles de producción de aceite para el caso 3 del pozo Xel-1.	93
Figura 4.52 Perfiles de producción de agua para el caso 3 del pozo Xel-1.	94
Figura 4.53 Comportamiento del corte de agua para el caso 3 del pozo Xel-1.	94
Figura 4.54 Perfiles de producción de gas para el caso 3 del pozo Xel-1.	95
Figura 4.55 Efectos de conificación en el yacimiento: Caso 3; escenario 3: Pozo Xel-1.	98
Figura 4.56 Comportamiento de las presiones en el pozo Xel-1: Caso 3; escenario 3.	99
Figura 4.57 Comportamiento del gasto de producción a la entrada del separador: Pozo Xel-1: Caso 3; escenario 3.	100

Figura 4.58 Comportamiento de la presión a la entrada del separador para el pozo Xel-1: <i>Caso3; escenario 3.</i>	101
Figura 4.59 Patrones de flujo a la entrada del separador para el pozo Xel-1: Caso 3; escenario 3.	101
Figura A 1 Filtración de agua en la tubería de revestimiento (Elphick J., 2001).	103
Figura A 2 Representación de la canalización de agua detrás de la tubería de revestimiento.	106
Figura A 3 Representación de terminación cercana al contacto agua-aceite (Elphick J., 2001)	107
Figura A 4 Representación de la comunicación hidráulica entre pozos a través de una fractura (Elphick J., 2001).	108
Figura A 5 Representación de la comunicación hidráulica entre pozos a través de un estrato de alta permeabilidad (Elphick J., 2001).	109
Figura A 6 Representación de producción de agua a través de una falla que corta a una capa saturada de agua (Elphick J., 2001).	110
Figura A 7 Representación de conificación 2D por medio de una fractura (Elphick J., 2001)	111
Figura A 8 Representación de conificación 3D de agua.	112
Figura A 9 Comportamiento de la amplitud en un registro de cementación.	116
Figura A 10 Herramienta y registro Caliper mostrando la variación del diámetro de la tubería en función de la profundidad.	118
Figura A 11 Anomalías más comunes del registro de temperatura.	121
Figura A 12 Interpretación del registro molinete (Hernández A., 2010)	123
Figura A 13 Interpretación del registro de gradiomanómetro (Hernández A., 2010)	124
Figura A 14 Configuración esquemática de un registro de flujo de agua.	126
Figura A 15 Gráfica de Chan: efectos de canalización y conificación.	132
Figura A 16 Derivada de la Curva RAA para efectos de canalización de agua.	133
Figura A 17 Derivada de la Curva RAA para efectos de conificación de agua.	133
Figura A 18 Ejemplo de curvas IPR y VLP para un análisis nodal (Glosario Schlumberger).	134
Figura A 19 Comportamiento de las curvas IPR y VLP sin producción de agua (Gutiérrez G., César R., 2016.)	135
Figura A 20 Comportamiento de las curvas IPR y VLP con producción parcial de agua (Gutiérrez G., César R., 2016.)	136
Figura A 21 Comportamiento de las curvas IPR y VLP con producción excesiva de agua (Gutiérrez G., César R., 2016.)	137
Figura A 22 Ejemplo de inyección de gel en una canalización de agua a través del sistema de fracturas.	140
Figura A 23 Ejemplo de producción dual para controlar la producción de agua (Elphick J., 2001).	142

Índice de tablas

Tabla 3.1 Problemas principales de producción de agua y sus características principales..	37
Tabla 4.1 Características principales del campo Blue-Wolfe.	44
Tabla 4.2 Características principales del modelo de simulación.	45
Tabla 4.3 Condición actual de los pozos productores del campo Blue-Wolfe	46
Tabla 4.4 Pozos identificados con problemas de producción de agua	59
Tabla 4.5 Soluciones propuestas para los pozos identificados con problemas de producción de agua. 61	
Tabla 4.6 Pronósticos de la recuperación de aceite para los pozos identificados con problemas de producción de agua.	64
Tabla 4.7 Características principales del modelo sectorial.	70
Tabla 4.8 Datos estructurales del modelo sectorial.	71
Tabla 4.9 Características principales del modelo de pozo.	73
Tabla 4.10 Características principales del modelo de las instalaciones superficiales.	74
Tabla 4.11 Escenarios de evaluación para el caso 1.	83
Tabla 4.12 Escenarios de evaluación para el caso 2.	84
Tabla 4.13 Escenarios de evaluación para el caso 3.	85
Tabla 4.14 Resultados del pronóstico de producción sin métodos de control de agua para el pozo Xel-1.	86
Tabla 4.15 Resultados del pronóstico de producción para el caso 1 del pozo Xel-1.	89
Tabla 4.16 Resultados del pronóstico de producción para el caso 2 del pozo Xel-1	92
Tabla 4.17 Resultados del pronóstico de producción para el caso 3 del pozo Xel-1	95
Tabla 4.18 Resultados del análisis económico para todos los casos.	97
Tabla A I Clasificación de los problemas de producción de agua.	102
Tabla A II Técnicas de diagnóstico para control de agua.	113
Tabla A III Comparación entre las técnicas de diagnóstico en la categoría de registro.	127
Tabla A IV Soluciones para control de agua y sus casos de aplicación.	144

Objetivo

Describir y aplicar una metodología con enfoque integral, que permita estudiar y dar solución a los pozos con problemas de producción excesiva de agua , mediante la combinación de diferentes tecnologías que permitan sustentar técnica y económicamente la toma de decisiones operativas relacionadas al ámbito de la optimización de la producción. Esto, con la finalidad de reducir las incertidumbres en la toma e implementación de acciones concretas, de tal manera que se logre maximizar el valor de los recursos disponibles y en consecuencia, obtener el beneficio económico máximo posible.

Justificación

Actualmente, 80 % de la producción petrolera de México proviene de campos maduros, los cuales cuentan con grandes problemas operacionales debido a la etapa avanzada en las que se encuentran estos campos. Problemas tales como pozos con mala cementación, producción excesiva de gas y agua, precipitación de sólidos, problemas de aseguramiento de flujo, entre otros, han provocado que la producción de México haya disminuido considerablemente en los últimos años.

De aquí el motivo de este trabajo, el cual se centra en la combinación de diferentes elementos que apoyen al objetivo principal, permitiendo la evaluación de diferentes escenarios de manera rápida y eficiente, que sirva como herramienta en la toma de decisiones en el día a día de las actividades operativas en los campos petroleros.

Resumen

En los últimos años, la industria petrolera a nivel mundial se ha visto afectada por la caída del precio del barril, afectando el desarrollo de los proyectos petroleros, donde tan solo en México, la inversión destinada para la exploración y explotación petrolera ha disminuido considerablemente, provocando una caída en la producción nacional de hidrocarburos. Bajo la tendencia actual de la producción petrolera, Pemex y las nuevas empresas petroleras que han surgido como consecuencia de la apertura ofrecida por la Reforma Energética, se encuentran ante la necesidad de implementar acciones a corto y mediano plazo que les permitan incrementar y mantener la producción petrolera.

Ante un nuevo esquema de trabajo, la industria petrolera debe enfocar sus recursos en maximizar el valor de sus recursos activos mediante prácticas tales como la optimización de la producción de los pozos petroleros, ya que en comparación con otras estrategias, tales como perforación masiva o métodos de recuperación mejorada, el área de optimización requiere de una inversión considerablemente menor a otras prácticas. Aunado a esto, se tiene la necesidad de revivir los campos maduros en México, los cuales representan actualmente más del 80 % de la producción nacional, con un gran reto técnico en lo que respecta a su explotación debido a los grandes problemas operacionales que existen en estos campos. Este nicho representa una gran oportunidad para desarrollar e implementar estrategias de optimización de la producción a través de una metodología que permita identificar oportunidades de mejora en los pozos petroleros de manera rápida y eficiente.

El trabajo presente se enfoca en presentar una metodología que sirva como herramienta de aplicación para sustentar la toma de decisiones operativas, tanto técnica como económicamente, para resolver problemas relacionados con la producción de los pozos, permitiendo a los operadores tomar la mejor decisión en función del beneficio esperado y por el alcance de este trabajo, se discute únicamente a problemas de producción de agua, porque se consideró ser uno de los problemas más comunes y serios en los campos maduros de México.

Abstract

In the last years, the oil & gas industry has been affected by the oil price fall, bringing with it several negative consequences in the development of the existing and new petroleum exploration & exploitation projects. In Mexico, the investment in the petroleum projects has been significantly reduced, driving to a huge reduction in the national oil production. Under the current petroleum production trend, PEMEX and the new petroleum companies that have surged as consequence of the Mexico's Energy Reform, face the need of implementing short and middle term actions which allow them to increase and maintain the national petroleum production.

In light of a new work model, governed by the uncertainty of oil price, the oil and gas industry must focus its resources in order to maximize the value of the existing assets, putting special emphasis in strategies such as production optimization opportunities, due to the low capital investments required in comparison with other strategies, such as massive drilling projects, EOR implementation methods, among others. In addition to this, petroleum companies operating in Mexico face the challenge of reactivating the production in the mature fields, which represent more of 80 % national petroleum production, presenting a huge technical challenge with respect to the exploitation development strategies due to the difficult operational problems existing in these fields. These conditions create a niche with a unique opportunity to implement and develop a strategy which include the use of the latest available technologies that allow to unlock the potential remaining resources in Mexico's fields.

The present work is focused on presenting a workflow model that serves as an application tool to sustain the operative decisions in the oil fields when solving problems related to well production, allowing the companies to take better decisions to obtain the maximum possible benefit. The scope of this work is limited to the problems of water because it was considered that this problem is one of the most common in Mexico's mature fields.

Introducción

La Reforma Energética ha traído consigo grandes oportunidades para nuevas empresas, las cuales se encuentran en la necesidad de implementar acciones inmediatas que les permitan cumplir con las metas comprometidas, de aquí la importancia de implementar un modelo de trabajo en combinación con diversos elementos, que permita potencializar los recursos técnicos y económicos, disponibles en función de obtener el máximo beneficio posible.

En el **Capítulo 1** se describe el concepto de la optimización de la producción desde un enfoque integral, haciendo énfasis en las áreas que existen en el campo petrolero para llevar a cabo este tipo de estrategias, posteriormente se abordan los problemas principales que llegan a afectar el comportamiento normal de los pozos directamente en su producción.

En el **Capítulo 2** se plantea la problemática, sentando las bases del porqué de este trabajo, presentando los antecedentes que han llevado a México y Pemex a tener serios problemas para poder mantener una producción petrolera estable y de igual manera, se analiza el futuro de la industria petrolera en México.

En el **Capítulo 3** se describe la metodología usada, en la que se presenta un flujo de trabajo para identificar el origen que tiene la producción excesiva de agua y el análisis de la implementación de una solución determinada, tomando en cuenta los efectos en todo el sistema integral de producción y la viabilidad técnica-económica del proyecto.

En el **Capítulo 4** se presenta un ejemplo de aplicación de la metodología, en el que se evalúan diferentes escenarios de solución con el objetivo de encontrar el caso óptimo tanto técnica como económicamente

Finalmente, en el **Capítulo 5** se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo presentado, haciendo énfasis en el alcance de los objetivos establecidos.

Capítulo 1 : La Importancia de la Optimización en la Industria Petrolera

1.1 La optimización vista desde un enfoque integral

El concepto de optimización varía según su campo de aplicación, teniendo varias connotaciones, por lo que es importante conocer las definiciones más importantes. Desde el punto de vista matemático, la optimización se define como el trabajo de maximizar o minimizar una función real, aplicada a problemas cuantitativos para obtener la mejor solución posible.

Desde el punto de vista de procesos, la optimización busca reducir o eliminar la pérdida de tiempo y recursos, gastos innecesarios, obstáculos y errores, con el objetivo de cumplir una meta determinada.

En el ámbito sistémico, por definición, la optimización se define como el conjunto de procedimientos usados en el diseño de un sistema para maximizar o minimizar algún índice de desempeño. Puede implicar la selección de un componente, un principio de funcionamiento o una técnica.

Bajo estos conceptos, siguiendo el modelo **sistémico**, se puede definir a la optimización de la producción de pozos como la relación del grado de utilización efectiva de cada uno de los elementos del Sistema Integral de Producción (Yacimiento-Pozo-Superficie, **Figura 1.1**) y la optimización eficiente y eficaz de los recursos para maximizar la producción y el valor del negocio (Escutia C., 2014).

Otros autores, tales como Wang y Livtak (2002) definen el concepto de optimización de la producción petrolera, como la acción conjunta de acciones para encontrar el mejor escenario de operación a un tiempo determinado, sujeto a ciertas restricciones.

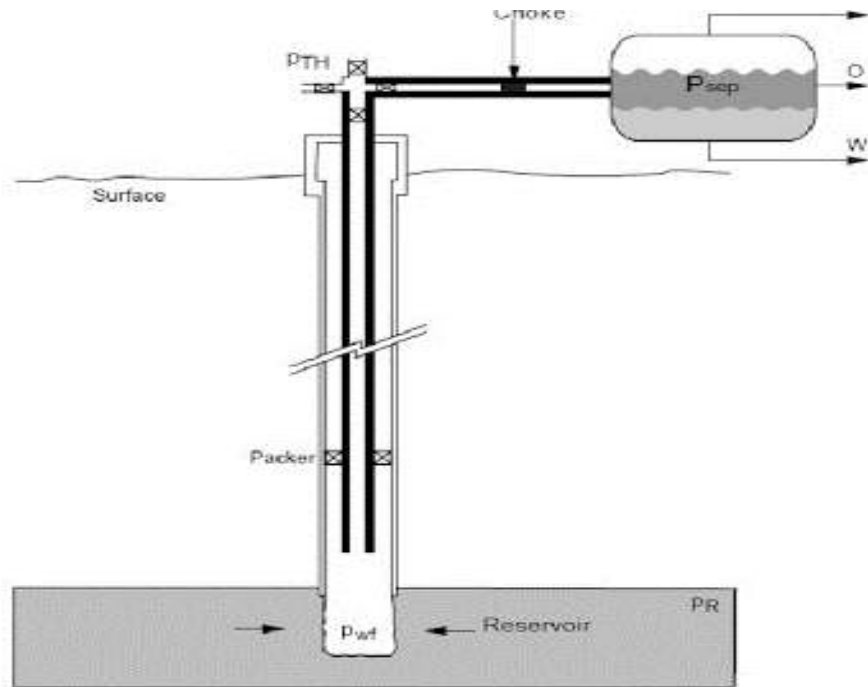


Figura 1.1 Sistema Integral de Producción (Beggs H.,1991)

De manera general, la optimización de la producción busca encontrar el mejor escenario posible de operación, apoyándose de un conjunto de actividades de medir, analizar, modelar, priorizar e implementar acciones para mejorar la productividad de un campo a nivel yacimiento-pozo-superficie.

Como se definió anteriormente, el concepto optimización debe analizarse desde un punto de vista integral, desde el análisis de la causa y diagnóstico, hasta la implementación de una o varias soluciones. Este sistema integrado se compone del yacimiento, el pozo y la superficie, La importancia del enfoque integral radica en el dinamismo en la vida de un campo petrolero, por ejemplo, el comportamiento de la producción de un yacimiento es variable, cambiando con el paso del tiempo, por lo tanto, el pozo y las instalaciones superficiales deben diseñarse para poder manejar todas las condiciones posibles que pueden ocurrir durante la vida productiva de un campo. La mayoría de las veces, las faltas de implementación de un enfoque integral resultan en subestimaciones y sobreestimaciones, repercutiendo en el valor esperado del proyecto

Generalmente, el proceso de optimización se implementa en etapas posteriores al inicio de la explotación de un campo, o cuando han entrado a su fase de declinación, pero una

correcta estrategia para alargar la vida del mismo toma en cuenta la implementación del proceso de optimización en todas las etapas de un yacimiento, desde su etapa inicial hasta el abandono. Hoy en día, principalmente en México, con la entrada de nuevas compañías operadoras y con la situación actual del precio del barril, se tiene el problema de un presupuesto limitado, en el que se tiene la necesidad de maximizar los recursos económicos por medio de la minimización del riesgo y la incertidumbre mediante estrategias de optimización. A continuación se presentan las áreas más comunes que abarca la optimización de la producción

- Modelado de flujo y estimación de zonas con mayor potencial de explotación en el yacimiento
- Diseño óptimo para la colocación de los pozos en el yacimiento
- Optimización de los gastos y ritmos de producción
- Implementación de métodos para aumentar la producción (reparaciones, estimulaciones, etc.)
- Selección de pozos con mayor potencial de recuperación

Las áreas de oportunidad que existen para implementar métodos de optimización son diversas, por lo que es importante conocer a detalle los principales problemas que llegan a afectar el comportamiento normal en la producción de un pozo y campo petrolero.

1.2 Principales Problemas que afectan a la producción de pozos

Al realizar un análisis relacionado con los campos petroleros principales de México, es posible identificar los problemas más complejos de resolver, ya sea por la dificultad que se tiene al intentar darle solución, o por la complejidad al momento de entender el mecanismo de origen del problema, ya sea que se origine en el yacimiento, o esté relacionado con las instalaciones superficiales, tales como el pozo y los separadores.

Durante la vida productiva de un pozo, existirán diversos problemas que afectarán en el desempeño normal del pozo. En este capítulo, se presentan los problemas más comunes, los cuales se dividirán en 3 categorías; nivel yacimiento, pozo y superficie,

dando una descripción breve de estos problemas. Para fines de este trabajo, se seleccionaron los problemas asociados a la producción excesiva de agua, cuya importancia de su elección se justifica en el siguiente capítulo, de igual manera se presenta en el **Apéndice A** un desarrollo más profundo de este problema.

- **Problemas a nivel yacimiento**

1. Caída rápida de presión en el yacimiento

A nivel yacimiento, existen diversas razones por las que se puede presentar una caída rápida de presión, ya sea por una estrategia incorrecta de explotación, en la cual se produzca a ritmos acelerados ocasionando un abatimiento abrupto en la presión, o ya sea por las características naturales de la roca y el fluido que componen al yacimiento. Este problema se ve reflejado directamente en el potencial de recuperación final del yacimiento.

2. Baja permeabilidad

Un yacimiento de baja permeabilidad se define como aquel cuya permeabilidad es menor de 1md para el caso de yacimientos de aceite, y menor a 0.1 md para yacimientos de gas. Cuando se tiene un yacimiento con permeabilidad muy baja, se presentan diversos problemas y dificultades en la extracción del hidrocarburo, requiriéndose técnicas más sofisticadas de explotación tales como fracturamiento hidráulico.

3. Avances de los contactos agua-aceite-aceite-gas

El avance de los contactos de los fluidos es un fenómeno natural que ocurre a medida que se producen y extraen los hidrocarburos. El problema radica cuando se tiene una mala estrategia de explotación, ya que muchas veces los pozos se producen a ritmos excesivos, lo cual ocasiona que los contactos de fluido avancen de manera anormal, ocasionando problemas serios en todo el sistema de producción, no solo a nivel yacimiento. Entre estos problemas se encuentra la conificación, la cual se describe a más detalle en el **Apéndice A**.

4. Mojabilidad no favorable

Por definición, la mojabilidad se define como la preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante, en vez de otro. La fase mojante tenderá a dispersarse sobre la fase sólida y un sólido poroso tenderá a absorber la fase mojante, desplazando en ambos casos la fase no mojante. En condiciones ideales, la roca del yacimiento tiene una mojabilidad preferente al agua, lo cual favorece el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo, pero en ocasiones, se tienen una mojabilidad preferente al aceite, requiriéndose de métodos especiales para producir el hidrocarburo, tales como métodos de recuperación mejorada.

5. Formación de condensados en el yacimiento

En yacimientos de gas y condensado, cuando no es posible mantener la presión del yacimiento por encima del punto de rocío, los componentes líquidos del gas empiezan a condensarse, precipitándose dentro del yacimiento, formando volúmenes grandes de condensado, los cuales afectan a la movilidad del flujo del gas hacia el pozo. En muchas ocasiones, este problema ocurre en la zona cercana al pozo, formándose un banco de condensado, el cual impide totalmente la producción de gas.

6. Formación de emulsiones

Tipo de daño en el cual hay una combinación de dos o más fluidos inmiscibles, entre ellos gas. Las emulsiones se originan cuando se mezclan los filtrados de fluidos o los fluidos inyectados con los fluidos del yacimiento. Las emulsiones se encuentran normalmente en empaque de grava y disparos o perforaciones, o dentro de la formación, dificultando el flujo normal de los hidrocarburos, requiriéndose de la inyección de químicos para poder romperlas.

- **Problemas a nivel pozo**

1. Baja presión en el pozo

Este problema está directamente relacionado con la presión del yacimiento y/o diseño del pozo. Cuando la presión del pozo es insuficiente para llevar hasta superficie los

fluidos del yacimiento, se requiere de un sistema artificial de producción que ayude en el levantamiento. En un pozo de gas, al existir baja presión, puede originarse el problema de carga de líquidos, en el cual los fluidos líquidos se van acumulando en el fondo del pozo, llegando a cesar la producción

2. Problemas de control de agua y gas

En ocasiones, se producen volúmenes no deseados de agua y gas, los cuales pueden tener su origen por problemas mecánicos del pozo, o por el avance de los contactos de fluidos, etc. La producción indeseada de estas fases repercute directamente en todo el sistema integral de producción, ocasionando serios problemas de productividad. En el **Apéndice A** se profundizan los problemas asociados a el control de agua.

3. Producción de arenas

En formaciones suaves (esfuerzo de compresión < 1000 psi), existe la tendencia de que se produzcan partículas finas debido a la cementación mala de las rocas. La producción de arena generalmente es indeseable, ya que puede restringir la productividad, erosionar los componentes de la terminación, impedir el acceso al pozo e interferir con la operación de los equipamientos de fondo de pozo.

4. Depósitos orgánicos e inorgánicos

Tipo de daño en el cual los hidrocarburos pesados se precipitan cuando se reducen la temperatura o la presión. Estos depósitos se ubican comúnmente en las tuberías, los empaques de grava y los disparos o perforaciones, o dentro de la formación. La precipitación de estas sustancias puede llegar a obstruir el espacio poroso cercano al pozo, reduciendo la permeabilidad significativamente, requiriéndose muchas veces de métodos de acidificación.

5. Diseño inadecuado del aparejo de producción

El diseño de un pozo requiere de un dimensionamiento adecuado de sus componentes, tales como lo son diámetros de tubería, tipo y tamaño de estrangulador, diseño de los

disparos, etc. Cuando se tiene un diseño incorrecto, existen pérdidas de presión extra, las cuales repercuten directamente en el funcionamiento óptimo del pozo.

6. Problemas de corrosión

La corrosión es un problema que ocasiona la pérdida de metal en cualquier lugar del sistema de producción, ya sea en el fondo del pozo o en las líneas y equipamiento de la superficie. Si no existe un diagnóstico y tratamiento adecuado, la corrosión puede llegar a destruir una estructura completa, en este caso, el pozo y las instalaciones superficiales.

- **Problemas a nivel superficial**

1. Problemas de aseguramiento de flujo

Por definición, el aseguramiento de flujo se define como el conjunto de estrategias y principios para asegurar que exista un flujo ininterrumpido de producción de hidrocarburos entre el yacimiento y el punto de venta (Glosario de Schlumberger). Los impedimentos para el flujo de hidrocarburos en los pozos y las líneas de flujo pueden surgir de una combinación interrelacionada de efectos, entre los que se encuentran la dinámica de flujo y la química de la producción. Pueden existir problemas tales como depositación de sólidos, formación de emulsiones, taponamientos, etc.

2. Contrapresiones

La presión de un sistema causada por la fricción del fluido o una resistencia inducida al flujo a través del sistema. La mayoría de las instalaciones de proceso requieren una presión mínima del sistema para operar con eficiencia. A menudo, la contrapresión necesaria se crea y controlada por una válvula, que se coloca para operar bajo el rango de condiciones deseadas.

3. Fluidos altamente viscosos y formación de emulsiones

Relacionado directamente con el aseguramiento de flujo, dependiendo del tipo de fluido que se esté produciendo, la viscosidad del fluido puede ser muy alta, lo cual cause problemas de transporte del hidrocarburo, y la posible formación de emulsiones, ocasionando problemas en el proceso de separación.

4. Corrosión en las tuberías

Al igual que en los pozos, la corrosión también ocurre en las instalaciones superficiales, por lo que de igual manera deben tomarse medidas preventivas para evitar problemas asociados a la corrosión.

Si bien, los campos petroleros pueden presentar cualquiera de estos problemas a lo largo de su vida productiva, como se mencionó anteriormente, el trabajo presente está enfocado en atacar únicamente a los problemas de control de agua y daño a la formación por las razones siguientes:

- Su solución genera efectos e impactos rápidos sobre la producción de los pozos.
- Son problemas que afectan de manera importante a los campos maduros.

Capítulo 2 Problemática

2.1 Panorama actual de la industria petrolera en México

A nivel internacional, la industria petrolera se encuentra en una época de transición, en la que las compañías han enfocado sus esfuerzos en optimizar los procesos y abaratar costos asociados a la producción, para hacer rentable el desarrollo de los proyectos petroleros.

En el caso de México, producto de la apertura con la Reforma Energética, se ha impulsado la llegada de nuevas empresas petroleras, las cuales se encuentran frente a la oportunidad y reto de entender el comportamiento de nuestros campos petroleros y proponer acciones a corto, mediano y largo plazo, a través de los planes de desarrollo, buscando mantener o incrementar la producción y poder abastecer la demanda energética actual.

Por otra parte, después de una época sin grandes descubrimientos, consecuencia de la falta de inversión en exploración y desarrollo, Pemex afronta un panorama difícil en el que se tiene la necesidad de incrementar su producción. Con la caída abrupta de producción en Cantarell, las dificultades para mantener la meta de producción en Ku-Maloob-Zaap, además de que otras áreas como lo son aguas profundas se encuentran en etapas tempranas de desarrollo, se cuenta con el problema de que más del 70 % de la producción nacional proviene de campos maduros (Lozada M.,2015), con características complejas para explotar debido a los problemas operacionales serios que existen, tales como invasión de agua, problemas de productividad debido al daño, aseguramiento de flujo, etc.

Con la situación actual, surge la necesidad de realizar un análisis profundo de la situación, y preguntarse si es posible revertir la tendencia actual en el que la producción petrolera nacional va en caída.

2.2 Antecedentes

Cuando se habla en relación a los campos petroleros de México, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap son los ejemplos más claros para entender la situación actual de la Industria Petrolera en México, por lo que el planteamiento de la problemática se centra con base en el entendimiento de los problemas que afectan a la producción petrolera de estos campos.

Hace más de una década, después de alcanzar una producción de más de 3.4 mmbpd, la producción petrolera de México ha ido en una caída acelerada a un ritmo promedio del 3 % por año, hasta llegar a la cifra de menos de 2 mmbpd, siendo el complejo Cantarell, el principal protagonista.

Por muchos años, Cantarell fue la principal fuente de recursos petroleros del país, produciendo grandes volúmenes de aceite, alcanzando para finales de 2003 un pico de producción de 2.2 mmbpd, principalmente del campo Akal el cual aportaba el 95.2 % del a producción total del complejo (Romo D., 2015).

La declinación acelerada de Cantarell se atribuye a varios factores, tanto técnicos como administrativos en los que la estrategia de explotación fue definida por factores políticos y económicos, dejando de lado el aspecto operacional. La producción sometida a grandes gastos, la alta complejidad del yacimiento, altos retos en la optimización de los pozos y decisiones operativas con gran incertidumbre, llevó a grandes problemas operacionales, tales como invasión de agua, altos volúmenes indeseados de gas producido, problemas de productividad y el cierre de cientos de pozos (López J., et Al., 2014).

Con el agotamiento temprano de Cantarell, Ku-Maloob-Zaap (KMZ) parecía ser la solución de Pemex, aunque de manera temporal. Por varios años se logró mantener la producción de KMZ por arriba de los 800 mbpd, siendo el complejo que mayor ha aportado a la producción nacional después del pico de producción alcanzado en 2004 con ayuda de Cantarell, pero al igual que éste, KMZ también se ha visto afectado por problemas operativos y de ingeniería (Lozano J., et Al. ,2013).

En la **Figura 2.1** se muestra la producción nacional de crudo del año 2004 al 2016 de México, mostrando la cantidad que aportaba el campo principal de Cantarell (Akal) y la producción de Ku, Maloob y Zaap (CNH,2018). En la gráfica se observa

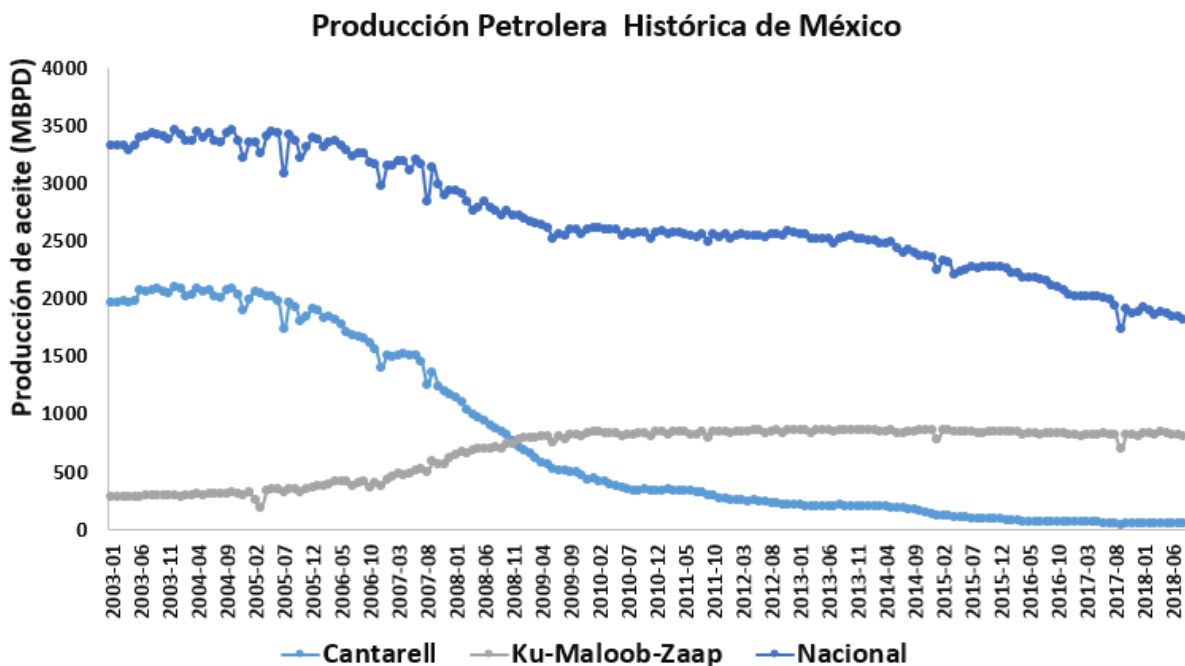


Figura 2.1 Producción petrolera de México 2003-2018, Adaptado de CNH (2018).

Este escenario lleva a cuestionarse, ¿cuál será el futuro de la industria petrolera en México?; en una nueva era en la que empresas tanto nacionales como extranjeras han tomado parte en este sector. Áreas de oportunidad como lo son los campos maduros, en los cuales existe un gran potencial de incrementar la producción a corto y mediano plazo, representa un gran nicho de interés para las compañías operadoras, las cuales se enfrentan a la necesidad de implementar estrategias inmediatas para mantener e incrementar la producción a través de la optimización de producción, que apoyen al sustento técnico en los planes tanto provisionales como de desarrollo que tienen que ser aprobados por la CNH.

2.3 Futuro de la industria petrolera en México

Con una producción actual de 1.8 mmbpd (CNH, 2018), México se encuentra por debajo de lo pronosticado hace unos años por organismos e instituciones tales como Pemex, CNH y la SENER.

En los inicios de la Reforma Energética, la Secretaria de Energía junto con Pemex y la CNH publicaban que para el año 2018, la producción de México alcanzaría los 2.6 mmbpd en un escenario optimista y en los peores escenarios una producción de 2.3 mmbpd. Estos pronósticos se muestran en la **Figura 2.2**.

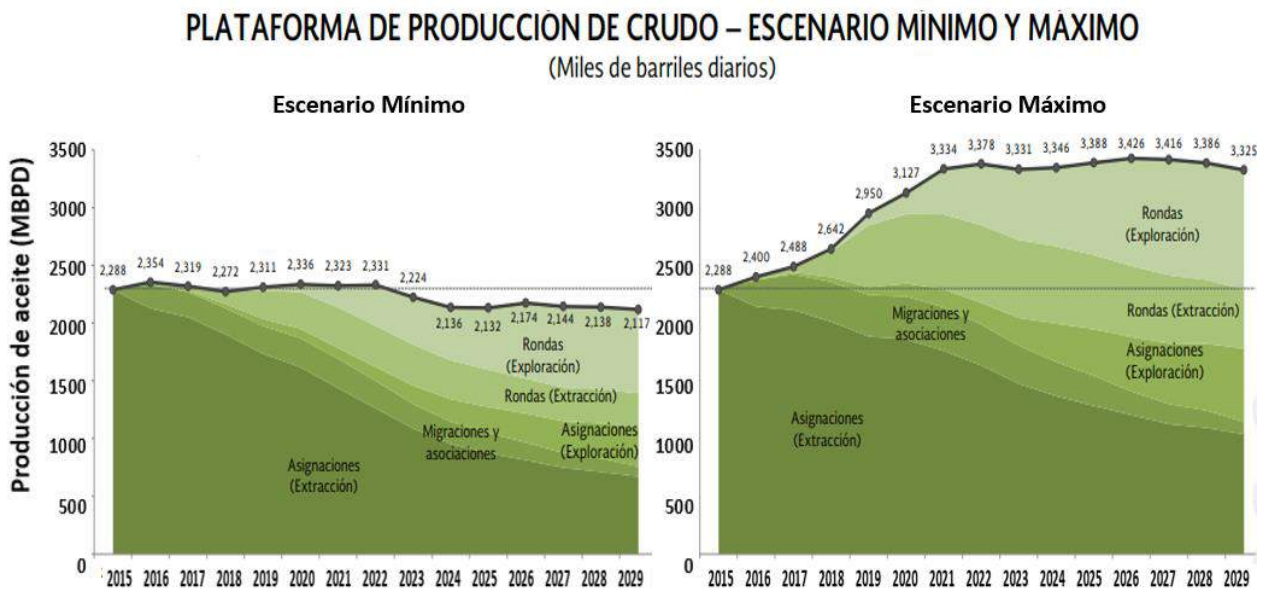


Figura 2.2 Pronóstico de Producción petrolera de México 2015-2029, Adaptado de CNH, SENER y Pemex (2015).

La gráfica muestra que actualmente ninguno de los escenarios se ha cumplido, teniéndose una diferencia de casi 500 mmbpd en comparación con el escenario mínimo, y más de 800 mmbpd con respecto al escenario máximo, teniéndose una gran problema para mantener y estabilizar la producción petrolera.

Sumado a esto, se cuenta con el problema actual de que 80 % de nuestros campos son maduros y la producción de los principales campos de México tales como Cantarell se encuentran muy por debajo de lo esperado, además de que KMZ está entrando en una

etapa de declinación natural. El panorama para los próximos años para los principales campos de México (Cantarell y KMZ) es poco alentador, de acuerdo a Suárez (2016), se espera que para el 2025 la producción conjunta de estos campos sea menos de 500 mbpd, (**Figura 2.3**), lo cual es relevante ya que actualmente no se cuenta con campos de magnitudes similares con respecto a la producción.

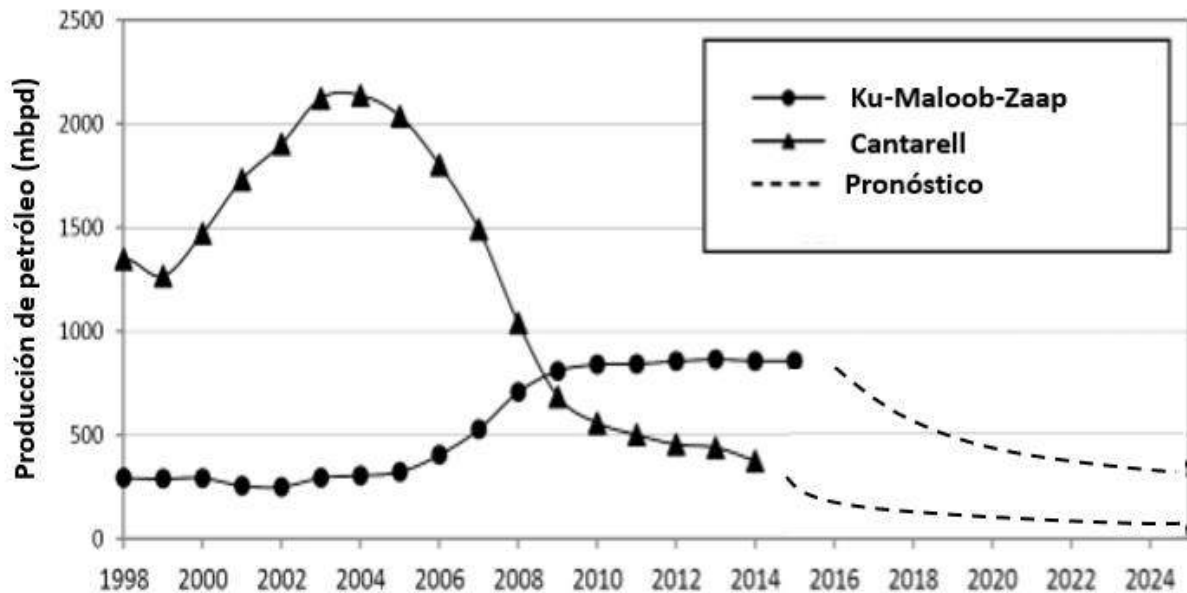


Figura 2.3 Pronósticos de producción de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap (Suarez R., et al. 2016)

Bajo el escenario de revertir la tendencia actual que sigue la producción nacional, es necesario la implementación de nuevas estrategias que permitan hacer frente al reto de aumentar y estabilizar el volumen de hidrocarburos que se produce.

En una época en la que el precio promedio del barril oscilaba arriba de los 100 dólares, desde el máximo alcanzado a mediados de 2008, hasta el gran desplome a finales de 2014 (EIA,2017) la mayoría de los proyectos eran altamente rentables, haciendo posible tener un portafolio amplio de oportunidades. El alto precio del barril ofrecía la oportunidad de desarrollar proyectos grandes, programas masivos de perforación, recuperación secundaria y mejorada, entre otros.

Después del gran desplome en el precio del petróleo hasta llegar a precios alrededor de los 20 dólares por barril, las grandes compañías petroleras se vieron en la necesidad de cambiar su esquema y estrategia de trabajo, enfocándose en maximizar sus recursos a nuevas áreas de oportunidad.

Si bien, la Industria Petrolera en México ha sido afectada en la época de transición que se está viviendo, al voltear a ver el panorama internacional, otros países, como lo son Estados Unidos, Arabia Saudita, Irán, Noruega etc., han logrado mantener y aumentar su producción implementando tecnologías disruptivas, optimización de flujos de trabajo y diversificación en el portafolio de oportunidades, que son los pilares sobre las que las principales compañías petroleras han enfocado sus recursos, adaptándose al nuevo mercado global para seguir siendo competitivas en el sector petrolero, que les ha permitido abaratar costos, maximizar el valor de los activos, mejorando el desempeño y eficiencia de las operaciones

Diversas estrategias, como lo son campañas masivas de perforación, recuperación secundaria, recuperación mejorada (EOR-IOR) y optimización de la producción, permiten aumentar y estabilizar la producción (**Figura 2.4**), obtener un mayor factor de recuperación y por ende mayores ganancias. Por ejemplo, el perforar nuevos pozos, inyectar agua, vapor o químicos, son procesos costosos, sujetos a que el precio del hidrocarburo se encuentre estable por encima de un valor determinado. Es por estas razones que las compañías petroleras deben enfocar sus recursos, tanto técnicos como económicos, en una estrategia a corto plazo que permita maximizar la producción de los hidrocarburos.

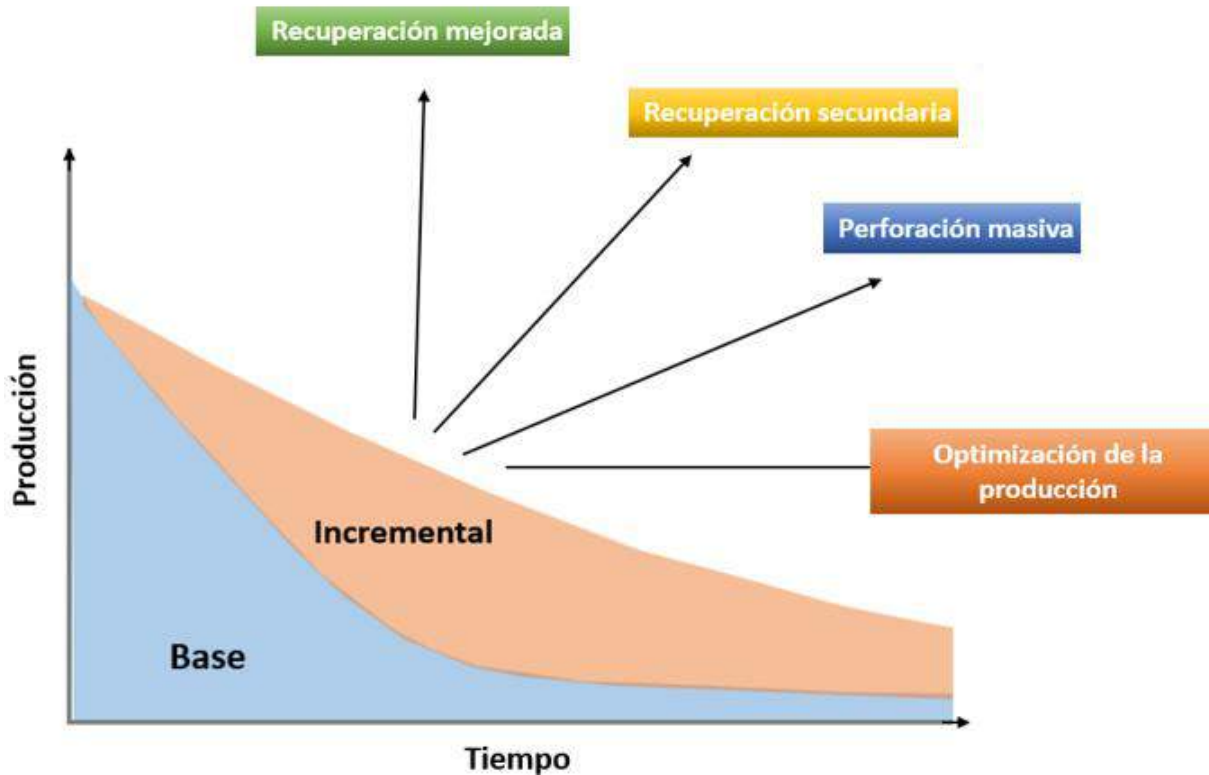


Figura 2.4 Áreas de oportunidad para aumentar la producción de un campo.

Como se mencionó anteriormente, México cuenta con un gran número de campos en su etapa madura, los cuales están siendo afectados por serios problemas operativos y la falta de una estrategia en común. Es en esta brecha de oportunidad donde entra la optimización de la producción, desde un punto de vista integral en el cual se busque implementar una estrategia para maximizar los recursos disponibles con el objetivo de obtener el mayor beneficio posible.

La importancia de enfocarse en el área de optimización de la producción radica en que es una estrategia a corto plazo, la cual no requiere de grandes inversiones, sino de hacer un estudio técnico y económico a fondo de los problemas que afectan al campo, de forma que se implementen acciones rápidas y se obtengan resultados a corto plazo.

2.4 Planteamiento de la problemática

A lo largo de este capítulo se han descrito los problemas que se tienen en los campos petroleros de México, poniendo como ejemplo a Cantarell y KMZ dada su importancia en la producción petrolera nacional. Como se mencionó anteriormente, la mayor parte de la producción nacional proviene de campos maduros, los cuales presentan serios problemas de productividad.

Entre estos factores que afectan a la producción de hidrocarburos de los campos maduros, la producción excesiva de agua es uno de los problemas más comunes y al mismo tiempo complejos que se tienen, en el que factores tales como el deterioro de la integridad mecánica de los pozos, avance rápido del contacto agua-aceite, sistema complejo de fracturas, conificación, etc., provoca que se necesite de métodos de control de agua para mantener la producción de los pozos. En muchas ocasiones, los métodos de control de agua implementados son no exitosos, dado que no se cuenta con un entendimiento correcto del origen del problema, lo que ocasiona que se implementen las soluciones no adecuadas. Sumado a esto, la mayoría de las veces no se toma en cuenta los efectos que se tendrá a lo largo de todo el sistema integral de producción, originándose problemas en otros componentes (yacimiento-pozo-superficie).

Si bien, la producción de agua representa un costo adicional extra dado que se requiere un tratamiento en superficie, el mayor impacto económico se ve reflejado en la recuperación final de aceite, dado que si no se tiene un control correcto de la producción de agua, la cantidad de aceite recuperado disminuirá en función del incremento en la producción de agua. Es importante comprender que el origen de la producción excesiva de agua puede ser diferente para cada pozo, incluso si es de un mismo campo, por lo que el diagnóstico y solución elegida es un tema particular para cada caso, y que una solución exitosa en un pozo no necesariamente lo será en otro.

Si bien, en la literatura existen diversas metodologías y flujos de trabajo que atacan a esta problemática (Elphick J., 2001), (Seright R., 2001), el alcance del análisis se encuentra limitado por las razones siguientes:

- No se toman en cuenta los efectos del problema a nivel integral (yacimiento-pozo-superficie) y por ende, la solución elegida muchas veces no es la correcta.
- Se realizan diagnósticos solamente empleando técnicas analíticas y registros convencionales (PLT, temperatura, etc.), lo cual si bien ofrece buenos resultados para los problemas más simples (**Apéndice A**), la mayoría de las veces no son aplicables para los problemas más complejos.
- No se evalúan otras alternativas previas a la implementación de alguna intervención determinada.

Este trabajo surge a partir de la necesidad de atacar las limitaciones anteriormente mencionadas, en el cual se busca principalmente la evaluación de diversas soluciones, tomando en cuenta el impacto que se tendrá a lo largo de todo el sistema de producción, de manera que se encuentre la mejor estrategia de solución a través de la optimización de las variables involucradas, con el objetivo de maximizar los recursos técnicos y económicos. En el capítulo siguiente se describe a detalle la metodología propuesta.

Capítulo 3 Metodología Propuesta: Análisis y Solución Integrada

La metodología presentada en este capítulo describe los pasos a seguir para llevar a cabo la evaluación de una estrategia (s) de optimización de la producción de los pozos que presentan problemas de producción excesiva de agua. Como se explicó en el capítulo anterior, esta metodología surge a partir de las limitantes que existen en las metodologías tradicionales ya mencionadas; para contrarrestarlas, se propone el uso de una combinación de técnicas y tecnologías diferentes, las cuales permitan realizar un análisis más completo del problema y de la solución.

El objetivo general de la metodología es la de optimizar los recursos económicos y técnicos disponibles para maximizar el beneficio esperado, permitiendo sustentar las operaciones e intervenciones a realizar, de tal manera que se obtenga un mayor grado de certidumbre en la toma de decisiones, dado que se busca emular la respuesta que tendrá el pozo a una operación determinada, antes de realizar la operación de manera real.

Esto permite la evaluación de diferentes escenarios, permitiendo encontrar las condiciones óptimas de operación. La metodología presentada tiene como objetivos específicos los puntos siguientes:

- Identificar los pozos con problemas de producción excesiva de agua e identificar la causa y origen del problema.
- Evaluar diferentes soluciones y reducir la incertidumbre al momento de decidir, teniendo un soporte técnicamente más elaborado a través de un análisis más detallado, haciendo uso de modelos de simulación de las operaciones a ejecutar, apoyado en las técnicas tradicionales.
- Dar un enfoque integral al análisis e implementación de la solución, pronosticando el impacto y efectos que se tendrá a lo largo de todo el sistema integral de producción.

Para lograr esto, se proponen tres procesos principales (**Figura 3.1**) los cuales se describen a lo largo de este capítulo:

1. **Selección de pozos candidatos.**
2. **Identificación del problema.**
3. **Evaluación de alternativas de solución.**

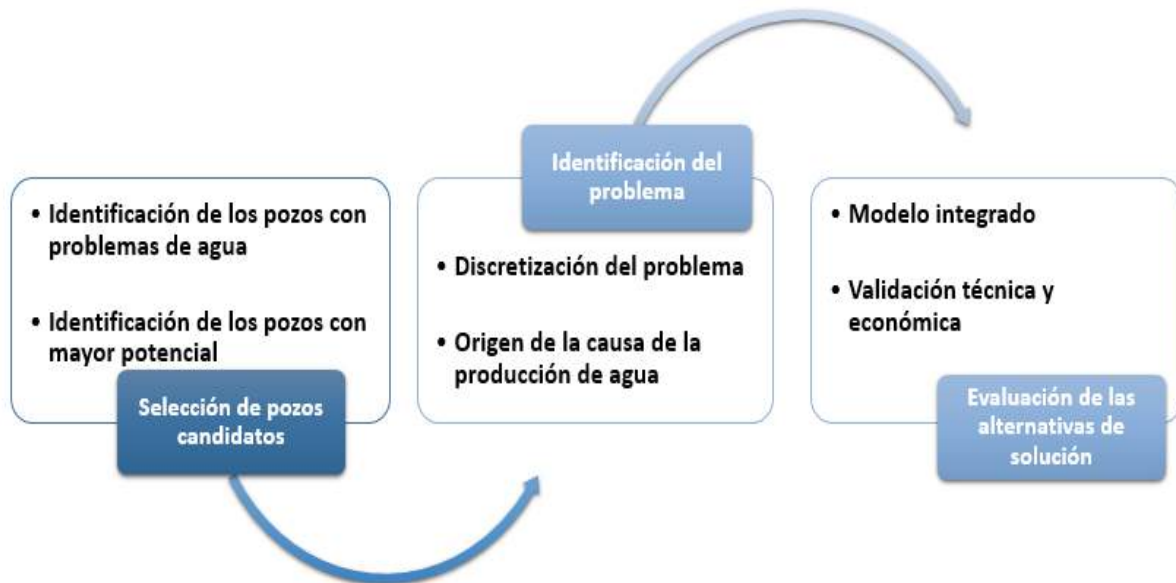


Figura 3.1 Proceso general de la metodología

Para cada proceso, se presentan los pasos a seguir, describiendo el análisis en cada punto. Si bien, la metodología que se presenta está aplicada a la identificación y solución de problemas de producción excesiva de agua, si se cambia el enfoque de análisis con respecto a los parámetros a evaluar, el proceso general es aplicable para cualquier otro tipo de problema de optimización de producción, tales como producción excesiva de gas, baja presión, daño a la formación, etc.

3.1 Selección de pozos candidatos

Esta parte de la metodología tiene el objetivo de mostrar un flujo de trabajo enfocado en la descripción del proceso de identificación de pozos con problemas de producción excesiva de agua y seleccionar aquellos con mayor potencial de recuperación de aceite. Para lograr esto, se propone un flujo de trabajo (**Figura 3. 2**) compuesto por dos puntos principales y sus componentes:

- **Identificación de pozos con problemas de producción de agua**
 - ✓ Análisis del comportamiento histórico de la producción.
 - ✓ Mapas de burbuja, distribución de saturaciones, entre otros.
 - ✓ Comparación de parámetros entre pozos.

- **Selección de pozos con mayor potencial de recuperación**
 - ✓ Gráficos de índice de heterogeneidad.
 - ✓ Pronostico inicial de la recuperación adicional de aceite y jerarquización de pozos candidatos.

A continuación se explican los puntos mencionados:

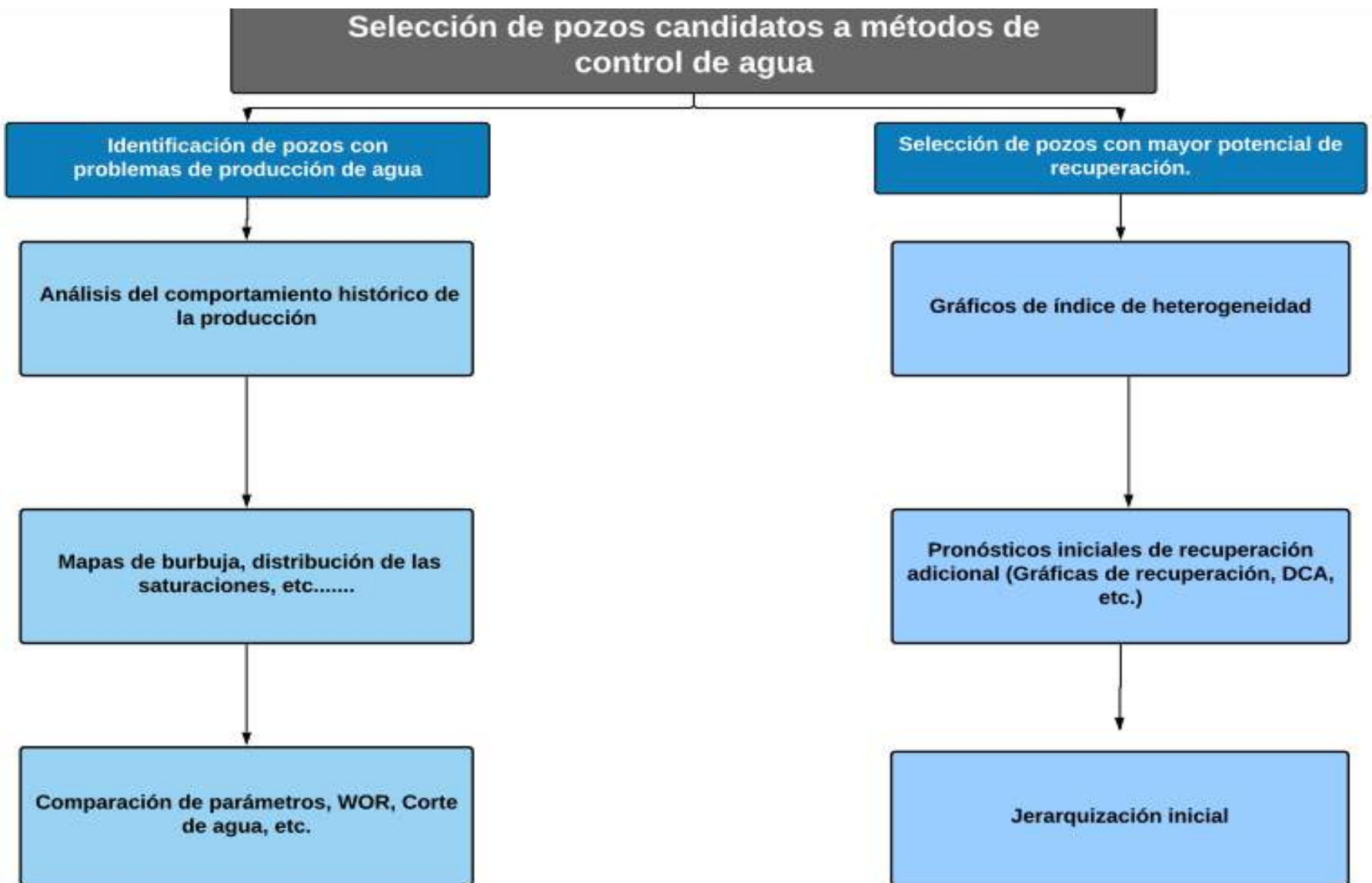


Figura 3.2 Flujo de trabajo para la selección de pozos candidatos a control de agua

3.1.1 Identificación de pozos con problemas de producción de agua

- **Análisis del comportamiento histórico de la producción**

Cuando se tiene suficiente información sobre la producción del campo, es posible usar diferentes técnicas y análisis para identificar pozos que cuentan con problemas de agua y necesitan de un método de control para aumentar su producción de aceite. Entre los parámetros principales a analizar para detectar pozos con producción excesiva de agua se encuentran los siguientes:

- Análisis de los gastos de producción y producción acumulada (Aceite, Agua).
- Análisis de corte de agua, relación agua-aceite, entre otros.

Una de las técnicas más comunes para detectar rápidamente pozos que necesitan un método de control de agua es el uso de gráficos doble logarítmicos de los gastos de producción con respecto al tiempo. Generalmente, los pozos que necesitan un tipo de intervención de control de agua muestran un aumento en la producción de agua y una disminución en la producción de aceite de forma simultánea, tal como se muestra en la **Figura 3.3**.

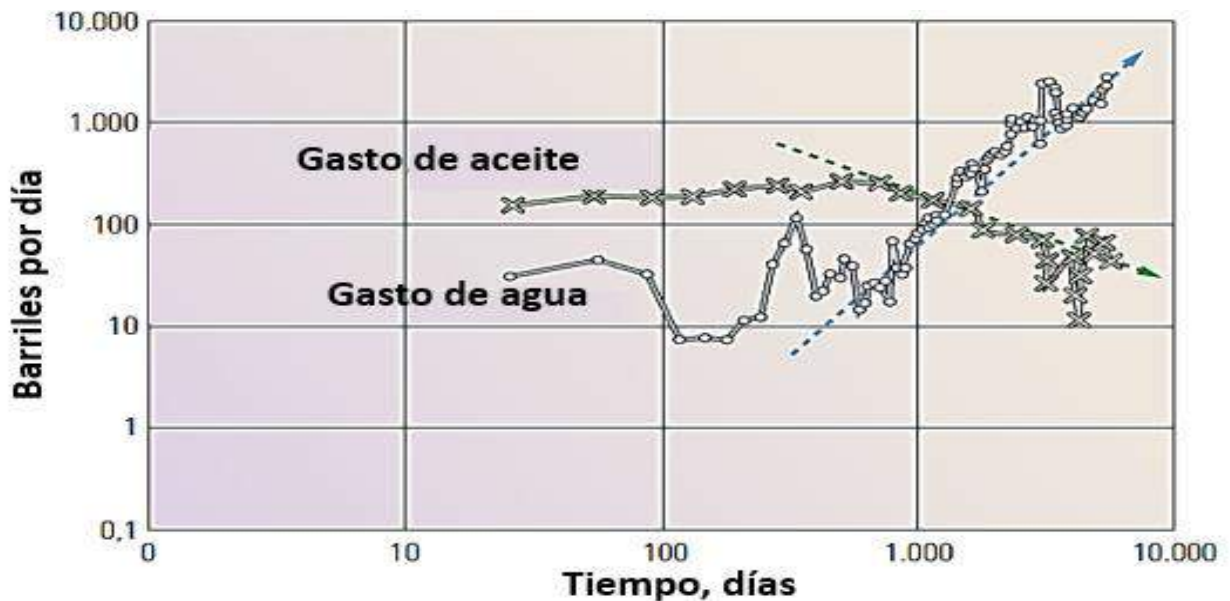


Figura 3.3 Ejemplo de la gráfica doble logarítmica para la identificación de los pozos con problemas de producción de agua (Elphick, 2001)

- **Mapas de burbuja, distribución de saturaciones, entre otros.**

El uso de herramientas tales como mapas de burbuja, distribución de la saturación, entre otros, ofrece un método visual para evaluar de manera rápida diferentes parámetros tales como producción acumulada de agua o aceite, cortes de agua, etc., permitiendo identificar anomalías de producción, por ejemplo, pozos cercanos que muestren comportamientos diferentes. En la **Figura 3.4** se muestra un ejemplo de mapa de burbuja. Estos mapas ayudan a robustecer el análisis analítico, permitiendo una identificación con mayor nivel de detalle.

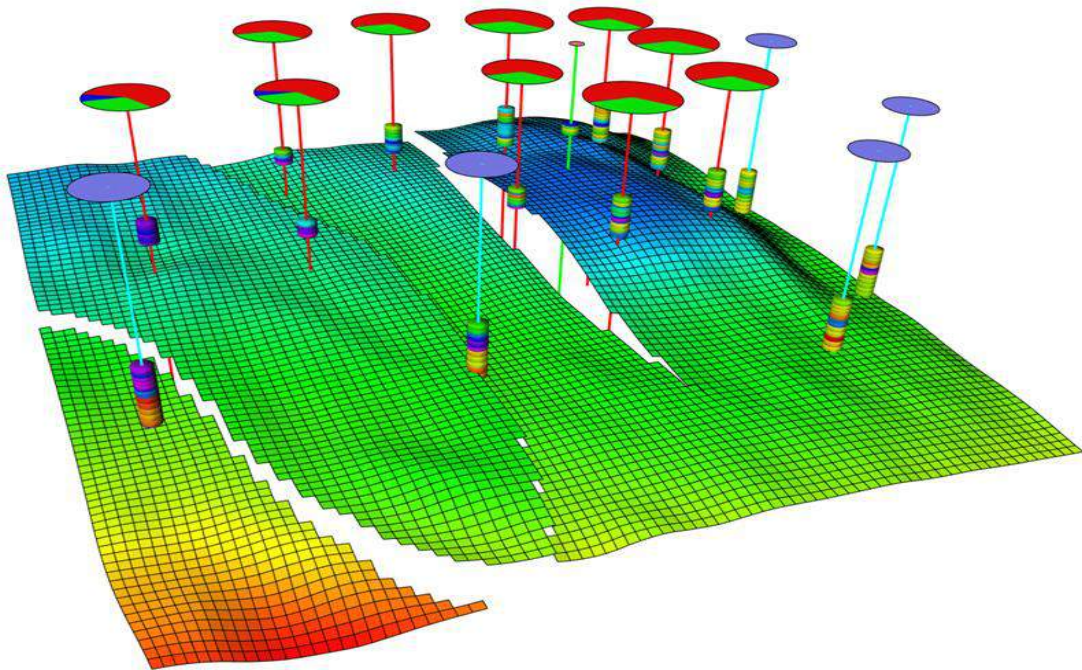


Figura 3.4 Ejemplo de mapa de burbuja para identificar pozos con problemas de producción de agua.

- **Comparación de parámetros entre pozos**

Durante la identificación de pozos con problemas de producción de agua, es conveniente obtener una comparativa visual entre los parámetros y resultados obtenidos, de tal manera que se visualicen los parámetros más importantes que ayudarán a tomar la decisión final. Un ejemplo sencillo se muestra en las **Figura 3.5**.

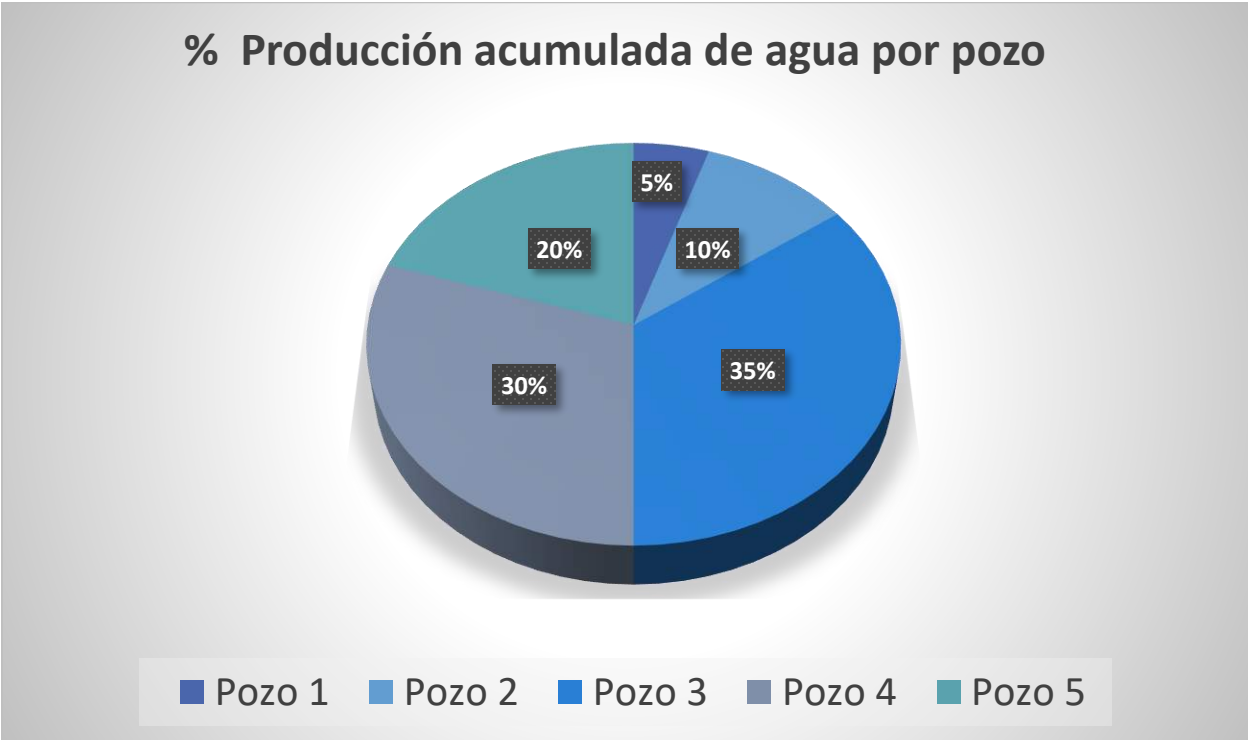


Figura 3.5 Ejemplo de comparación entre parámetros de producción de pozos.

3.1.2 Selección de pozos candidatos con mayor potencial de recuperación

- **Gráficos de índice de heterogeneidad**

Durante la identificación de los pozos con problemas de agua, no necesariamente todos son candidatos idóneos, dado que solo se busca aplicar métodos de control a aquellos pozos con los que se obtendrá un mayor beneficio económico. Estos gráficos permiten escoger aquellos pozos que tienen una producción de agua por encima del promedio, pero que a la vez cuentan con una historia de producción favorable para incrementar su producción y que son candidatos idóneos a un método de control.

El índice de heterogeneidad es un valor adimensional que permite detectar anomalías de una variable determinada en el comportamiento de los pozos. La interpretación del índice de heterogeneidad se basa en la regla siguiente:

- Índice de Heterogeneidad = 0; Comportamiento normal promedio.
- Índice de Heterogeneidad > 0; Comportamiento por encima del normal promedio.
- Índice de Heterogeneidad < 0; Comportamiento por debajo del normal promedio.

$$\text{Índice de Heterogeneidad (IH)} = \frac{\text{Valor del pozo}}{\text{Valor promedio de los pozos}} - 1$$

Pronóstico inicial de la recuperación adicional de aceite y jerarquización

Generalmente, las compañías operadoras cuentan con un presupuesto limitado para cierto tipo de operaciones. En el contexto de control de agua, las compañías buscan invertir en aquellos pozos que ofrezcan un mayor potencial de recuperación de aceite.

Bajo el objetivo principal de este trabajo, se propone realizar un pronóstico inicial mediante el uso de técnicas analíticas, de forma que se obtenga un parámetro inicial relacionado con el pronóstico futuro de la producción de los pozos ante una reducción de la producción de agua. Posteriormente, una vez identificado el problema se evaluarán las alternativas posibles de solución en el modelo integrado, para tener un enfoque holístico del problema, además de la evaluación económica asociada a dichas alternativas.

Entre las técnicas más comunes para realizar pronósticos utilizadas en el control de agua se encuentran:

- Gráficos de recuperación

Son gráficos semilogarítmicos de la relación agua-aceite (RAA) y la producción acumulada de aceite (Elphick, 2001). Como se observa en la **Figura 3.6** generalmente, en la mayoría de los pozos con problemas de producción de agua, la RAA aumenta (A) debido al incremento en la producción de agua, acercándose a un valor (B) al que ya no

es económicamente rentable operar el pozo. Si se aplica un método de control de la producción de agua, es posible reducir la RAA (C), permitiendo obtener un parámetro inicial sobre la recuperación adicional de aceite que se tendrá (D).

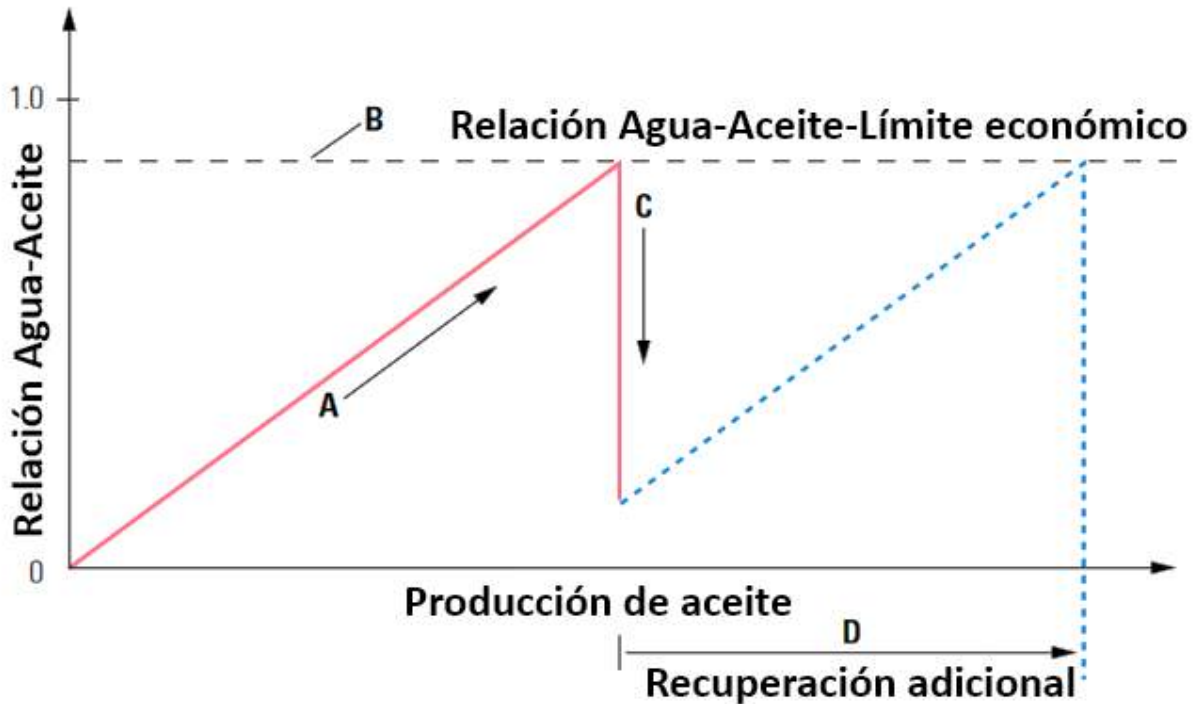


Figura 3.6 Ejemplo de la gráfica de recuperación para pozos con problemas de producción de agua.

- Curvas de declinación

Las curvas de declinación son representaciones gráficas del comportamiento de la producción del pozo con respecto al tiempo, o a la producción acumulada, las cuales permiten predecir el comportamiento futuro de un pozo. En lo que respecta al control de agua, las curvas de declinación son útiles para determinar la recuperación acumulada futura del pozo bajo ciertas condiciones, permitiendo conocer de qué manera afecta la producción de agua.

Como se explicó anteriormente, es necesario establecer una jerarquización inicial de los pozos basado en el potencial de recuperación obtenido. En este punto del análisis, no se tiene identificado la fuente del problema, por lo que los pronósticos hechos están sujetos a una incertidumbre desconocida, la cual se considerará en el modelo integrado donde se valide la solución técnica y económicamente.

3.2 Identificación del problema

Tal como se describió en el capítulo anterior, uno de los parámetros claves para aplicar un método de control de agua exitoso, es el entendimiento correcto de las causas que originan que un pozo produzca más agua de la esperada. La metodología de identificación del problema se presenta en la **Figura 3.7** de manera esquemática.

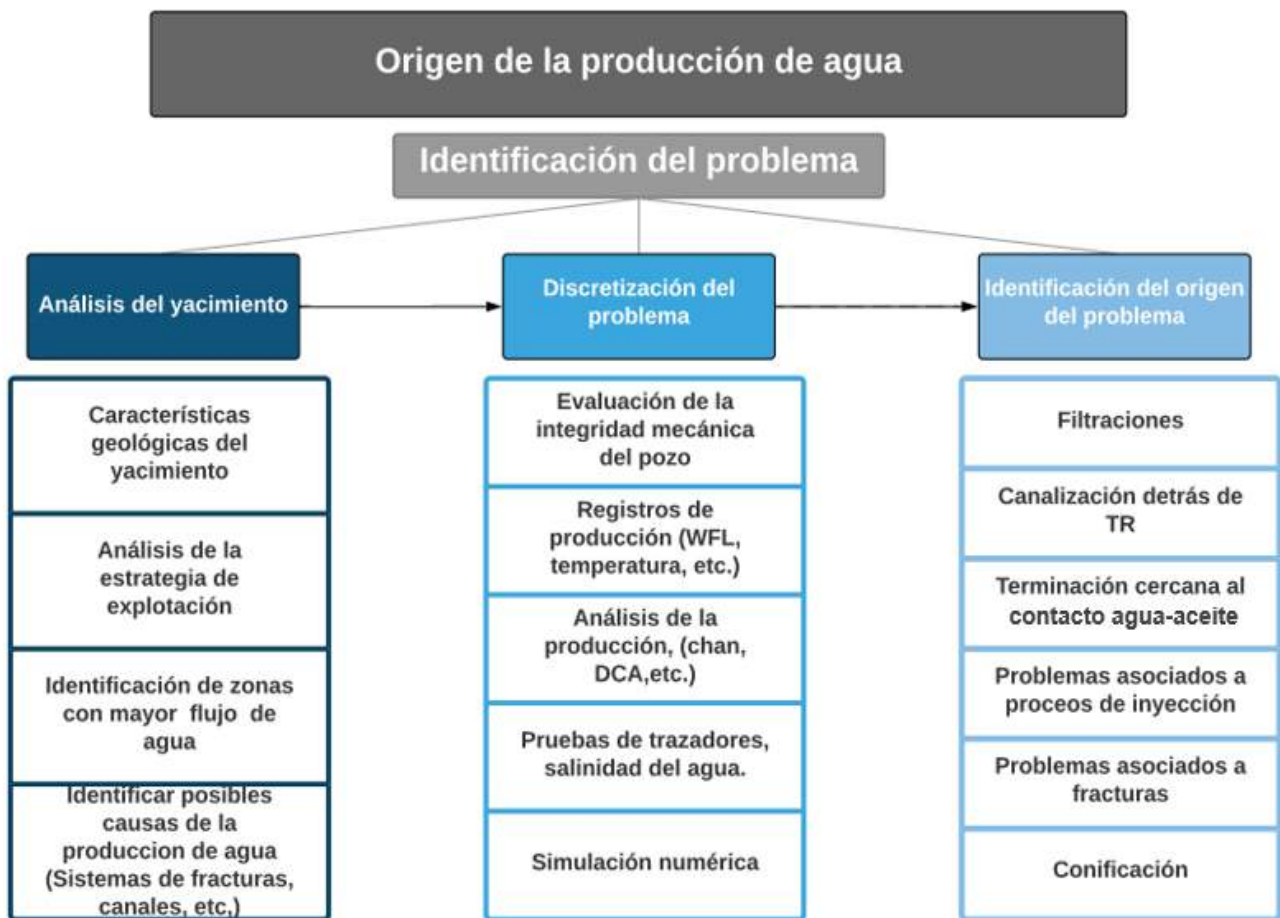


Figura 3.7 Flujo de trabajo general para la identificación del origen de la producción de agua.

3.2.1 Análisis general del yacimiento

El objetivo del análisis del yacimiento es la de evaluar sus características geológicas y de explotación del mismo. En este paso, se busca analizar características específicas que sirvan de apoyo en la identificación del origen del problema, tales como; la existencia de fracturas, canales hidráulicos de comunicación, estrategias de explotación (procesos de inyección de agua), zonas con mayor incremento de saturación de agua, etc. (**Figura 3.8**). Esta información servirá para poder discretizar el problema, considerar y descartar posibles causas de la producción de agua.

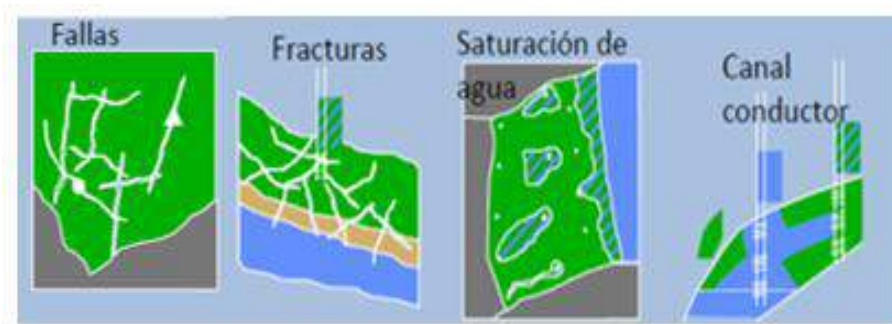


Figura 3.8 Ejemplo de información obtenida del análisis general del yacimiento (Elphick, 2001).

3.2.2 Discretización e identificación del origen del problema.

Una vez que se han identificados los pozos con problemas de producción de agua, se procede a identificar el origen del problema. Como se describe en el **Apéndice A**, la producción excesiva de agua puede atribuirse a varias causas y factores, que van desde fallas en la integridad mecánica del pozo, hasta problemas relacionadas con las características geológicas del yacimiento.

A medida que aumenta la complejidad del problema, la información y análisis que se requiere es mayor. En la **Figura 3.9** se muestran los problemas de producción de agua por categoría y la información necesaria para poder identificarlos.

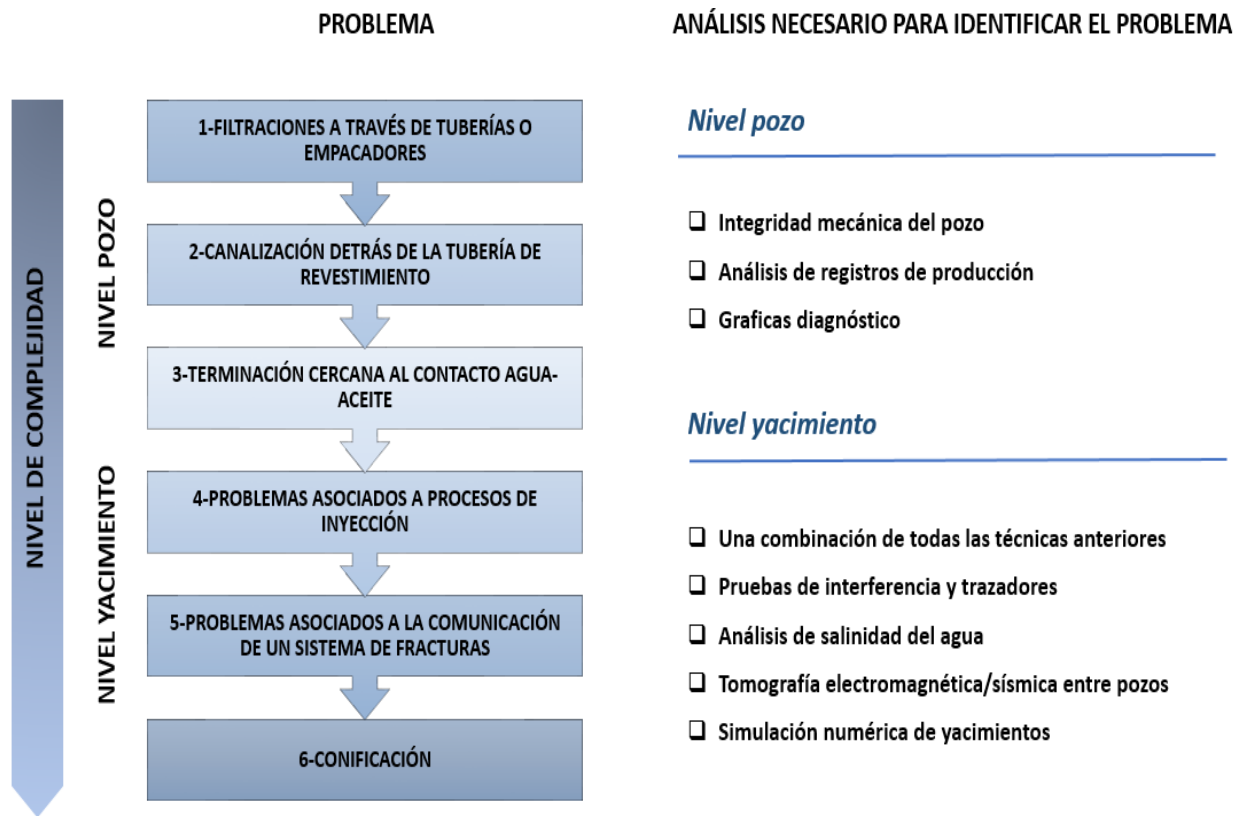


Figura 3.9 Problemas de producción de agua, información y datos necesarios para su identificación.

Para lograr una identificación correcta, es necesario ir desde lo más simple hasta lo más complejo, y con ayuda del análisis general del yacimiento, se descartan de manera inicial los problemas que pueden o no aplicar al o a los pozos que se analicen. En la **Figura 3.10** se muestra el flujo de trabajo propuesto para discretizar el origen de la producción de agua, hasta llegar a la causa puntual. De igual manera, en la **Tabla 3.1** se muestran las características principales de las causas de producción excesiva de agua y la forma de diagnosticarla. Por ejemplo, si la interpretación de los gráficos de diagnósticos indica problemas de canalización, es necesario determinar si se trata de una filtración en el pozo o por una canalización directa por un sistema de fracturas, es necesario saber qué información utilizar para discretizar el problema y llegar a la causa puntual. En el **Apéndice A** se da una descripción a más detalle de esta información.

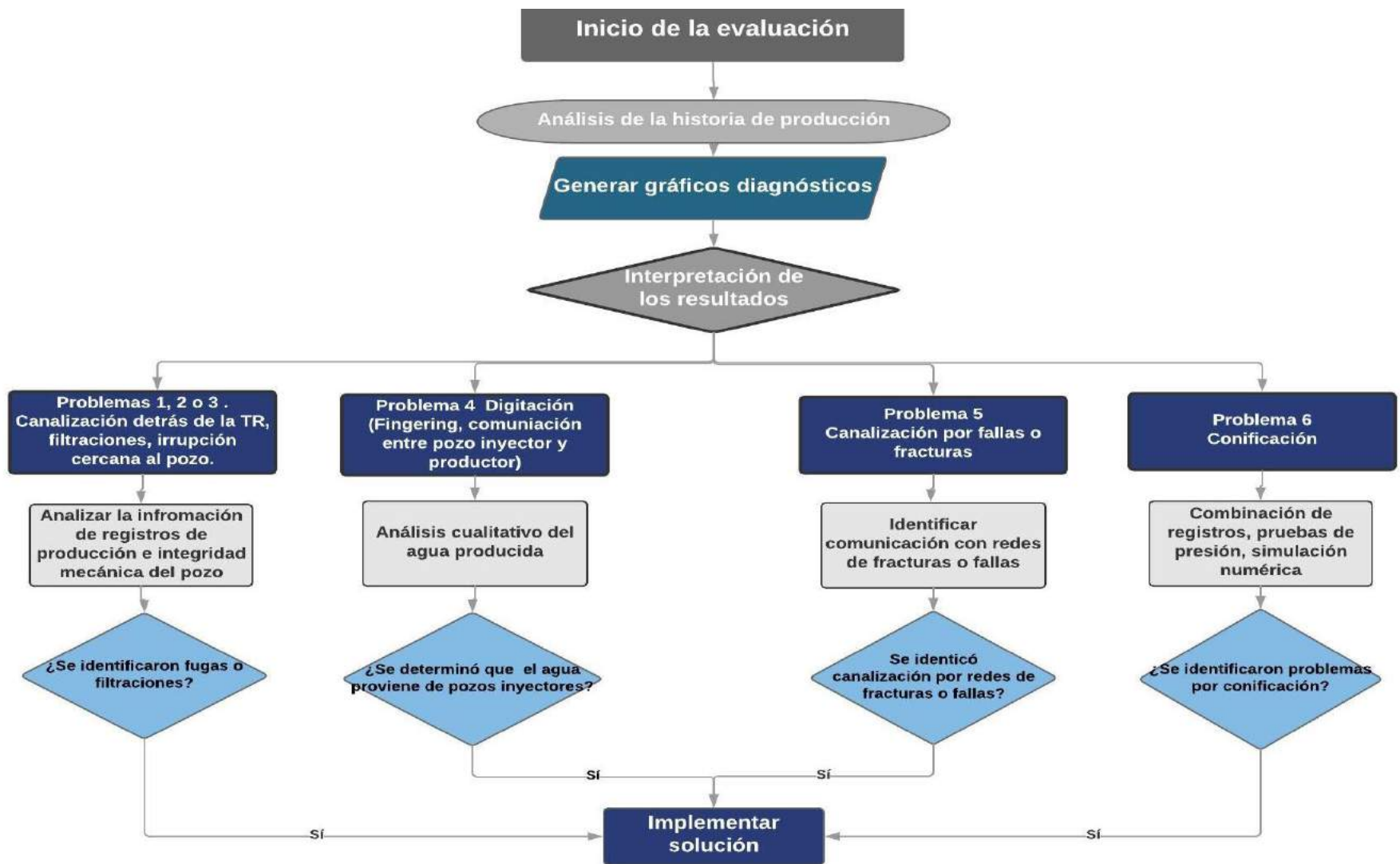


Figura 3.10 Flujo de trabajo general para la Discretización del problema específico de producción de agua.

Problema	Causas	Diagnóstico	Posibles soluciones
Filtraciones a través de la tubería o empacadores	Filtraciones y aperturas a causa de la corrosión, presión excesiva, deformaciones, etc.	<ul style="list-style-type: none"> •Registros de temperatura, registro de ruido y PLT. •Registros de integridad del cemento (CBL), ultrasónicos, y de fugas. •Pruebas de trazadores. •Registros electromagnéticos •Registro de activación de oxígeno 	<ul style="list-style-type: none"> •Cementación forzada •Soluciones mecánicas (Taponos, empacadores, parches, etc.) •Inyección de químicos
Canalización detrás de la tubería de revestimiento	Daño a la integridad de la cementación del pozo, ya sea por un mal diseño o por daño provocado por intervenciones.	<ul style="list-style-type: none"> •Registros de temperatura, ruido y PLT. •Registros CBL, ultrasónicos, y de fugas. •Pruebas de trazadores. •Registros electromagnéticos Registro de activación de oxígeno 	<ul style="list-style-type: none"> •Cementación forzada •Soluciones mecánicas (Taponos, empacadores, parches, etc.) Inyección de químicos
Avance del contacto agua-aceite	Se debe al movimiento normal del contacto agua-aceite cuando existe un empuje por un acuífero de fondo durante la vida productiva del pozo	<ul style="list-style-type: none"> •Combinación de registros y correlación sísmica /electromagnética entre pozos. • Se necesita conocer la profundidad del contacto agua aceite para poder descartar otros problemas que pueden confundirse con este. 	<ul style="list-style-type: none"> •Abandonar el intervalo cercano al contacto y re disparar. •Soluciones mecánicas (Taponos, empacadores, etc.) •Producción dual •Control de gastos

Problemas asociados a procesos de inyección	Canalización entre un pozo inyector y un pozo productor	Ocurre principalmente cuando una red de fracturas comunica directamente a un pozo inyector con uno productor, permitiendo una irrupción temprana del agua.	<ul style="list-style-type: none"> •Pruebas de presión •Pruebas de trazadores 	•Inyección de químicos y obturadores
	Irrupción temprana del agua resultado de un proceso de digitación	Ocurre en procesos de inyección de agua donde no se tiene un control sobre el desplazamiento de las fases, causando una irrupción no deseada del agua inyectada en los pozos productores.	<ul style="list-style-type: none"> •Análisis cualitativo del agua producida (Salinidad). •Correlación sísmica/electromagnética. • Combinación de registros 	<ul style="list-style-type: none"> •Inyección de controladores de movilidad •Inyección de químicos.
Problemas asociados a fracturas y fallas	Fallas o fracturas que se conectan a una zona saturada de agua	Ocurre cuando una red de fracturas intersecta al pozo con cuerpos de agua cercanos, permitiendo una canalización temprana del agua hacia el pozo.	<ul style="list-style-type: none"> •Pruebas de interferencia •Combinación de registros y gráficos diagnóstico •Correlación sísmica/electromagnética 	•Inyección de químicos y obturadores
	Canalización por fallas y estratos de alta permeabilidad con flujo transversal	Ocurre cuando existen canales de muy alta permeabilidad, los cuales intersectan a los pozos, permitiendo la entrada directa del agua.	<ul style="list-style-type: none"> •Combinación de registros y gráficos diagnósticos. •Correlación sísmica/electromagnética 	<ul style="list-style-type: none"> •Cambio de intervalo productor •Inyección de geles de alto rango de penetración
	Conificación 2D	Ocurre cuando una fractura conecta directamente al pozo con un acuífero de fondo, permitiendo una irrupción temprana del agua. Se da principalmente en pozos horizontales.	<ul style="list-style-type: none"> •Combinación de registros •Gráficos diagnósticos 	•Inyección de químicos y obturantes.

Conificación 3D	Ocurre cuando las fuerzas viscosas vencen a las fuerzas gravitacionales, permitiendo que el agua irrumpa hacia el pozo. Normalmente ocurre cuando se tienen altos gastos de producción, o una terminación cercana al contacto agua-aceite.	<ul style="list-style-type: none"> •Combinación de registros y gráficos diagnósticos. •Simulación numérica 	<ul style="list-style-type: none"> •Control de gastos •Producción dual •Inyección de químicos
------------------------	--	--	--

Tabla 3.1 Problemas principales de producción de agua y sus características principales..

Una vez que se ha identificado la causa del problema se procede a identificar posibles soluciones. En la sección siguiente se describe este paso.

3.3 Evaluación de las alternativas de solución

Esta parte de la metodología está enfocada en la evaluación de las soluciones propuestas al problema identificado, con el propósito de elegir la solución óptima. Los objetivos de este proceso son los siguientes:

- Evaluar los impactos del problema a lo largo de todo el sistema integral de producción
- Evaluar las soluciones propuestas, analizando económicamente el beneficio obtenido
- Una vez obtenida la mejor solución en el contexto económico, se analizan los efectos a lo largo de todo el sistema integral de producción para validar su implementación técnica.

Los dos puntos principales de esta metodología se describen a continuación:

3.3.1 Modelo integrado

Un modelo integrado representa al yacimiento, pozo y las instalaciones superficiales a través de modelos numéricos acoplados que emulen los efectos y fenómenos físico-químicos del proceso de producción, desde el medio poroso hasta el punto de entrega, de tal forma que se tenga todo el sistema integral de producción. Esta metodología abarca diferentes niveles de complejidad para representar cada elemento del sistema y en el capítulo 4 se escriben los elementos utilizados para este trabajo.

Se buscan evaluar y encontrar las soluciones óptimas para reducir la producción de agua. En la **Figura 3.11** Se muestra el proceso general del modelo integrado para llegar a la solución óptima.



Figura 3.11 Flujo de trabajo del modelo integrado para encontrar la solución óptima.

La metodología propuesta consiste en modelar el Sistema Integral de Producción a partir de un Modelo Integrado, compuesto por un Modelo sectorial de Yacimiento y un Modelo de Superficie (**Figura 3.12**). De manera general, el proceso para la integración se describe a continuación:

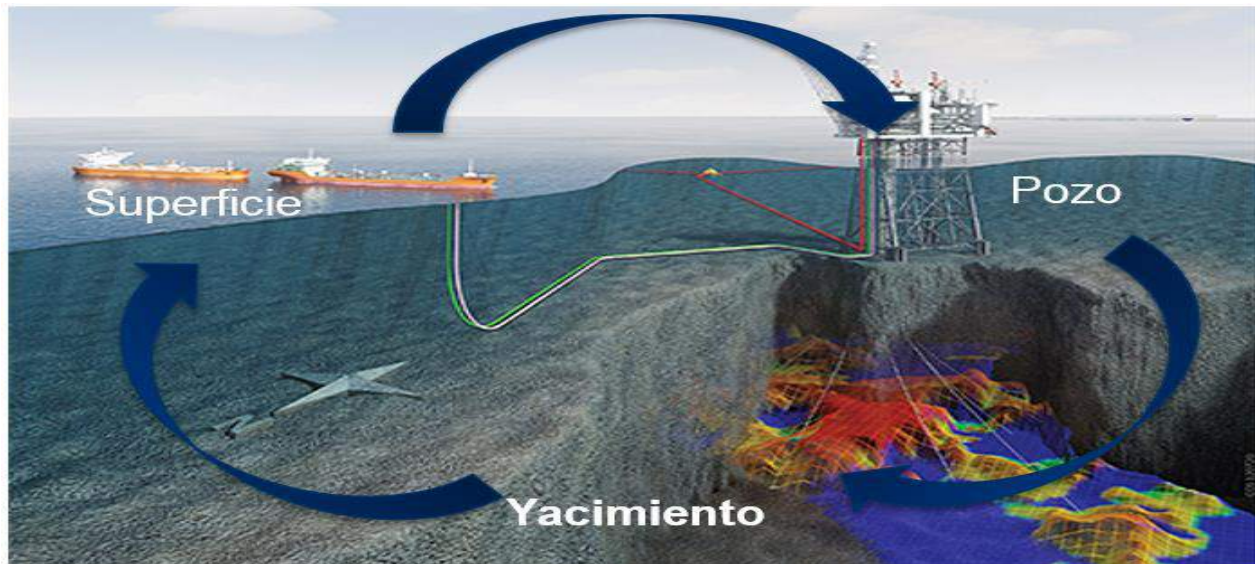


Figura 3.12 Ejemplo de modelo integrado (Yacimiento-Pozo-Superficie).

1. Primero se debe obtener el modelo sectorial, el cual puede obtenerse a través de un corte de un modelo existente, en caso de no existir se puede construir desde cero, el cual deberá tener las características petrofísicas del pozo y la formación, con el objetivo de representar el comportamiento real de la forma más precisa posible. Entre las ventajas principales de tener un modelo sectorial se encuentran:
 - La posibilidad de realizar refinamientos en áreas específicas a analizar, lo cual ayuda a problemas tales como conificación con un mayor nivel de detalle.
 - Reducir tiempos de simulación dado, que solo se tiene una parte del modelo total del yacimiento, lo cual permite la evaluación de soluciones múltiples.

La razón del uso de un modelo sectorial se debe a que los modelos de simulación de los campos generalmente cuentan con un gran número de pozos, por lo que se requiere de tiempos muy largos de simulación, lo cual repercute en la capacidad de análisis de la solución.

2. Una vez que se ha construido el modelo sectorial se construye el modelo de superficie (Pozo-Instalaciones superficiales), con el propósito de evaluar el impacto que se tiene en estos componentes del sistema de producción por medio de simulación del flujo multifásico, ya sea en estado estacionario o transitorio. Para este trabajo el ejemplo de aplicación se realizó con una simulación transitoria. A continuación se describe la importancia de la simulación en estado transitorio:

La simulación transitoria permite caracterizar y cuantificar el efecto de las inestabilidades del flujo multifásico en pozos productores, y evaluar si la solución implementada es la correcta (Bendiksen et Al, 1991). Cuando se tienen grandes fluctuaciones en el flujo, se originan problemas operacionales en los procesos de separación. Es importante reconocer los tipos de inestabilidades del flujo multifásico y sus características para poder manejarlas y aplicar estrategias para su mitigación. Generalmente, los sistemas de producción se evalúan con modelos en régimen estacionario, los cuales no permiten identificar a detalle las inestabilidades de flujo, que complican el entendimiento del problema hablando específicamente de este tipo de problemática.

3. Una vez que se cuenta con el modelo de yacimiento y el de superficie, se procede a integrar los modelos por medio del acople numérico de variables, tales como el gasto y la presión. La construcción del modelo integrado tiene el propósito de cumplir con los objetivos siguientes:
 - Análisis del problema en cuestión y sus efectos en cada componente del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-superficie).

- Implementar la solución propuesta y evaluar su impacto a lo largo de todo el sistema integral de producción.
- Encontrar las condiciones de operación óptimas mediante la simulación y evaluación de diferentes escenarios.

La importancia de analizar los efectos en todo el sistema de producción radica en considerar que un cambio en el subsuelo o yacimiento, tendrá una repercusión en el pozo y superficie. Esto quiere decir que la mejor solución a nivel yacimiento no necesariamente será la mejor a nivel superficie y viceversa, por lo que debe tomarse en cuenta los efectos a nivel integral.

3.3.2 Evaluación técnico-económica

- **Evaluación económica**

Tiene como objetivo validar la solución propuesta. La evaluación económica busca validar la rentabilidad de las soluciones implementadas con base en diferentes herramientas y métodos, se busca pronosticar el riesgo y retorno de inversión para un proyecto futuro, tomando en cuenta factores tales como la producción esperada de hidrocarburos, el precio del barril, gastos de inversión y operacionales antes de impuestos, etc. Con el uso de algunos indicadores económicos se determinará si la solución propuesta es rentable. A continuación se describen los parámetros principales a tomar en cuenta para el análisis económico

- Pronósticos de Producción
- Precios
- Costos variables
- Costos fijos
- Tiempo
- Inversiones
- Valor Presente Neto VPN
- Valor Presente de Inversión VPI

Capítulo 4 : Aplicación de la metodología propuesta

4.1 Objetivo del caso de aplicación

En este capítulo se presenta un caso de aplicación de la metodología propuesta, en el cual se sigue paso a paso el flujo de trabajo descrito en la sección anterior. Los objetivos que se buscan son los siguientes:

- Identificar aquellos pozos con problemas de producción de agua, que sean los mejores candidatos a algún tipo de intervención y encontrar el origen del problema para definir una solución apropiada.
- Establecer una o varias estrategias de control de agua al pozo (s) seleccionado.
- Demostrar la importancia de realizar un análisis integrado en el diagnóstico del problema y en la solución implementada.
- Validar técnica y económica la solución propuesta con el fin de encontrar la estrategia optima de solución.

4.2 Descripción del yacimiento

El campo Blue-Wolfe es un yacimiento localizado costa fuera, que se encuentra a una profundidad promedio de 2200 metros con un tirante de agua de 250 metros el cual produce principalmente aceite. Geológicamente, el yacimiento se encuentra en una estructura anticlinal, el cual cuenta con una capa de gas y un acuífero de fondo. El yacimiento se encuentra dividido en 3 bloques conectados hidráulicamente por 2 fallas permeables. Respecto a la historia de producción, el yacimiento ha sido producido por un periodo de tres años con 11 pozos productores, en el cual se ha implementado una estrategia de inyección de agua en el fondo del acuífero con 8 pozos inyectores, como método de mantenimiento de presión temprana dado que se cuenta con un acuífero de empuje medio.

- **Consideraciones para el caso de aplicación:**
 - Se analiza la historia de producción por un periodo de tres años.

En la **Tabla 4.1** se muestran las características principales del campo, de igual manera en la **Tabla 4.2** se muestran las características del modelo de simulación.

CAMPO BLUE-WOLFE		
Tipo de yacimiento	Yacimiento de aceite negro	
Viscosidad del aceite (μ_o)	2-3	cp
Densidad del aceite (ρ_o)	24	° API
Temperatura del yacimiento	120	° C
Permeabilidad promedio (k)	100	md
Porosidad promedio (Φ)	18	%
Espesor neto promedio (h)	300	ft
Compresibilidad total	2×10^{-5}	psi
Factor de volumen del aceite (B_o)	1.5	m3/m3
Presión inicial del yacimiento (P_i)	3400	psi
Presión de burbuja (P_b)	2800	psi
Saturación de agua promedio (S_w)	35	%
NÚMERO DE POZOS		
Pozos productores	11	
Pozos inyectores	8	

Tabla 4.1 Características principales del campo Blue-Wolfe.

Tipo de simulador	ECLIPSE 100 ®
Modelo	3D Bloques homogéneos
Tipo de fluido	Aceite negro
Dimensiones de la malla	20x15x8
Celdas totales	2400
Dimensiones de las celdas (metros)	220*220*15

Tabla 4.2 Características principales del modelo de simulación.

En la **Figura 4.1** se muestra el modelo de yacimiento, el cual se dividió en tres bloques; de igual manera se muestra la localización de los pozos productores y la distribución inicial de las saturaciones.

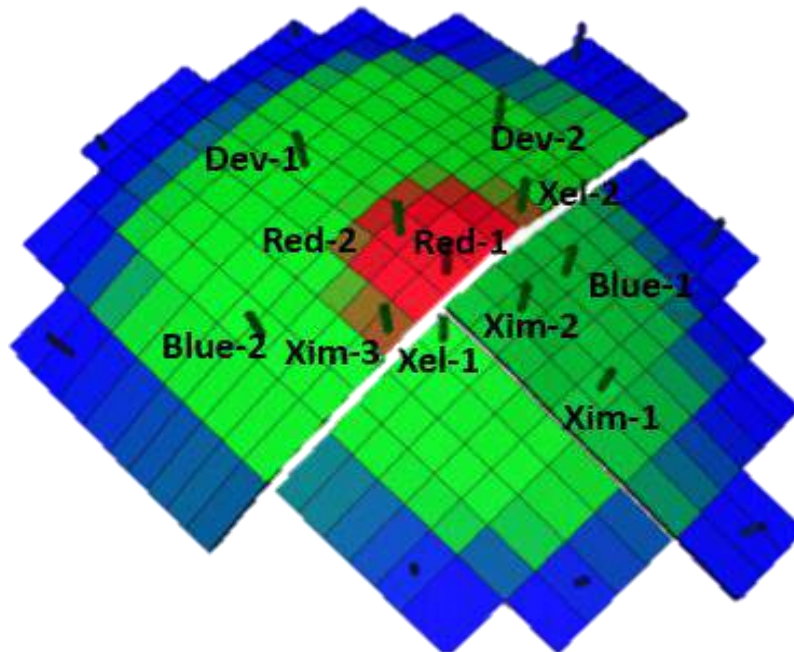


Figura 4.1 Modelo de yacimiento del campo Blue-Wolfe

En la **Tabla 4.3** se muestra la condición actual de los pozos con respecto al gasto de producción. Es importante recordar que más adelante se hará uso del modelo sectorial.

Pozo	Gasto de aceite promedio actual (Bpd)	Estatus
Xim-1	202	Abierto
Xim-2	538	Abierto
Xim-3	365	Abierto
Blue-1	0	Cerrado
Blue-2	481	Abierto
Red-1	584	Abierto
Red-2	702	Abierto
Dev-1	1 010	Abierto
Dev-2	615	Abierto
Xel-1	930	Abierto
Xel-2	0	Cerrado

Tabla 4.3 Condición actual de los pozos productores del campo Blue-Wolfe

4.3 Selección de pozos candidatos

4.3.1 Identificación de pozos con problemas de producción de agua

Primero se analizó el comportamiento histórico de la producción del campo Blue Wolfe. Como se muestra en la **Figura 4.2**, el perfil de producción acumulada de aceite supera a la producción de agua, teniéndose un corte de agua acumulado promedio del 40 %, lo cual no representa un alto valor para considerar como producción excesiva de agua.

El que el corte de agua a nivel yacimiento no indique problemas de producción de agua, no necesariamente significa que no existan pozos con problemas de producción de agua, por lo que es necesario realizar un análisis a nivel pozo para identificar cuales cuentan con problemas de producción excesiva de agua.

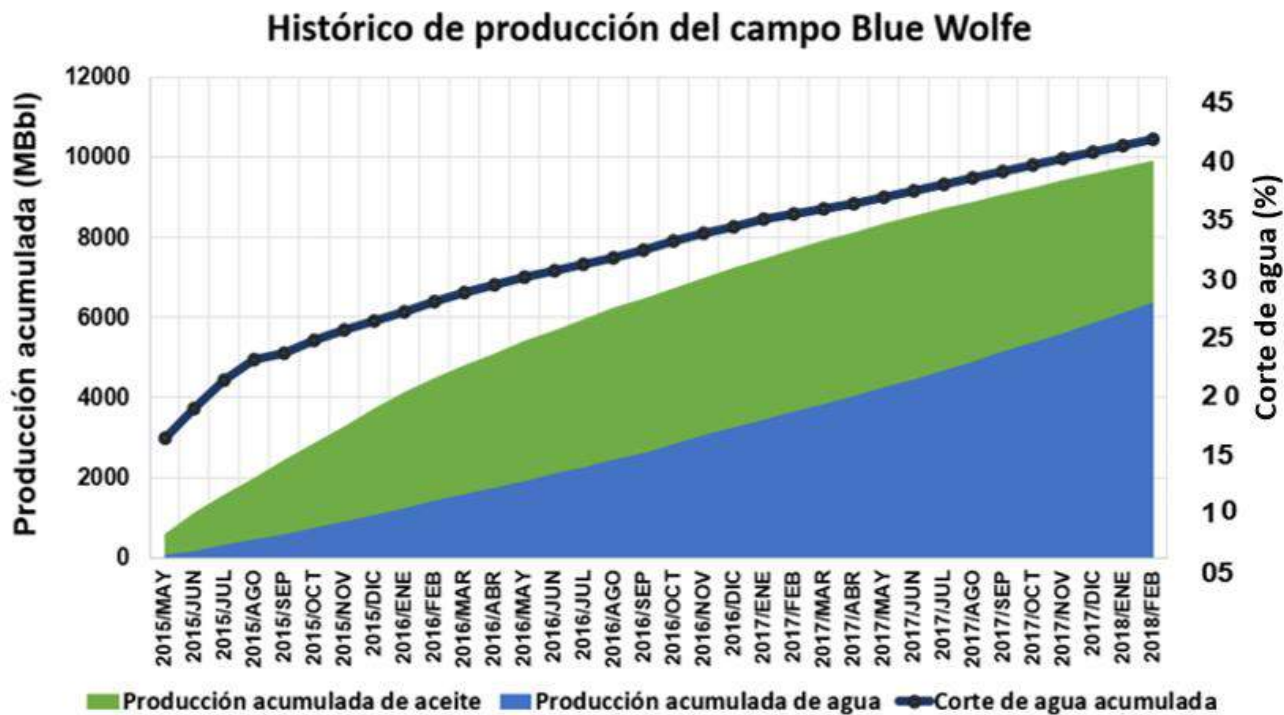


Figura 4.2 Perfil histórico de producción del campo Blue-Wolfe.

Para identificar aquellos pozos con problemas de agua, se graficó el comportamiento de los gastos de aceite y agua por pozo (**Figuras 4.3 y 4.4**) A nivel pozo, en lo que respecta a la producción de aceite, los pozos Xel-1, Dev-1, Dev-2, Xim-2, Red-2, Red-1 y Blue-2 cuentan con la mayor producción acumulada de aceite. En lo que se refiere a la producción de agua, al contrario de la producción de aceite, más del 70 % de la producción de agua está distribuida solamente en 4 pozos (Xel-1, Xim-1, Xim-2 y Blue-2). Para acompañar este análisis se agregaron en las **Figuras 4.5 y 4.6** gráficas de pastel, para visualizar rápidamente el aporte de cada pozo respecto a la producción de aceite y agua.

PERFILES DE GASTOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR POZO

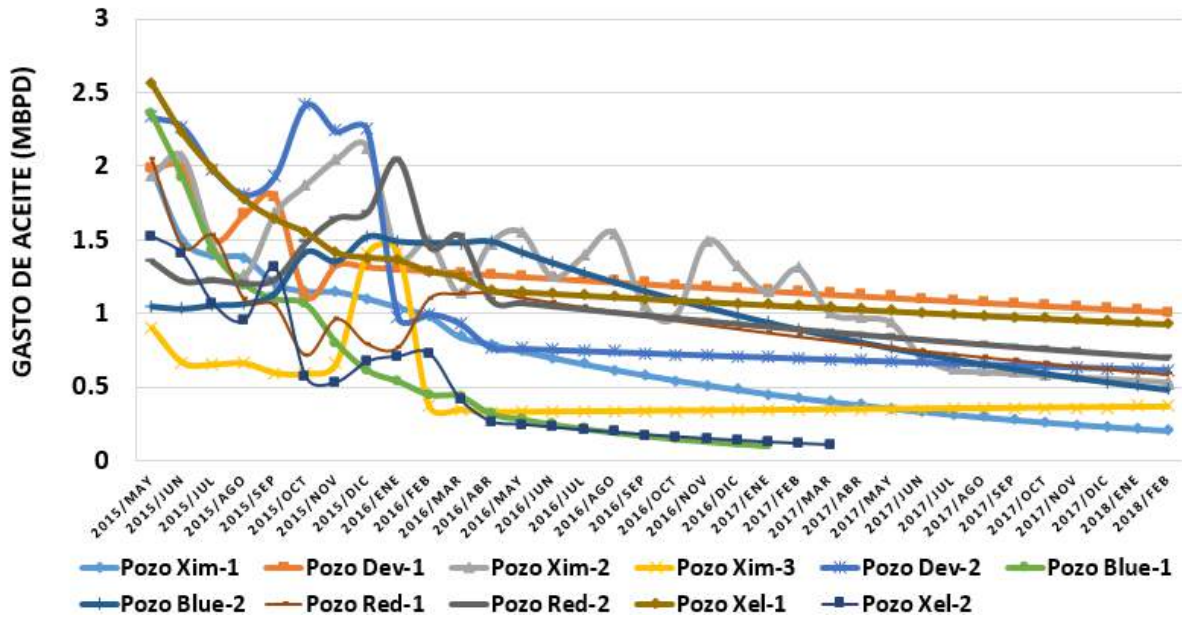


Figura 4.3 Gastos de producción de aceite por pozo del campo Blue-Wolfe.

PERFILES DE GASTOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA POR POZO

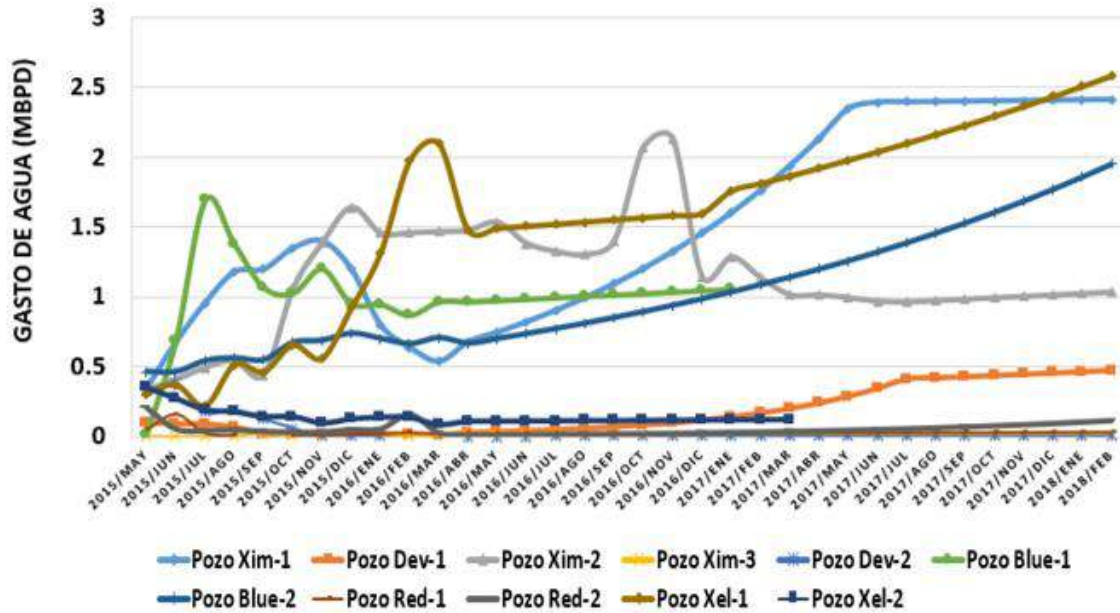


Figura 4.4 Gastos de producción de agua por pozo del campo Blue-Wolfe.

Porcentaje de producción acumulada de aceite por pozo

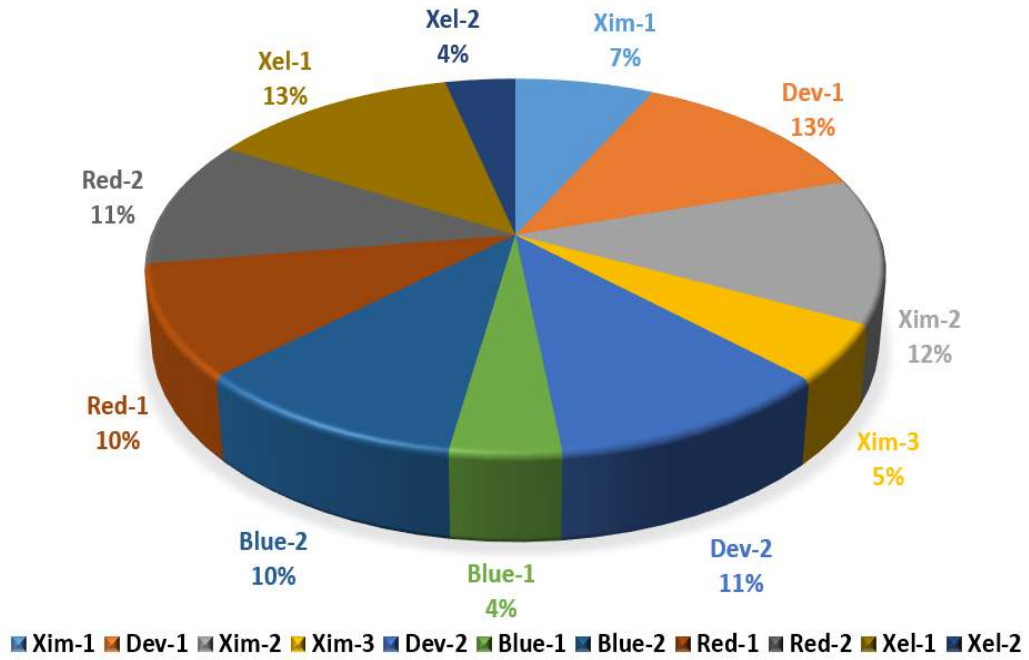


Figura 4.5 Porcentaje de producción acumulada de aceite por pozo del campo Blue-Wolfe.

Porcentaje de producción acumulada de agua por pozo

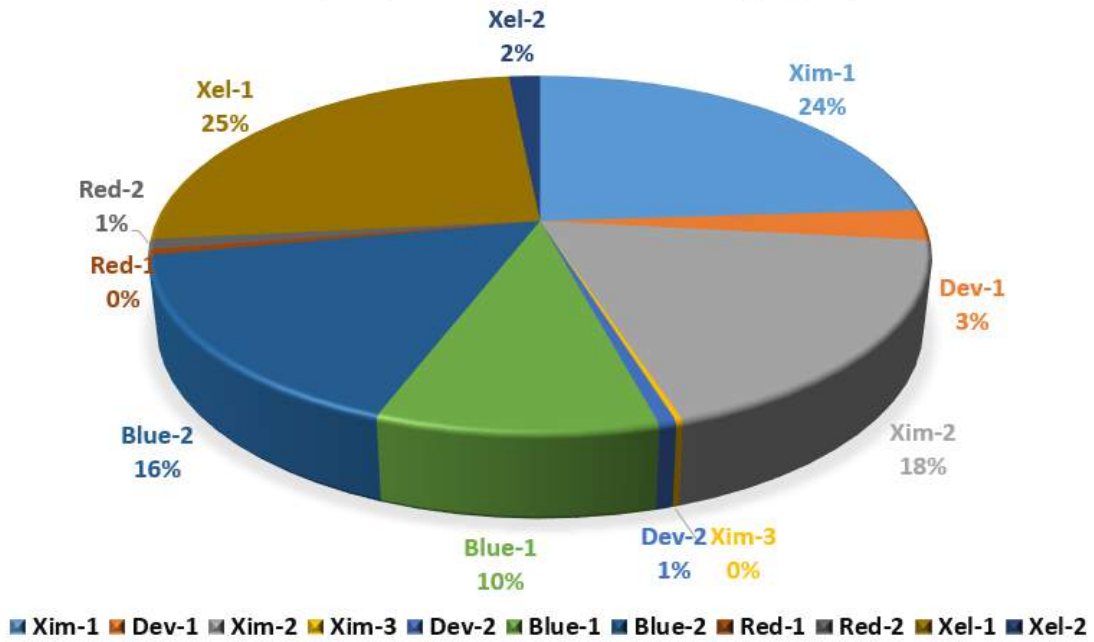


Figura 4.6 Porcentaje de producción acumulada de agua por pozo del campo Blue-Wolfe.

Para identificar aquellos pozos que necesitan de un método de control de agua, es necesario tener una comparación entre el gasto de aceite y agua, dado que un valor alto de la producción de agua para un pozo no significa necesariamente que cuenta con problemas de producción de agua, por lo que es necesario hacer una correlación con el comportamiento de la producción de aceite.

Para realizar esto, se graficó el comportamiento de los gastos de producción en gráficos doble logarítmicas, analizando el comportamiento de cada uno. Los resultados se muestran a continuación:

Para el pozo Xim-1, se observa en la **Figura 4.7** una irrupción excesiva de agua aproximadamente a los 5 meses de producción, aumentando de manera considerable a partir del mes 10, disminuyendo la producción de aceite considerablemente. Se considera al pozo Xim-1 como un pozo con problemas de agua de acuerdo al comportamiento observado.

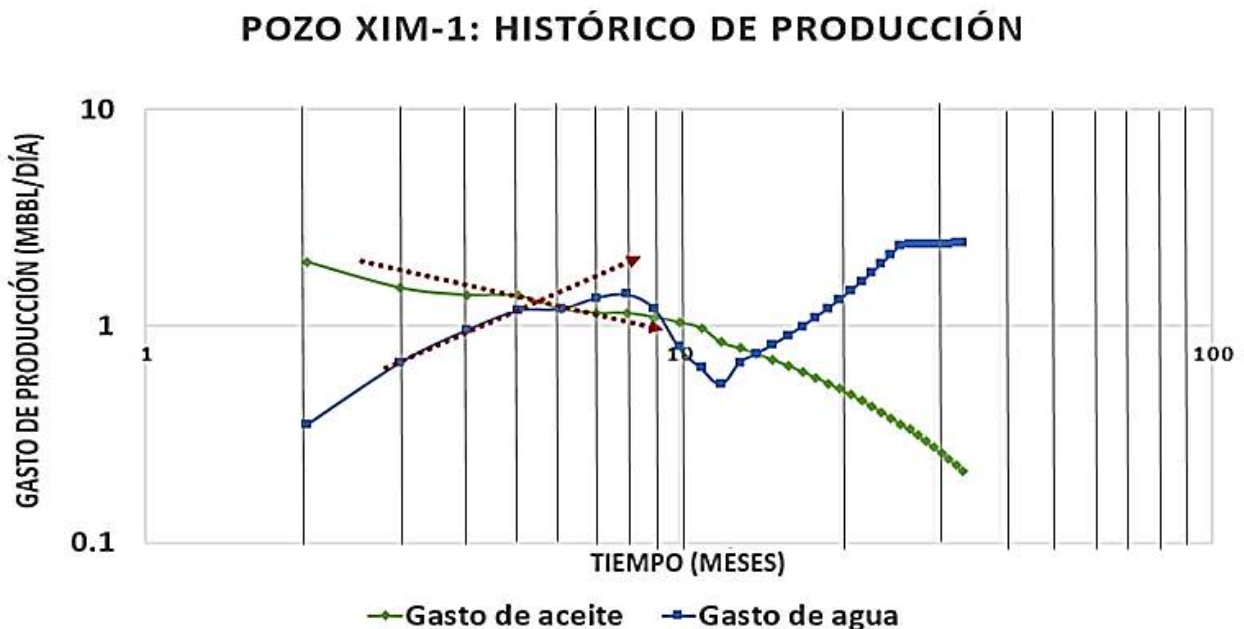


Figura 4.7 Histórico de producción del pozo Xim-1

Para el pozo Xim-2, como se muestra en la **Figura 4.8**, se tiene un punto de cambio a partir del mes 8, en el cual el agua empieza a ser la fase dominante del pozo, causando una caída progresiva en la producción de aceite.

Se considera al pozo Xim-2 como un pozo con problemas de producción de agua.



Figura 4.8 Histórico de producción del pozo Xim-2

Para el pozo Xim-3, tal como se observa en la **Figura 4.9**, se tiene una producción muy baja de agua, por lo que se descarta de manera inmediata este pozo para un análisis más detallado.

POZO XIM-3: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

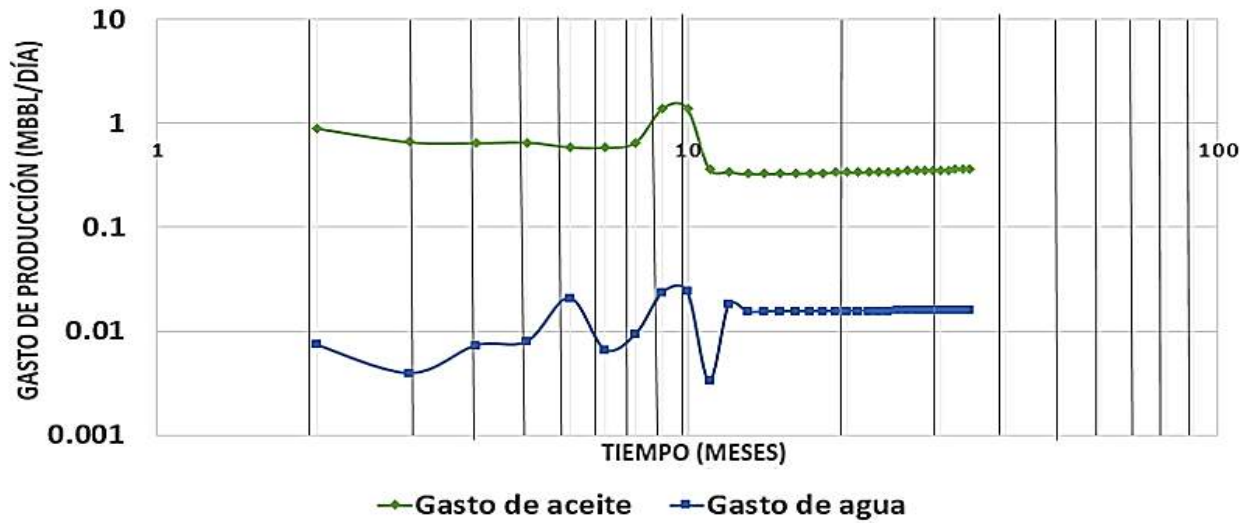


Figura 4.9 Figura 4.9 Histórico de producción del pozo Xim-3

Para el pozo Dev-1, (**Figura 4.10**) se tiene una producción constante de aceite, con un aumento en la producción de agua a partir de los 11 meses, pero sin llegar a afectar a la capacidad de producción del pozo.

Al tiempo de análisis, no se necesita de un método de control de agua de manera inmediata, pero de acuerdo al patrón que sigue la producción de agua, es recomendable la implementación temprana de un método de control de agua para prevenir problemas futuros.

POZO DEV-1: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

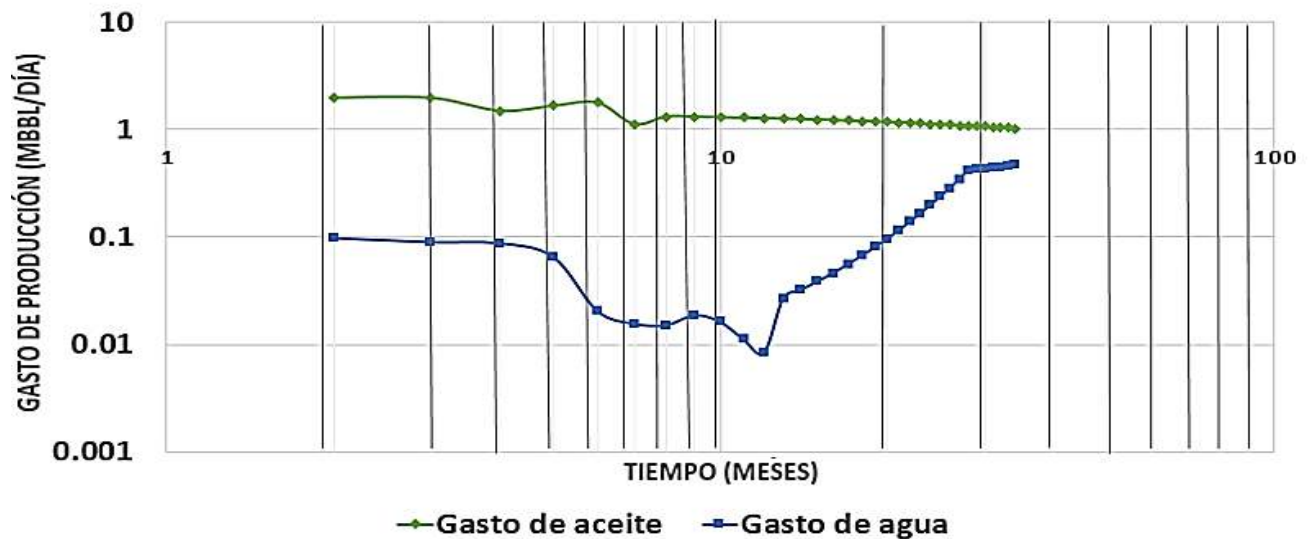


Figura 4.10 Histórico de producción del pozo Dev-1

Para el pozo Dev-2 se observa en la **Figura 4.11** una disminución en la producción de agua durante los primeros 10 meses, mientras que la producción de aceite se mantiene de manera constante.

A partir de los 15 meses, se observa una pendiente elevada en el comportamiento de la producción del agua, y a pesar de que la cantidad de agua producida no rebasa los 10 barriles, es posible que en un futuro existan problemas de producción de agua. Para este trabajo, se descarta el pozo Dev-2 como pozo candidato a métodos de control de agua.

POZO DEV-2: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

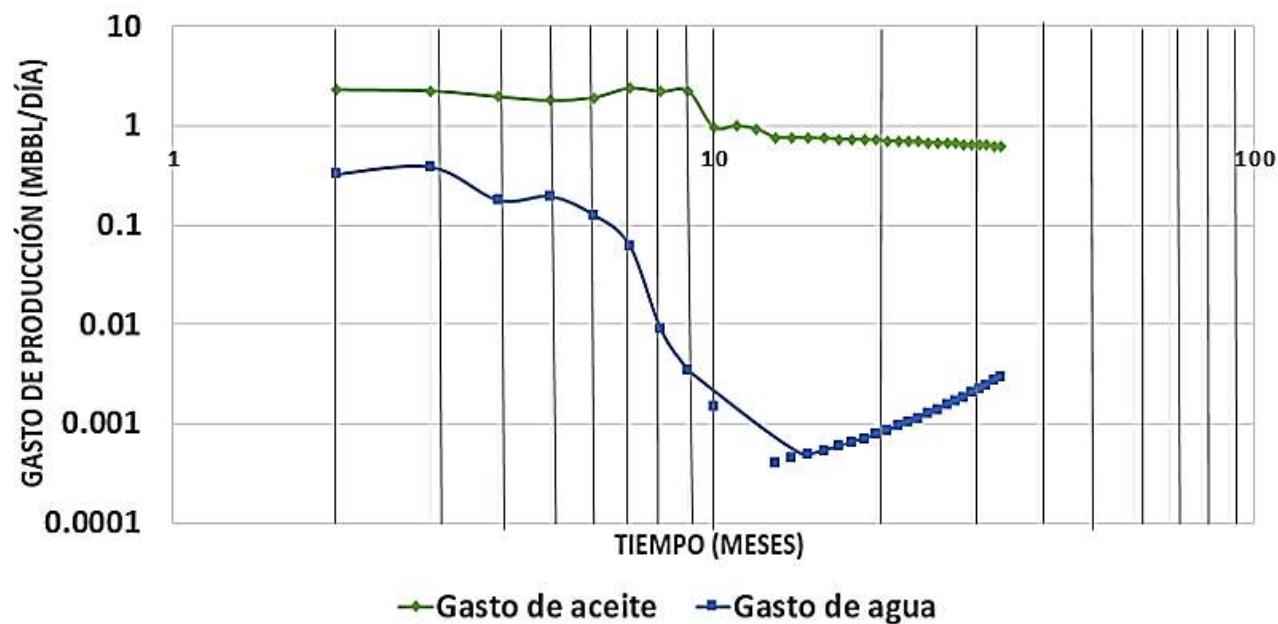


Figura 4.11 Histórico de producción del pozo Dev-2

Para el pozo Blue-1, (Figura 4.12) se tiene una irrupción acelerada del agua en los primeros cuatro meses, causando que la producción de aceite disminuya de manera abrupta, ocasionando el cierre del pozo después de 20 meses de producción.

POZO BLUE-1: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

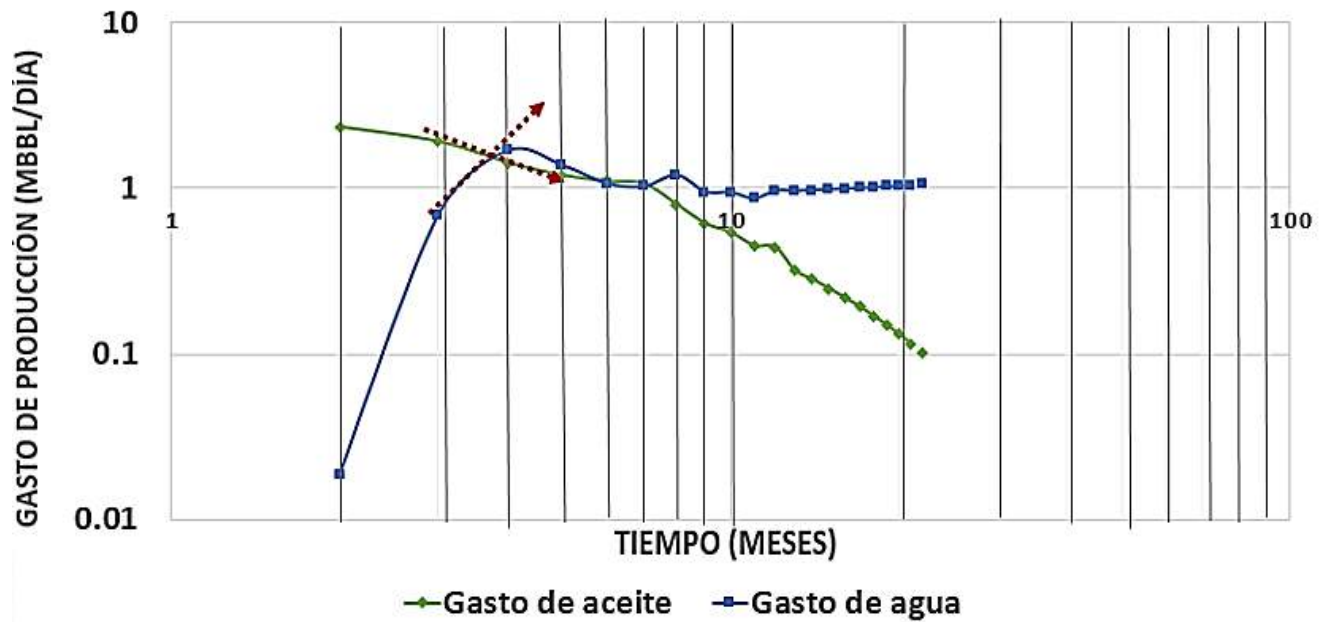


Figura 4.12 Histórico de producción del pozo Blue-1

Para el pozo Blue-2 se observa en la **Figura 4.13** una producción constante de aceite durante los primeros 10 meses, manteniendo la producción de agua a un nivel constante.

A partir del primer año, el agua irrumpe al pozo, produciéndose un aumento considerable, llevando a la producción del pozo a una caída de más del 40 %.

POZO BLUE-2: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

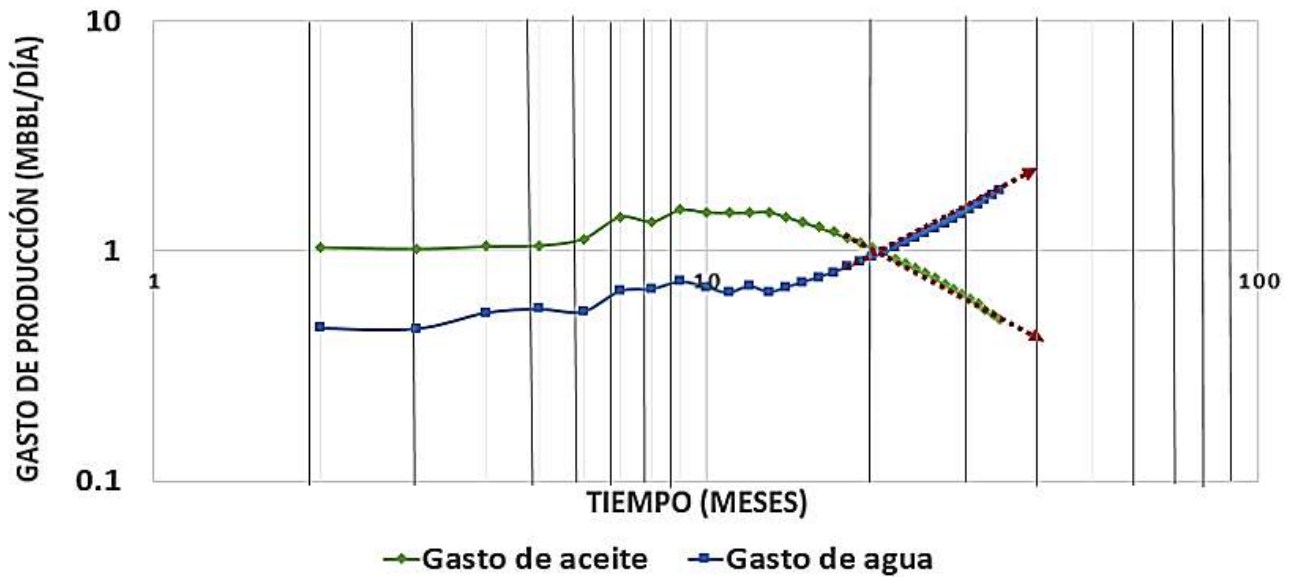


Figura 4.13 Histórico de producción del pozo Blue-2

Para el pozo Red-1 (Figura 4.14) se tiene una producción muy baja de agua, por lo que se descarta este pozo para un análisis más detallado

POZO RED-1: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

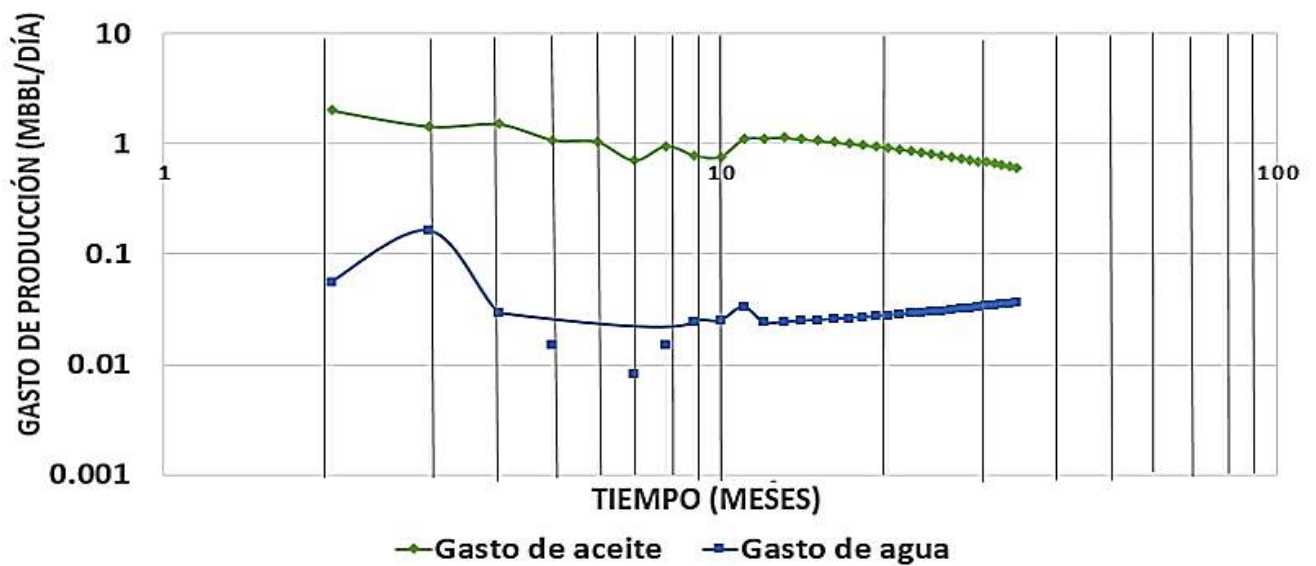


Figura 4.14 Histórico de producción del pozo Red-1

Para el pozo Red-2, se muestra en la **Figura 4.15** que existe una producción baja de agua pero con un comportamiento ascendente. Debido a la baja cantidad de agua producida, se descarta el pozo de manera inicial.

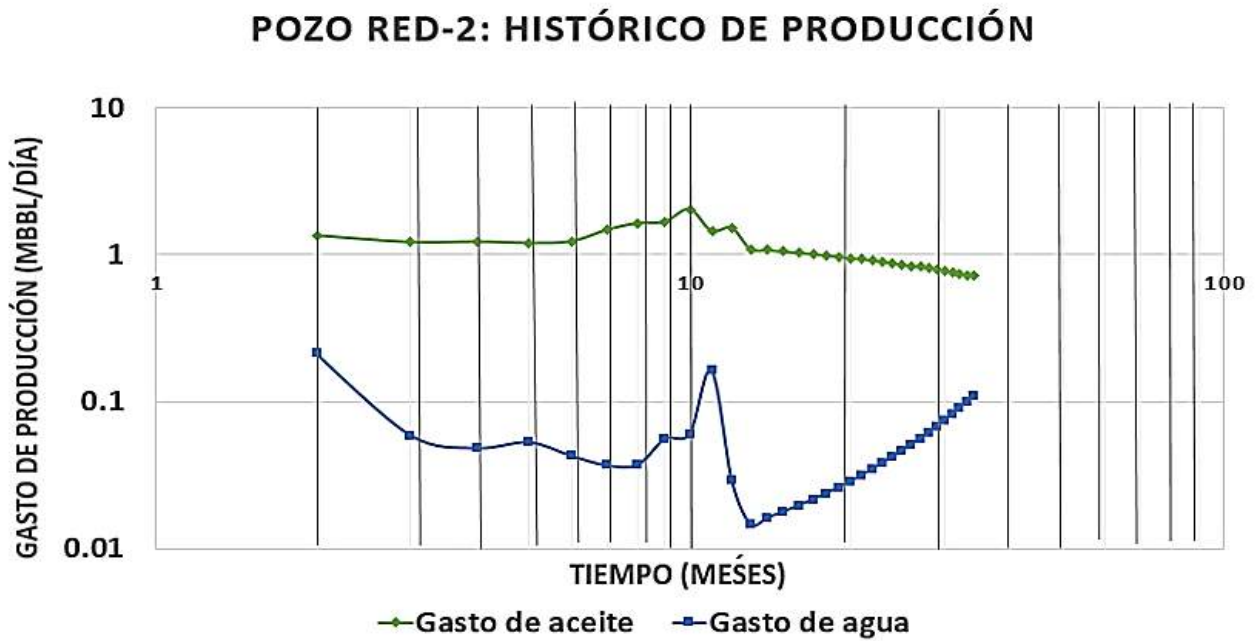


Figura 4.15 Histórico de producción del pozo Red-2

Para el caso del pozo Xel-1, como se observa en la **Figura 4.16**, a partir del tercer mes el agua empieza a irrumpir hasta el mes 10, donde el agua empieza a ser la fase predominante el pozo

POZO XEL-1: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

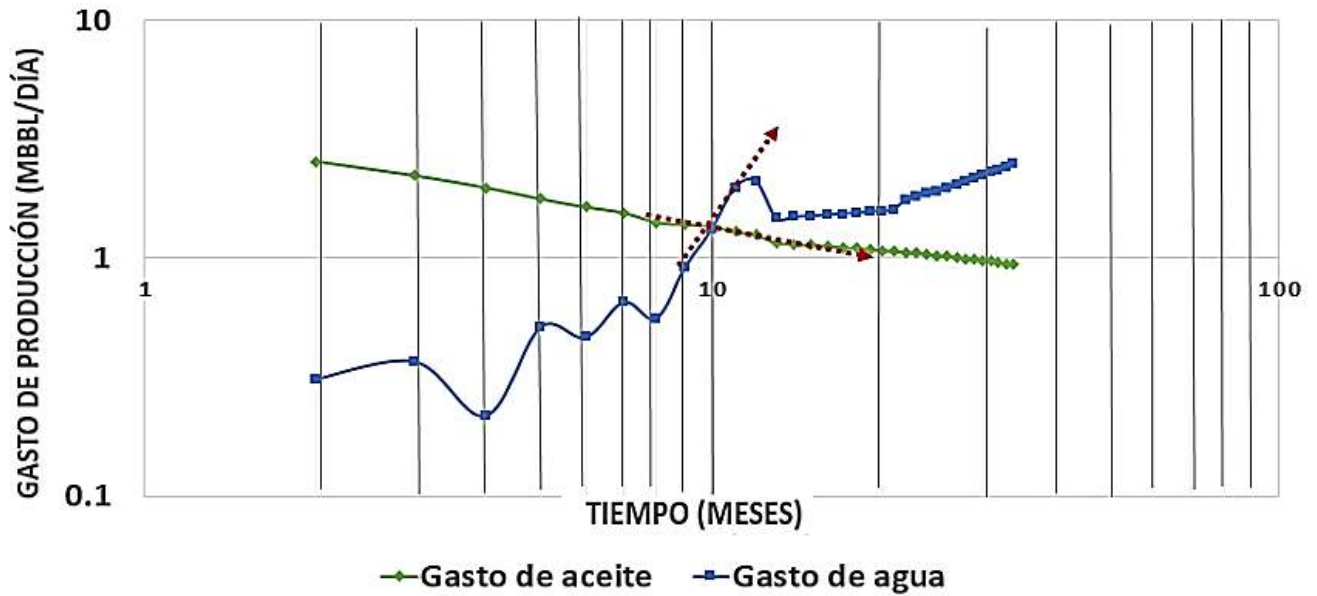


Figura 4.16 Histórico de producción del pozo Xel-1

Para el pozo Xel-2 (**Figura 4.17**) se tiene una caída constante tanto para el aceite como para el agua, llegando a niveles muy bajos de producción después de 20 meses.

Para este pozo no se consideran problemas de producción de agua, dado que la producción de aceite se ve mermada debido a causas ajenas al agua.

POZO XEL-2: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

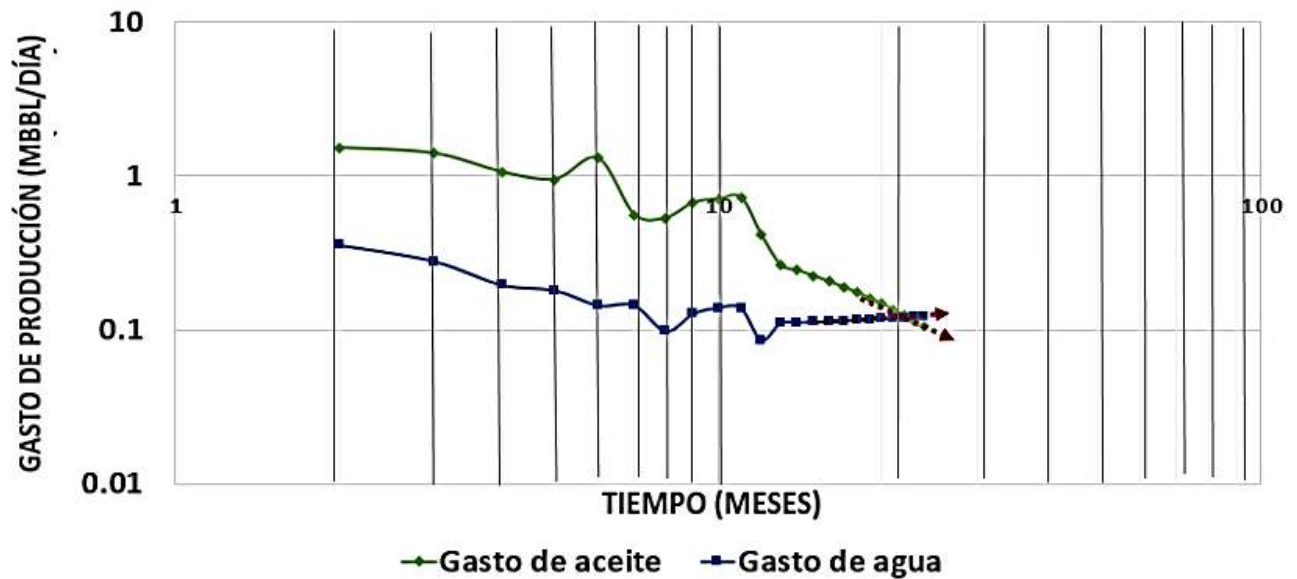


Figura 4.17 Histórico de producción del pozo Xel-2

Con base en los resultados obtenidos, se identificaron cinco pozos con problemas de producción, cuyos parámetros principales de producción se muestran en la **Tabla 4.4**

Pozo	Np (MBBI)	Wp (MBBI)	Corte de agua (%)
Pozo Xim-1	710	1 529	69
Pozo Xim-2	1 150	1 710	61
Pozo Blue-1	414	631	62
Pozo Blue-2	1 003	1 520	63
Pozo Xel-1	1 272	1 600	60

Tabla 4.4 Pozos identificados con problemas de producción de agua

De los pozos identificados es necesario identificar cuáles son los mejores candidatos a intervenir de acuerdo al beneficio económico que se puede lograr obtener, lo cual se explica a continuación:

4.3.2 Selección de pozos con mayor potencial de recuperación

Para fines de este trabajo, dado que se cuenta con un número reducido de pozos, se analizarán todos los pozos identificados con problemas de producción de agua, pero generalmente, en los campos petroleros se cuenta con un gran número de pozos, por lo que es necesario realizar un filtro preliminar para descartar de manera inicial aquellos pozos que no cuenten con características favorables para intervenir.

Al contar con un número reducido de pozos con problemas de producción de agua se decidió no utilizar gráficas de índice de heterogeneidad ni mapas de burbuja, en su lugar se utilizaron las gráficas para pronosticar directamente el potencial de recuperación de todos los pozos identificados con problemas de agua y poder analizar cuáles son los más viables para intervenir.

Para fines de este trabajo y con un propósito demostrativo, se asumieron ciertas consideraciones para poder llevar a cabo estos pronósticos. Dado que el yacimiento cuenta con un periodo de producción corto, la posibilidad de que existan problemas de integridad mecánica en los pozos es baja, de igual manera se tomó en cuenta que los trabajos de cementación fueron exitosos. Se sabe que geológicamente debido a la naturaleza del yacimiento, no se cuenta con redes de fracturas que permitan una posible canalización y en lo que se refiere a problemas relacionados con los procesos de inyección, se sabe que los pozos inyectan directamente al fondo del acuífero, por lo que los posibles problemas de producción se reducen al avance en los contactos agua-aceite y/o conificación. A continuación se muestra en la **Tabla 4.5** las posibles soluciones a los pozos. Para realizar los pronósticos se utilizaron los valores promedio de reducción en el corte de agua (**Apéndice A**), tomando en cuenta las propiedades petrofísicas e historia de producción de los pozos.

Pozo	Solución recomendada	Reducción del corte de agua (%)
Xim-1	Inyección de gel y control de gastos	40
Xim-2	Re-disparos e inyección de modificador de permeabilidad relativa y geles rígidos	45
Blue-1	Inyección de gel y control de gastos	40
Blue-2	Inyección de gel y control de gastos	40
Xel-1	Re-disparos e inyección de modificador de permeabilidad relativa.	45

Tabla 4.5 Soluciones propuestas para los pozos identificados con problemas de producción de agua.

Los pronósticos desarrollados para cada pozo se muestran a continuación en las Figuras 4.18, 4.19, 4.20, 4.21 y 4.22 .Las gráficas muestran la recuperación adicional de aceite si se aplicara un método de control de agua.

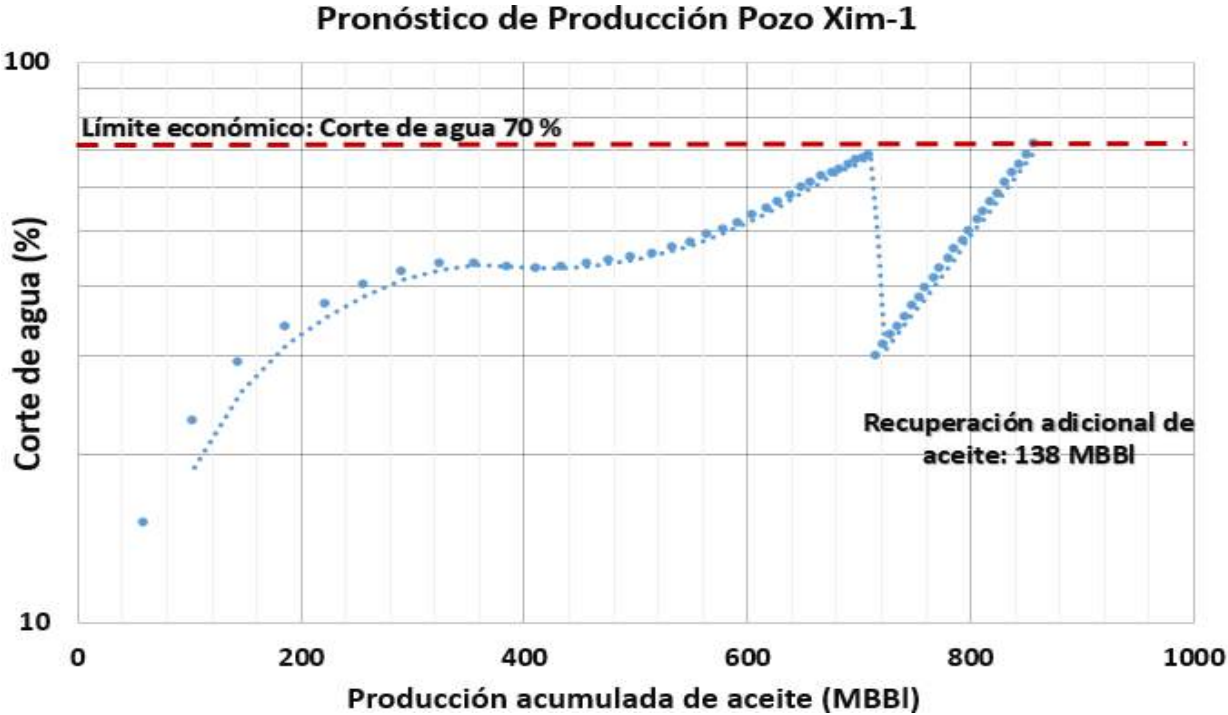


Figura 4.18 Pronóstico de recuperación para el pozo Xim-1.

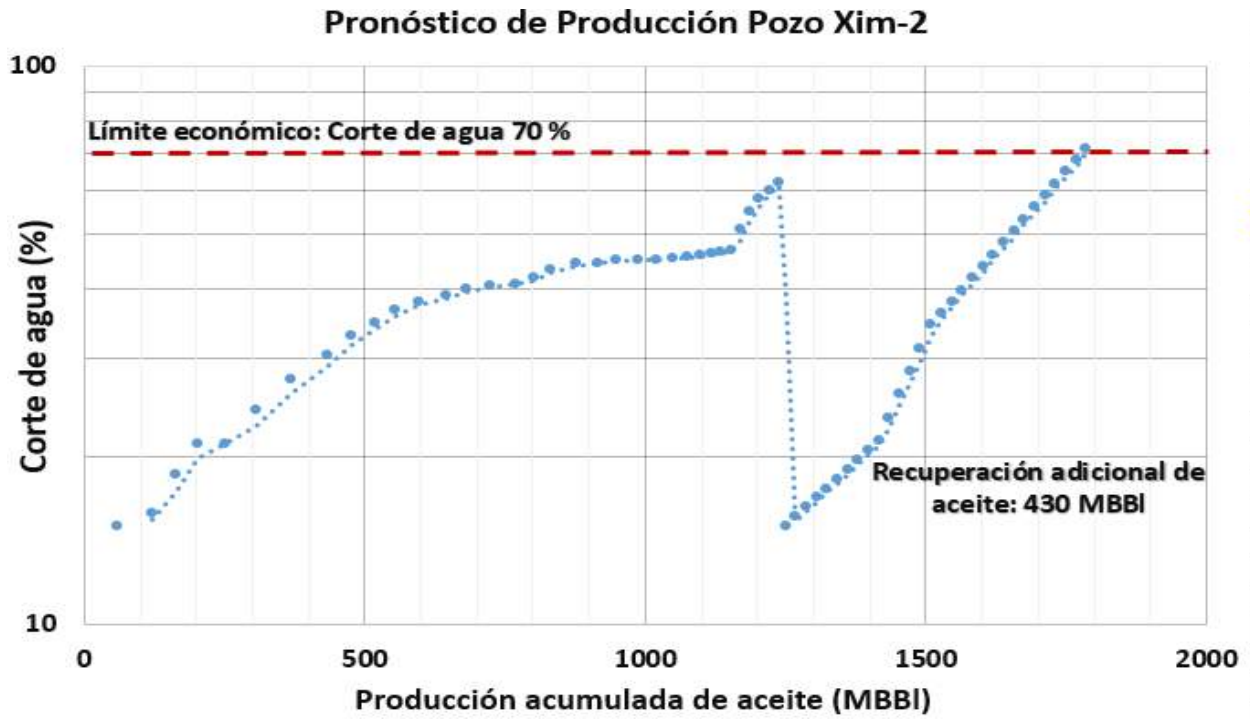


Figura 4.19 Pronóstico de recuperación para el pozo Xim-2.

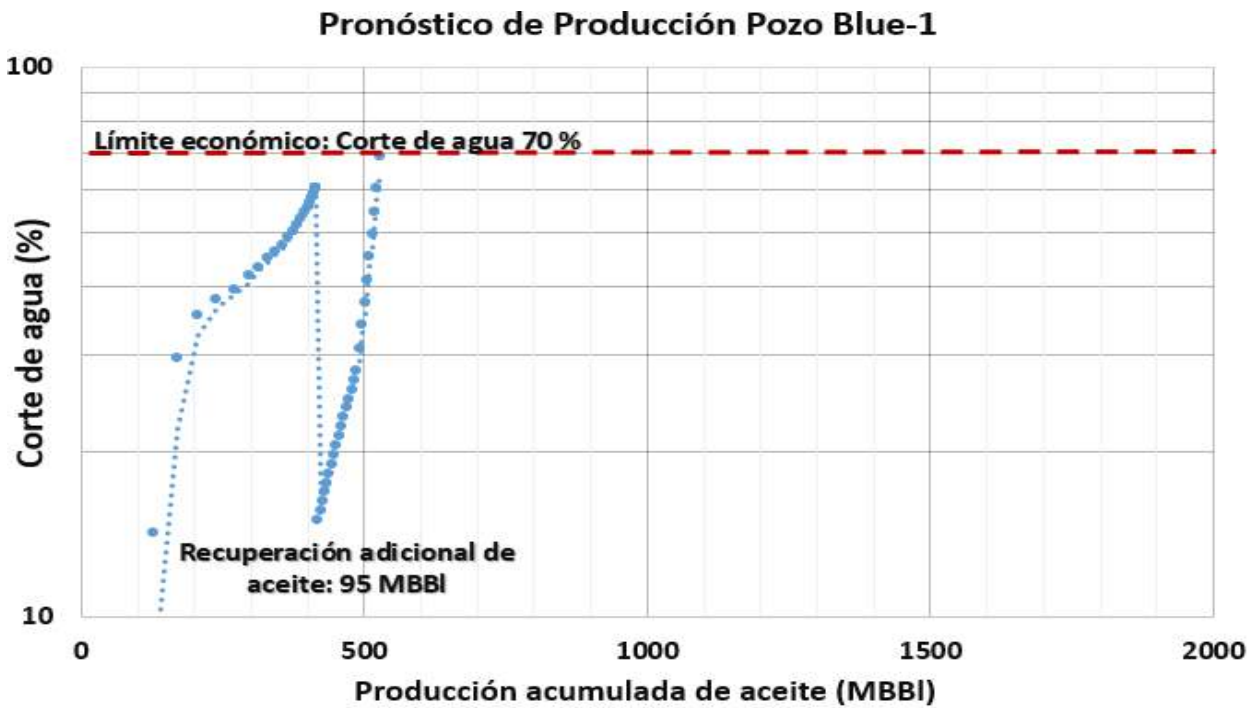


Figura 4.20 Pronóstico de recuperación para el pozo Blue-1.

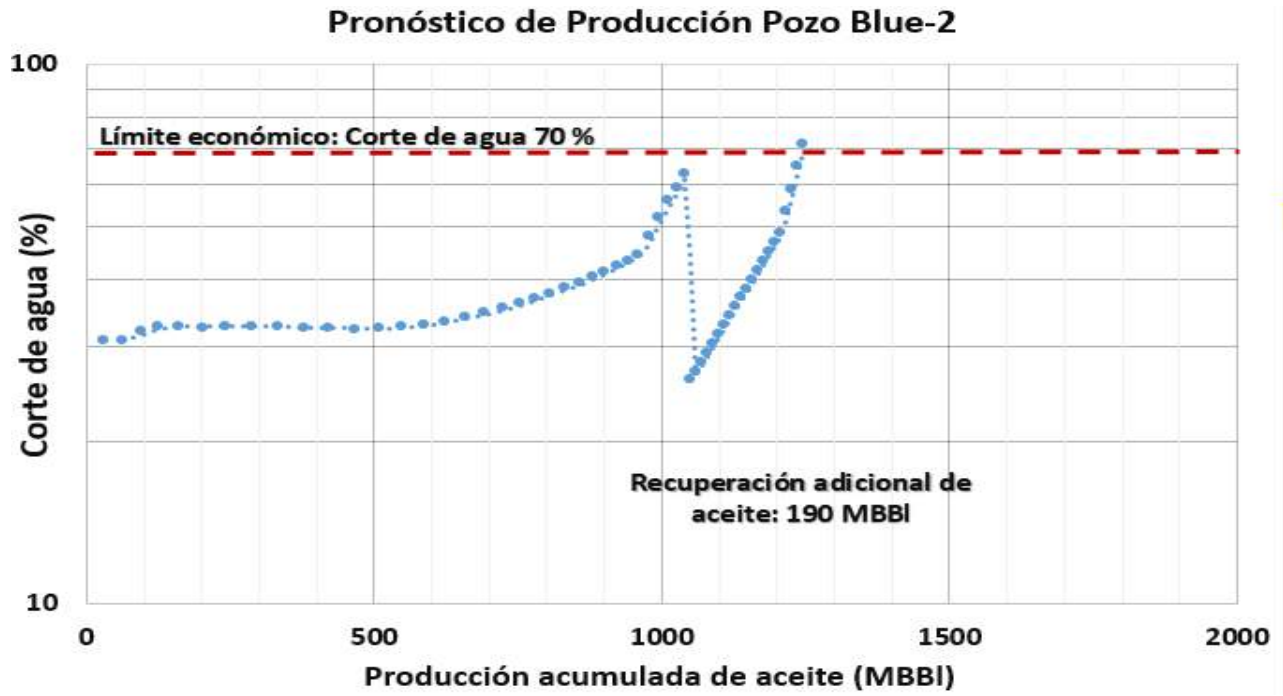


Figura 4.21 Pronóstico de recuperación para el pozo Blue-2.

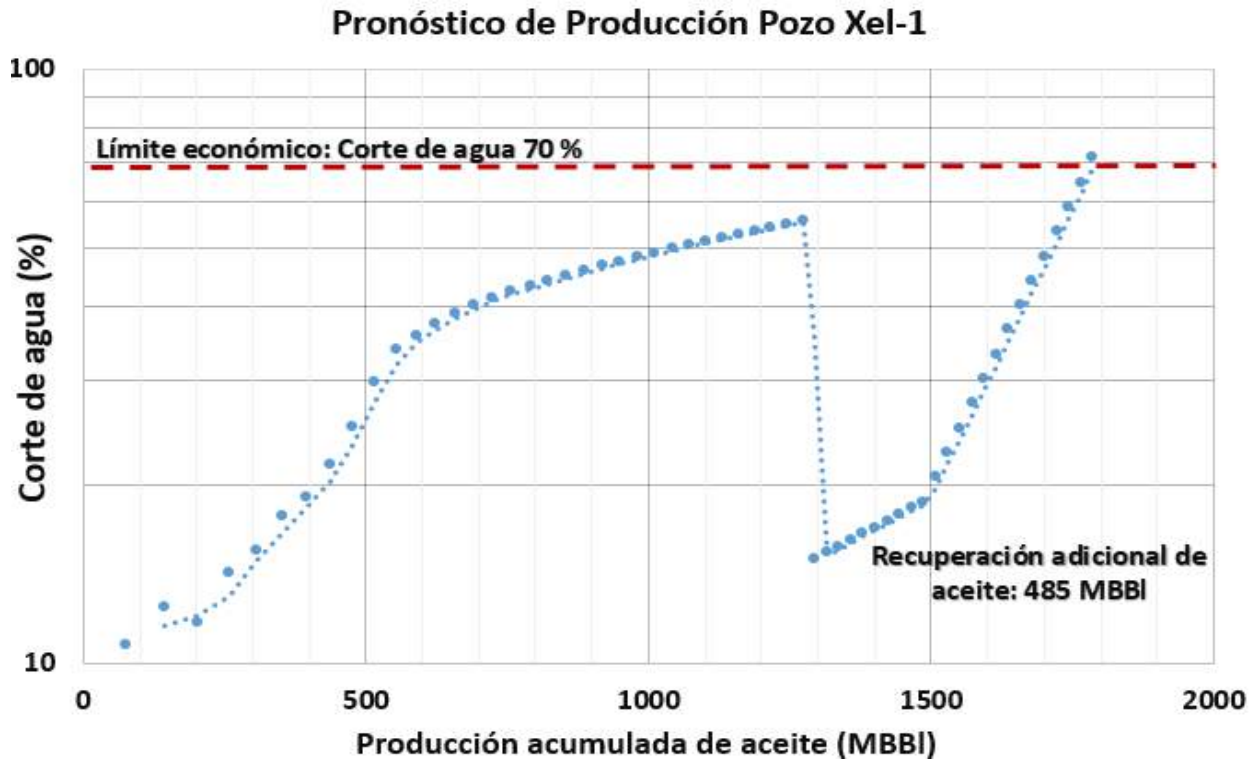


Figura 4.22 Pronóstico de recuperación para el pozo Xel-1.

De acuerdo a los pronósticos iniciales, los pozos Xim-2 y Xel-1 tienen un mayor factor de recuperación adicional, por lo que por alcances de este trabajo, solamente se seleccionarán estos pozos para llevar a cabo la siguiente parte del análisis.

Es importante recordar que los pronósticos iniciales hechos son para fines demostrativos de la metodología.

En la **Tabla 4.6** Se muestra la recuperación adicional de aceite para cada pozo.

Pozo	Recuperación adicional de aceite (MBBI)
Xel-1	485
Xim-2	430
Blue-2	190
Xim-1	138
Blue-1	95

Tabla 4.6 Pronósticos de la recuperación de aceite para los pozos identificados con problemas de producción de agua.

En la siguiente sección se identifica el origen de la producción excesiva de agua para los pozos seleccionados.

4.4 Identificación del problema

Para fines de este trabajo, solo se analizarán los pozos Xim-2 y Xel-1, ya que cuentan con la mayor cantidad de recuperación adicional de aceite.

4.4.1 Análisis del yacimiento

Geológicamente, el yacimiento no presenta fracturas que representen un potencial problema para la canalización del agua, pero se cuenta con 2 fallas que dividen al yacimiento, las cuales pueden servir como canal de flujo para la entrada de agua. En la **Figura 4.23** se muestra un mapa 3D mostrando la estructura del yacimiento y las fallas mencionadas.

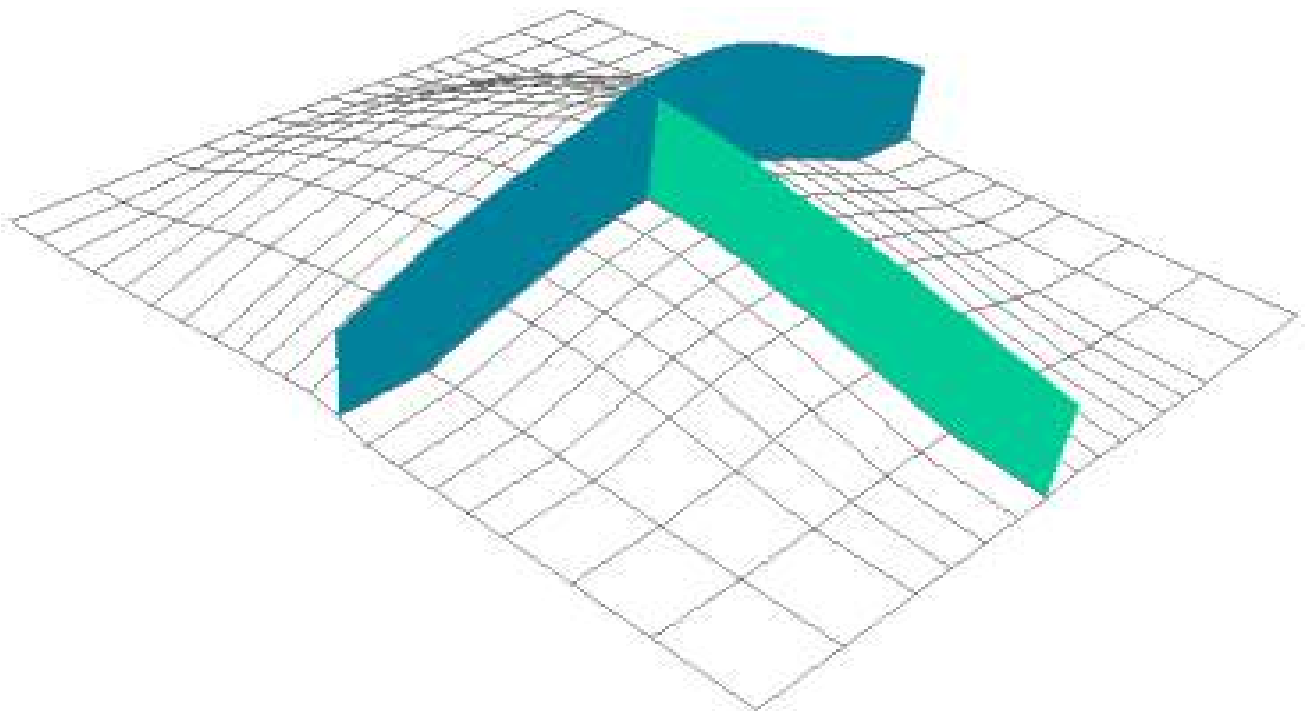


Figura 4.23 Modelo estructural el yacimiento con las fallas.

En lo que respecta a la historia de producción, se cuenta con un proceso de inyección de agua con 8 pozos como método de mantenimiento de presión, lo cual representa una posible causa de la producción excesiva de agua.

Al analizar la distribución de saturación de agua con el tiempo, tal como se muestra en la **Figura 4.24**, se observa que las zonas donde se tiene el mayor incremento de agua corresponden a la ubicación de los pozos con mayor producción de agua, sirviendo como apoyo para un análisis más detallado.

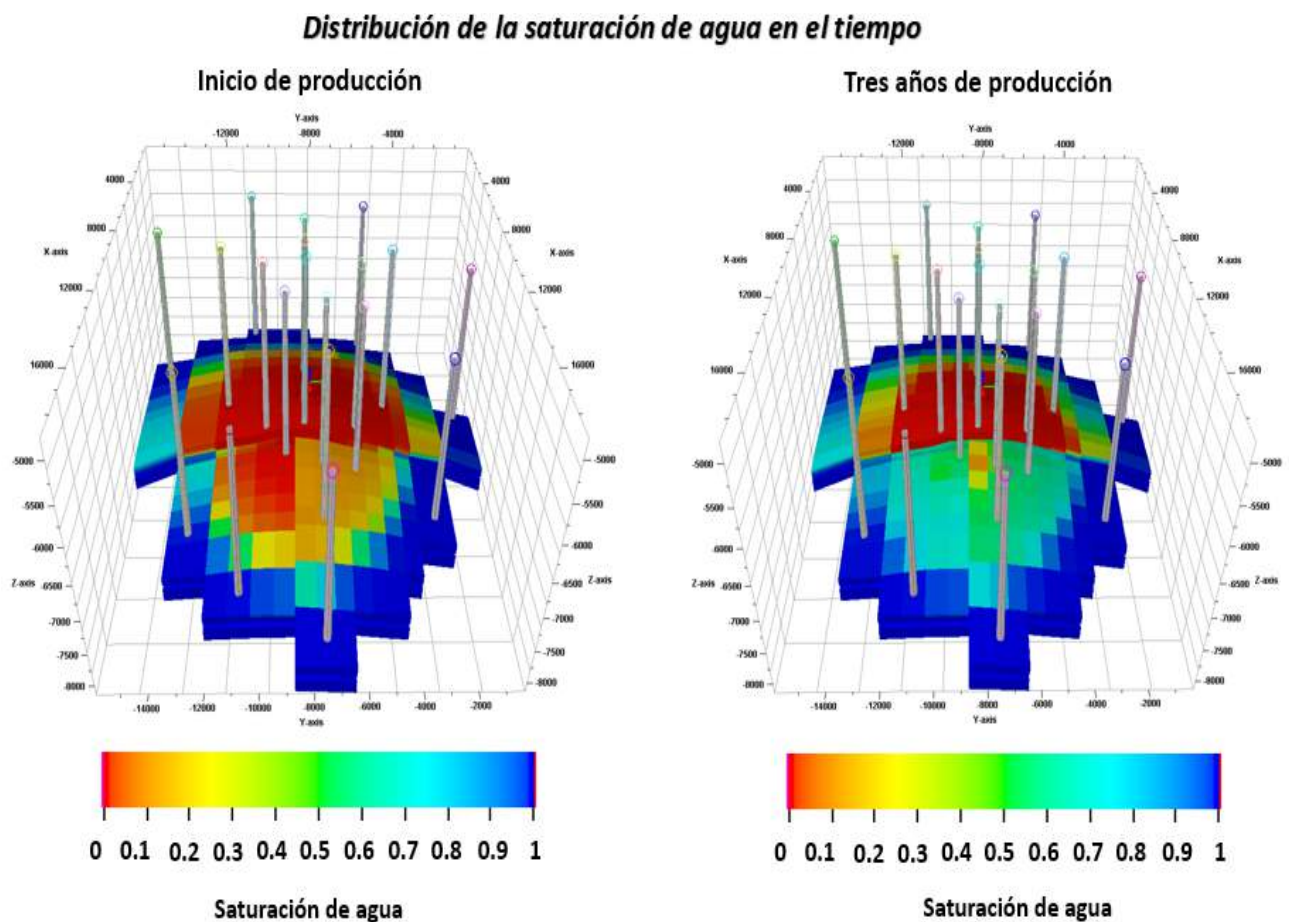


Figura 4.23 Distribución de la saturación de agua del yacimiento.

4.4.2 Discretización del problema

En base a lo descrito en el **Capítulo 3**, se seguirá el flujo de trabajo (**Figura 4.25**) para identificar la causa puntual de la producción excesiva de agua.

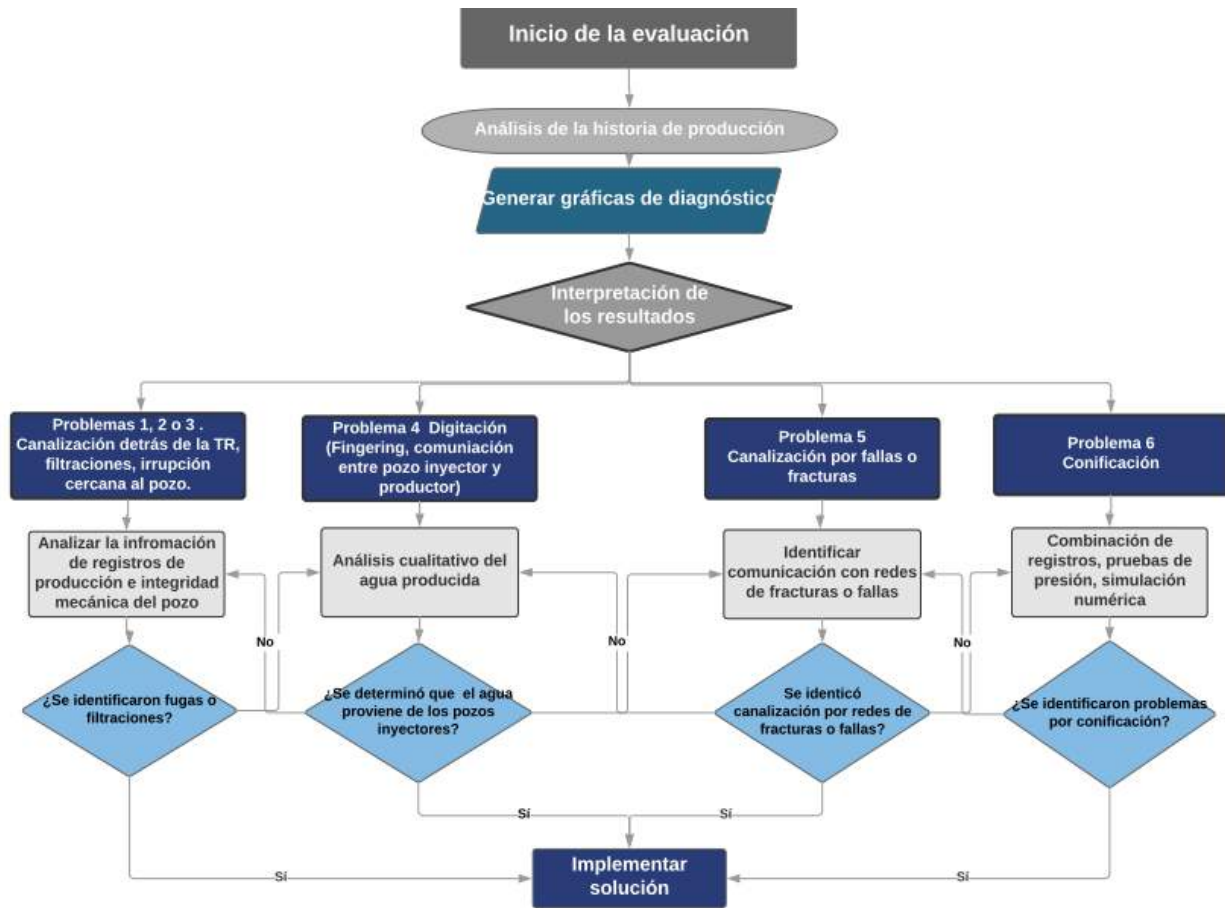


Figura 4.24 Flujo de trabajo para la identificación del origen de la producción de agua.

El primer punto fue la generación de las gráficas diagnóstico para tener un primer indicador relacionado con el origen posible del problema. Para ambos pozos se obtuvieron patrones que indican una posible conificación (**Figura 4.26 Y 4.27**)

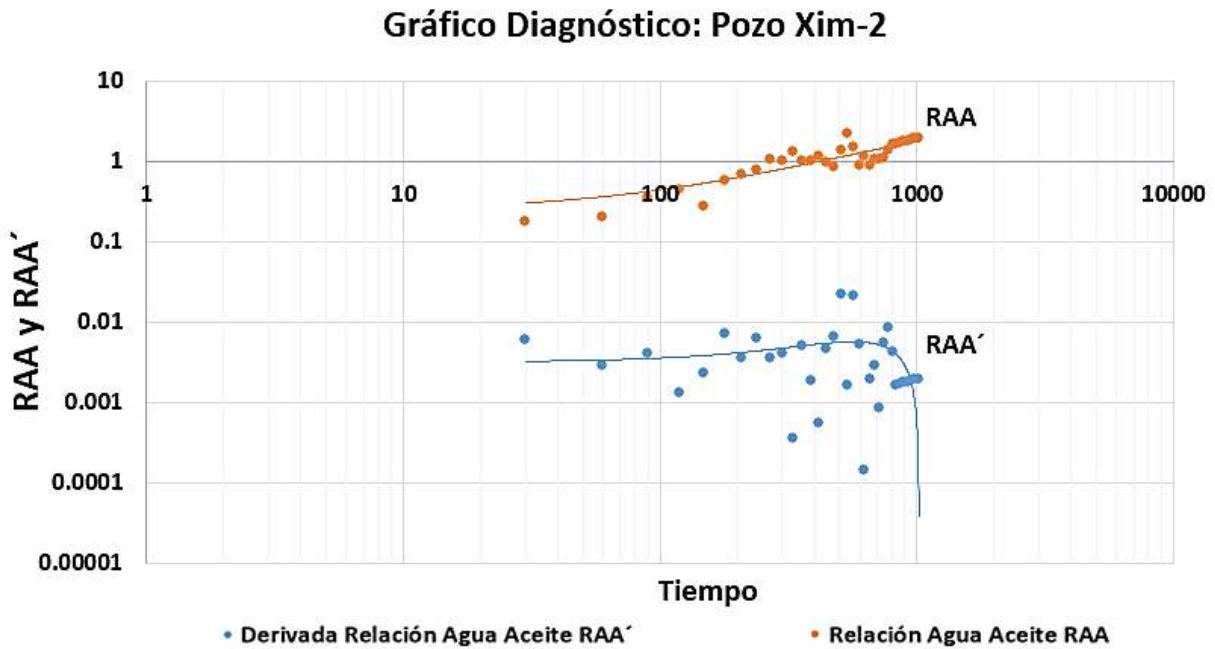


Figura 4.25 Gráfica de diagnóstico para el pozo Xim-2 con comportamiento de conificación.

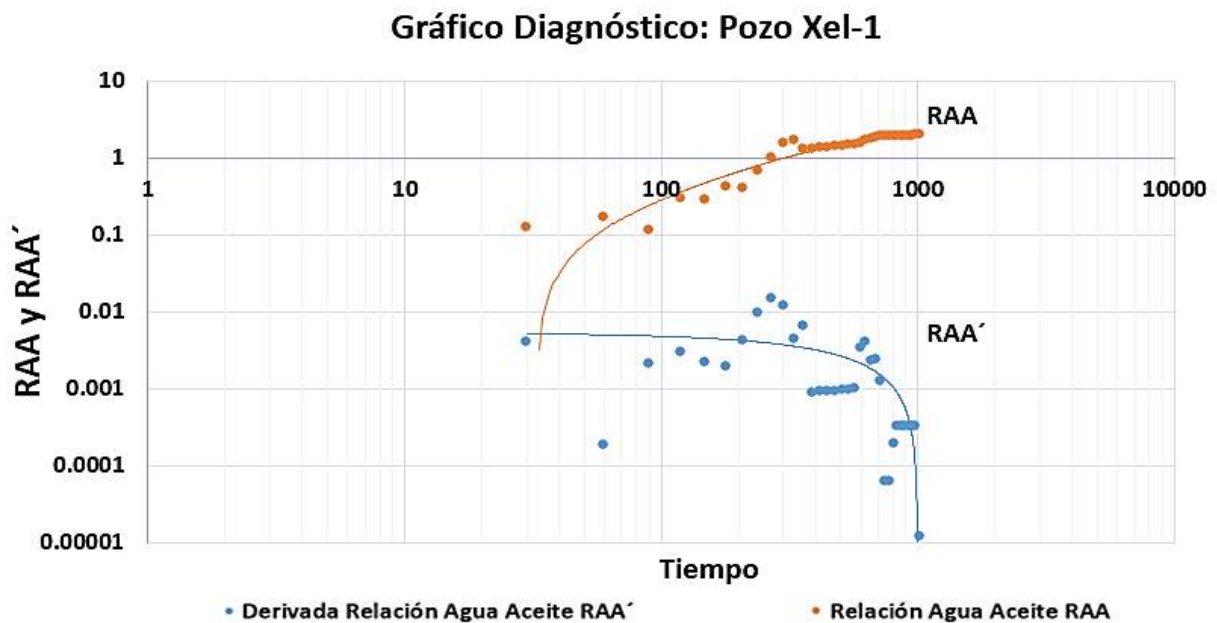


Figura 4.26 Gráfica de diagnóstico para el pozo Xel-1 con comportamiento de conificación.

Para fines de este trabajo, asumiendo que la integridad de los pozos no se ha visto afectada, y tomando en cuenta los resultados del análisis del yacimiento con respecto a la presencia de redes de fracturas, se descartan los problemas 1, 2 y 5. En lo que respecta al problema 3, la conificación es un problema que se ve afectado por la cercanía al contacto agua-aceite, por lo que se toma en cuenta junto con el problema de conificación.

En lo que respecta al problema 5, solo se tomará en cuenta lo indicado por las gráficas diagnósticas; y con el objetivo de sustentar este análisis, se utilizó el modelo de simulación para validar que está ocurriendo el problema de conificación.

En la **Figura 4.28** se muestra un corte del modelo de simulación, en el que se observa que ha existido un avance importante en el contacto agua aceite, invadiendo gran parte del intervalo productor. Estructuralmente, ambos pozos se encuentran en el mismo sector, lo cual indica que para ambos pozos, tal y como muestran los gráficos diagnósticos, comparten el problema de conificación.

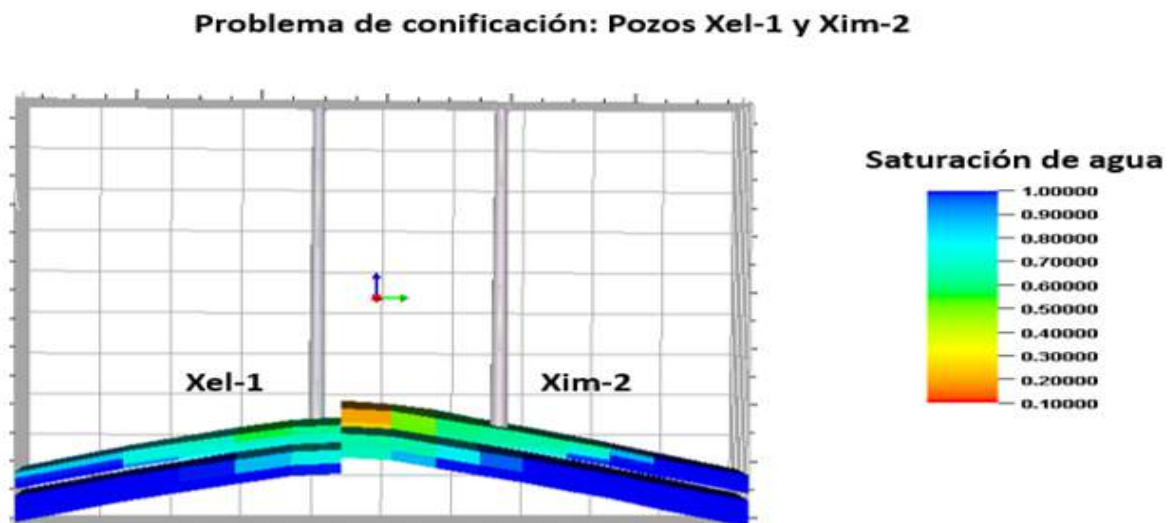


Figura 4.27 Efectos de conificación en el modelo de simulación para el pozo Xel-1 y Xel-2

Los problemas que se identificaron en ambos pozos son una terminación cercana al contacto agua-aceite y problemas de conificación de agua. En la siguiente sección se analizará el problema y la evaluación de las soluciones posibles.

4.5 Modelo integrado

En esta parte de la metodología primero se describirán los componentes del sistema integral de producción, posteriormente se realizara el análisis y evaluación e las soluciones. Por alcances de este trabajo, solo se seleccionara un pozo de los identificados en el paso anterior, el cual en este caso será el pozo **Xel-2**, dado que es el que cuenta con mayor potencial de recuperación.

4.5.1 Descripción del modelo sectorial

Para modelar el yacimiento se utilizó el simulador comercial **ECLIPSE 100**®, el cual servirá para simular el comportamiento dinámico del yacimiento y diagnosticar de mejor manera el problema del pozo y la implementación de una solución integrada. De igual forma se realizó un refinamiento local en el área cercana al pozo. En la **Tabla 4.7** se muestran las características más importantes del modelo de simulación y en la **Figura 4.29** se muestra el modelo sectorial del yacimiento para el pozo Xel-1.

Tipo de simulador	ECLIPSE 100®
Modelo	3D Bloques homogéneos
Tipo de fluido	Aceite negro
Dimensiones de la malla	100*100*120
Dimensiones de la celda (pies)	15*20*3
Refinamiento local	l=5, j=5, z= 1-5
Dimensión de la malla para cada bloque	12*6*30
Dimensiones de cada celda refinada (pies)	8*16*3

Tabla 4.7 Características principales del modelo sectorial.

Modelo sectorial con refinamiento local

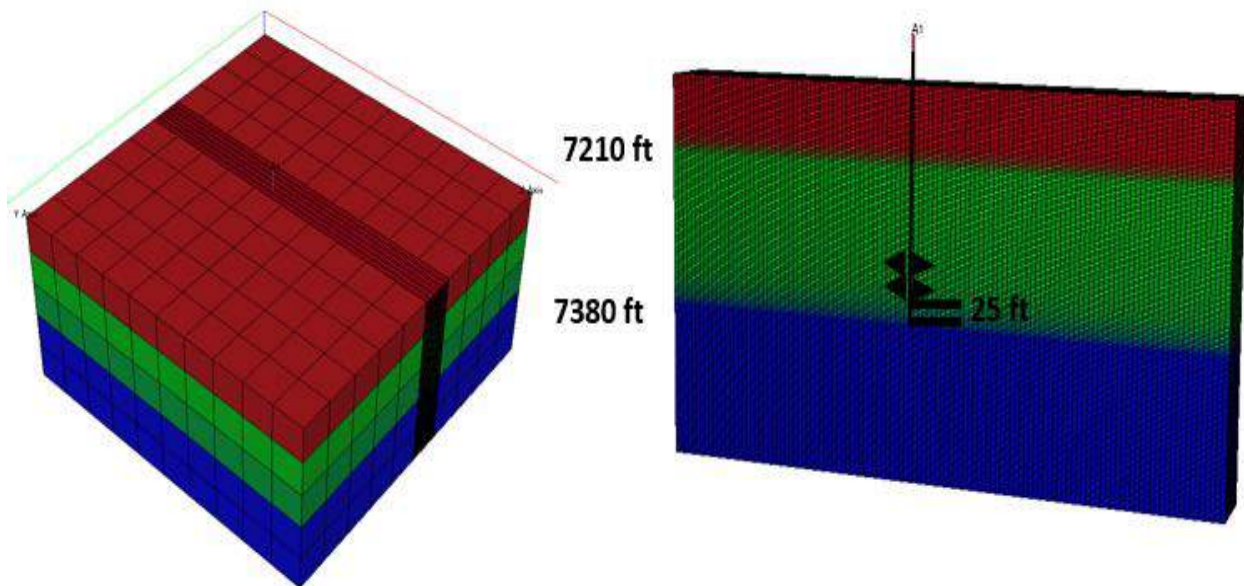


Figura 4.28 Modelo sectorial del yacimiento: Pozo Xel-1.

En la **Tabla 4.8** se muestran los datos principales estructurales del modelo sectorial:

Datos estructurales del modelo de yacimiento	
Profundidad del contacto gas-aceite	7 210 pies
Profundidad del contacto agua-aceite	7 380 pies
Profundidad de terminación del pozo	7 355 pies
Distancia del intervalo productor al contacto agua-aceite	25 pies
Distancia del intervalo productor al contacto gas-aceite	140 pies

Tabla 4.8 Datos estructurales del modelo sectorial.

4.5.2 Descripción del modelo de superficie

El modelo de superficie está conformado por un pozo costa fuera con un tirante de agua de 250 metros. El pozo se encuentra conectado a la plataforma de producción por medio de un riser y las líneas de conducción. En la **Figura 4.30** Se muestra de manera gráfica una representación del modelo de superficie.

Para este caso de aplicación, esquemáticamente solo se muestra el pozo a analizar, asumiendo que no hay aportación de producción por parte de otros pozos hacia la misma plataforma de producción.



Figura 4.29 Modelo superficial del modelo integrado: Pozo Xel-1.

4.5.2.1 Modelo del pozo

El modelo de pozo se construyó en el simulador comercial **OLGA**®, el cual permite realizar simulación en estado transitorio, cuyas ventajas e importancia se explicaron en el capítulo anterior. Las características principales se muestran en la **Tabla 4.9**, y en la **Figura 4.31** se muestra el modelo del pozo..

Características principales del modelo de pozo	
Simulador	OLGA ®
Tipo de pozo	Vertical
Profundidad	7355 pies
Diámetro de la tubería de producción	3.75 pulgadas
Temperatura del fondo del pozo	120 °C
Modo de simulación	Flujo Transitorio
Tipo de fluido	Aceite Negro
Monitoreo de baches (Slug)	Modo slugtracking

Tabla 4.9 Características principales del modelo de pozo.

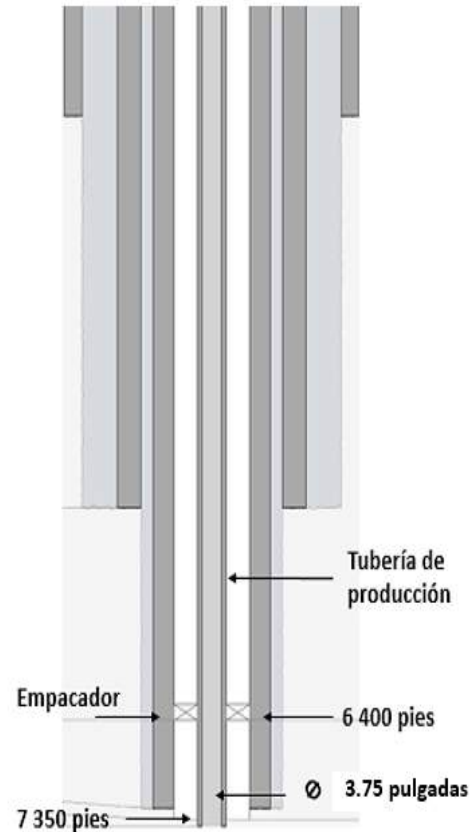


Figura 4.30 Modelo superficial del de pozo Xel-1

4.5.2.2 Modelo de instalaciones superficiales

El modelo de superficie está conformado por el ducto submarino (la línea de conducción y el riser), modelados en **OLGA** ®. Tanto el modelo de las instalaciones superficiales como el del pozo están directamente conectados. En la **Figura 4.32** se muestra el modelo de las instalaciones superficiales y en la **Tabla 4.10** se muestran las características más importantes del modelo.

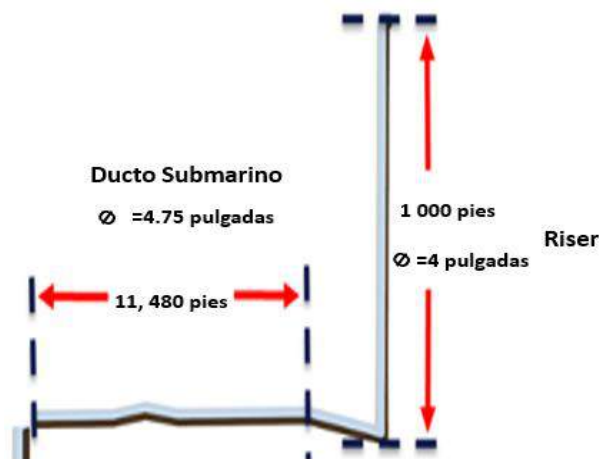


Figura 4.31 Modelo de las instalaciones superficiales: pozo Xel-1

Características principales del modelo de pozo	
Simulador	OLGA ®
Longitud de la línea de conducción	11 480 pies
Diámetro de la línea de conducción	4.75 pulgadas
Longitud del riser	1000 pies vertical 3000 pies horizontal
Diámetro del riser	4 pulgadas
Tipo de fluido	Aceite Negro
Modo de simulación	Flujo Transitorio
Temperatura ambiente	3 °C
Monitoreo de baches (Slug)	Modo slugtracking

Tabla 4.10 Características principales del modelo de las instalaciones superficiales.

4.5.2.3 Acoplamiento

Con los modelos de yacimiento y superficie (pozo y líneas de transporte) ya modelados, se realizó el acoplamiento de ambos modelados mediante el software comercial Integrated Asset Modeler (IAM ®), el cual permite la comunicación directa entre las variables de ambos modelos, permitiendo resolver los problemas por medio de diferentes métodos.

Consideraciones hechas previas al acoplamiento:

- Calibración de los fluidos tanto en el modelo de yacimiento como el de superficie.
- El modelo de yacimiento alimentará al modelo de superficie.

En la **Figura 4.33** se muestra la ventana del software en el cual se especifican las variables de comunicación que interactuarán a lo largo del proceso de evaluación. Este modelo acoplado servirá para evaluar el problema y las soluciones a lo largo de todo el sistema integral de producción.

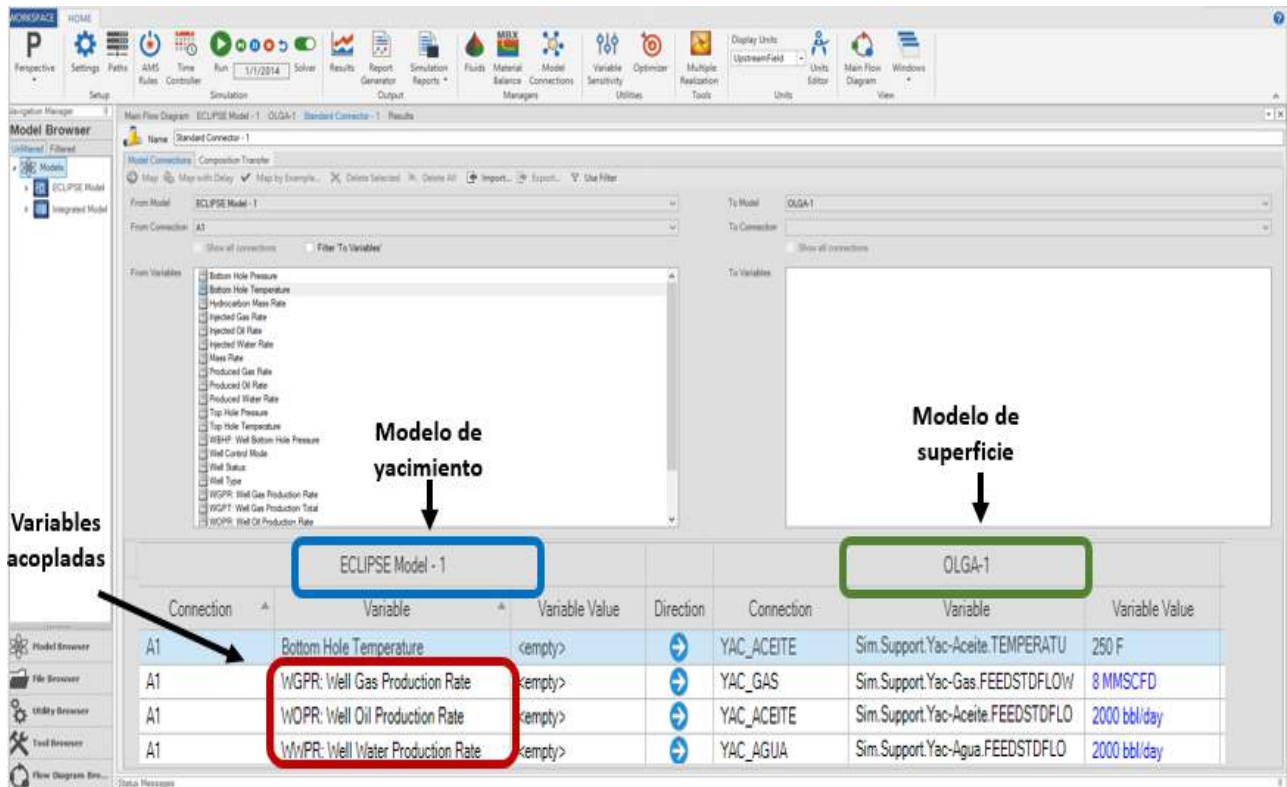


Figura 4.32 Proceso de acoplamiento del modelo de yacimiento y el modelo de superficie mediante IAM.

4.5.3 Evaluación del problema

Con los perfiles de gasto de producción y los volúmenes acumulados del pozo Xel-1 que se muestran en las **Figuras 4.34 y 4.35**, se evaluaron los efectos en el yacimiento y superficie haciendo uso del modelo integrado. Estas gráficas servirán para comparar los resultados obtenidos de las soluciones propuestas.

PERFIL DE GASTOS DE PRODUCCIÓN: POZO XEL-1

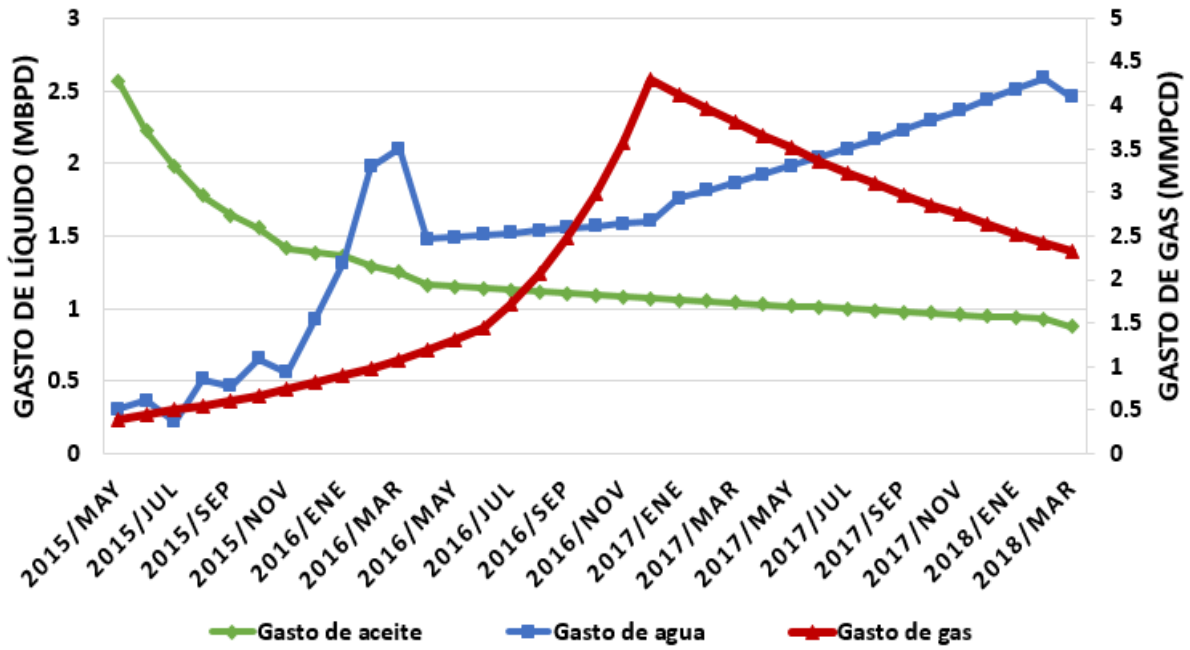


Figura 4.33 Perfil de gasto histórico de producción para el pozo Xel-1.

PERFIL DE PRODUCCIÓN ACUMULADA: POZO XEL-1

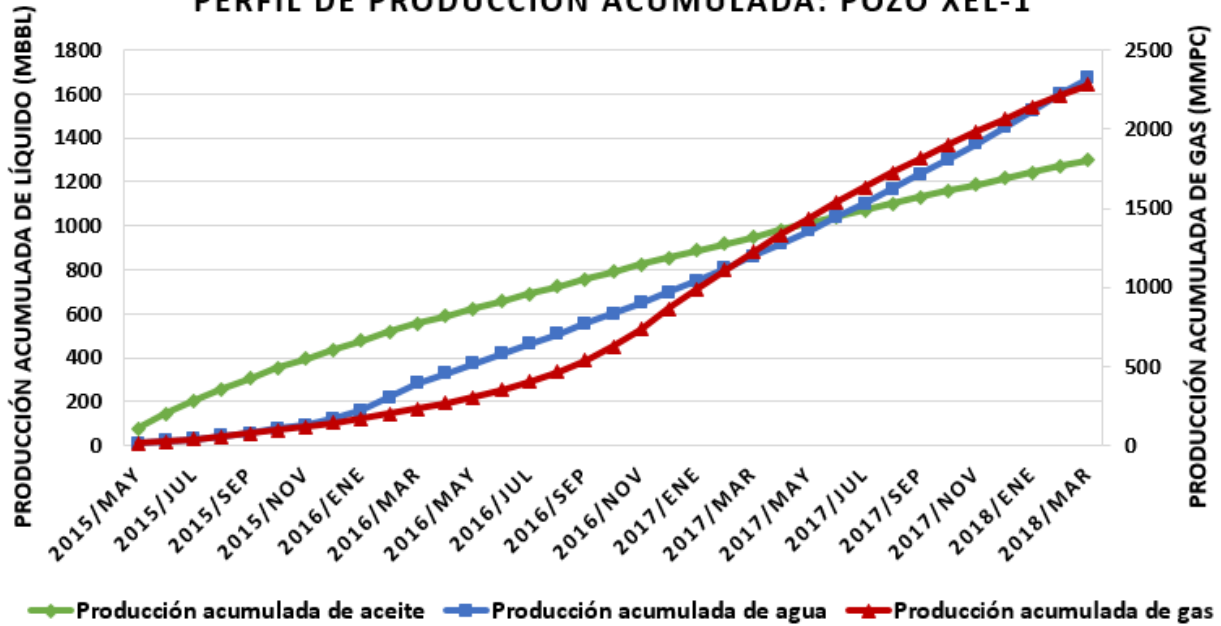


Figura 4.34 Perfil histórico de producción acumulada para el pozo Xel-1.

Como primer paso, con ayuda del modelo sectorial, se analizaron los efectos en el yacimiento. Al evaluar el modelo de simulación, con ayuda del refinamiento local que se realizó, se confirmó el problema de conificación, no solo de agua, sino también de gas. Estos resultados servirán para la comparación de los casos simulados.

En la **Figura 4.36** se muestra de manera gráfica los resultados visuales del modelo, haciendo una comparación del estado de los contactos desde el inicio de la producción hasta un periodo de tres años posterior.

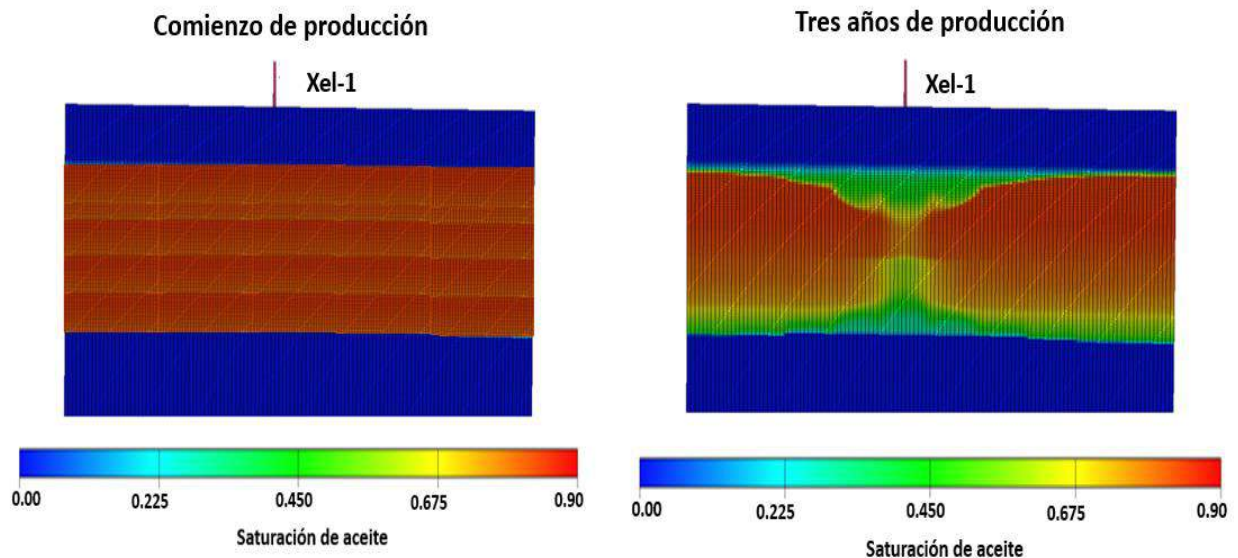


Figura 4.35 Efectos de conificación en el yacimiento: Pozo Xel-1.

Como se observa, la producción excesiva de agua se debe al avance rápido de los contactos, en el cual la saturación de agua tiene un incremento considerable en el intervalo productor. De igual manera se tiene un gran avance irregular del contacto gas-aceite, lo cual debe tomarse en cuenta ya que puede causar inestabilidades de flujo en las instalaciones superficiales.

- **Evaluación en superficie**

Con ayuda del software comercial **OLGA**® se analizaron los efectos de flujo multifásico en estado transitorio. Para fines de este trabajo, con el propósito de identificar los efectos macroscópicos, el periodo de análisis debe ser para tiempos cortos, para poder tener una mejor resolución de los resultados.

Consideraciones: Tiempo de simulación: 24 horas

Al analizar las presiones en el pozo, tal como se muestra en la **Figura 4.37**, se observa un comportamiento discontinuo e intermitente con variaciones grandes en la presión de fondo del pozo y en la cabeza, lo cual puede atribuirse a los efectos de conificación, causando variaciones en el flujo a la entrada del pozo, incrementado la caída de presión, aumentando la probabilidad de inestabilidades de flujo en las instalaciones superficiales.

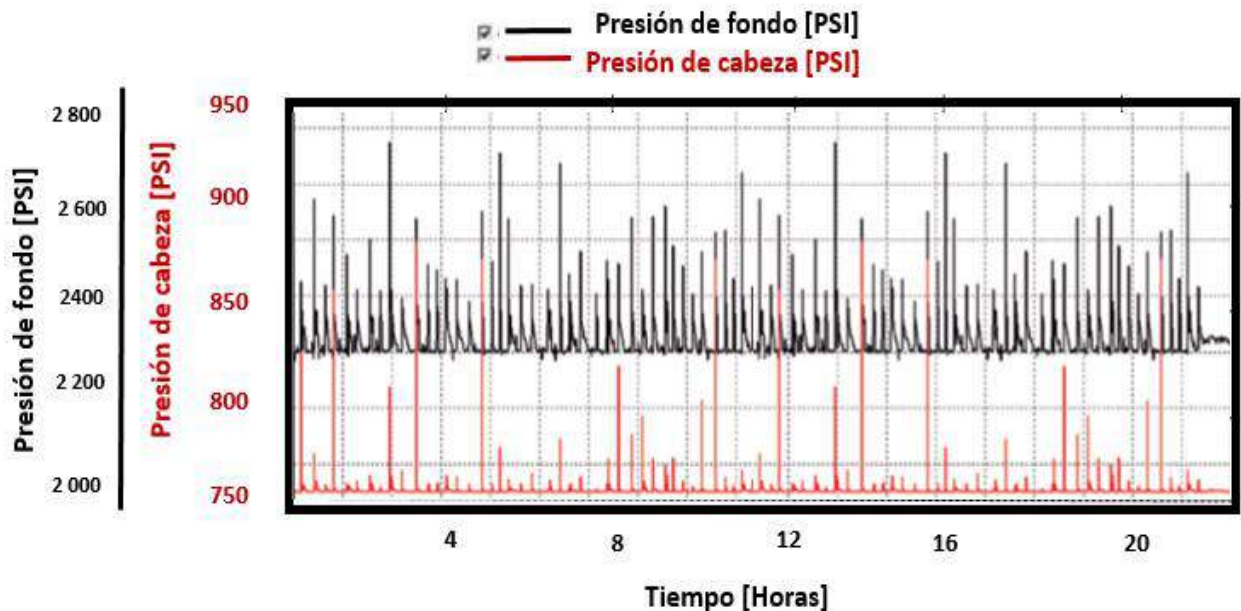


Figura 4.36 Comportamiento de las presiones en el pozo Xel-1

En lo que respecta al ducto submarino, se analizó el comportamiento del gasto (**Figura 4.38**) con el objetivo de observar los efectos de la conificación en el sistema integral de producción. Se observó un comportamiento de flujo intermitente a la entrada del separador con grandes oscilaciones, en el cual hay intervalos de acumulación, dado que existe un bacheo que afecta la frecuencia de llegada al separador, generando gastos

instantáneos que oscilan de 0 a 5000 BPD para el gasto de líquido y para el gasto de gas de 0 a 16 MMpcd.

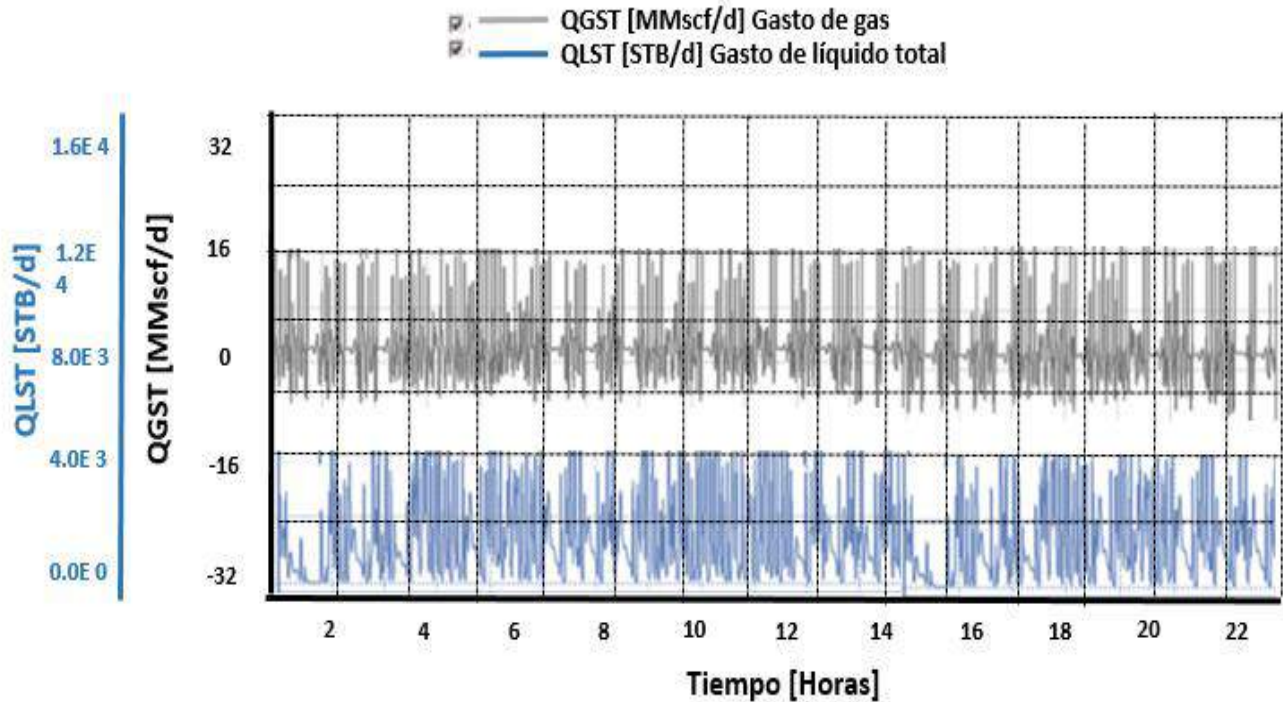


Figura 4.37 Comportamiento del gasto de producción a la entrada del separador: Pozo Xel-1.

Al analizar el comportamiento de la presión (**Figura 4.39**) en la entrada del separador, se observan grandes oscilaciones debido a los baches generados por las inestabilidades de flujo presentadas en el ducto submarino.

En relación con el comportamiento de la presión, se muestra en la **Figura 4.40** el comportamiento del régimen de flujo a lo largo de todo el ducto submarino, en el que se comprueba que existe una acumulación de líquido intermitente a la entrada del separador debido a la formación de baches, lo cual provoca fluctuaciones en la presión de entrada.

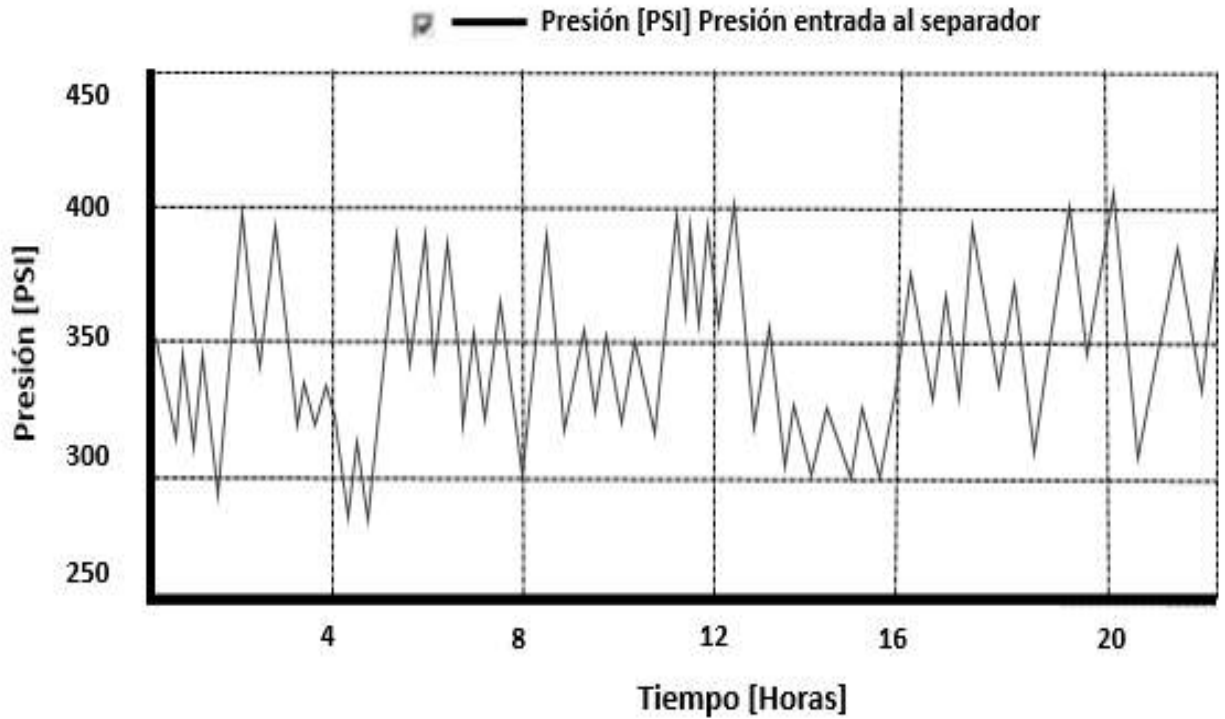


Figura 4.38 Comportamiento de la presión a la entrada del separador para el pozo Xel-1.

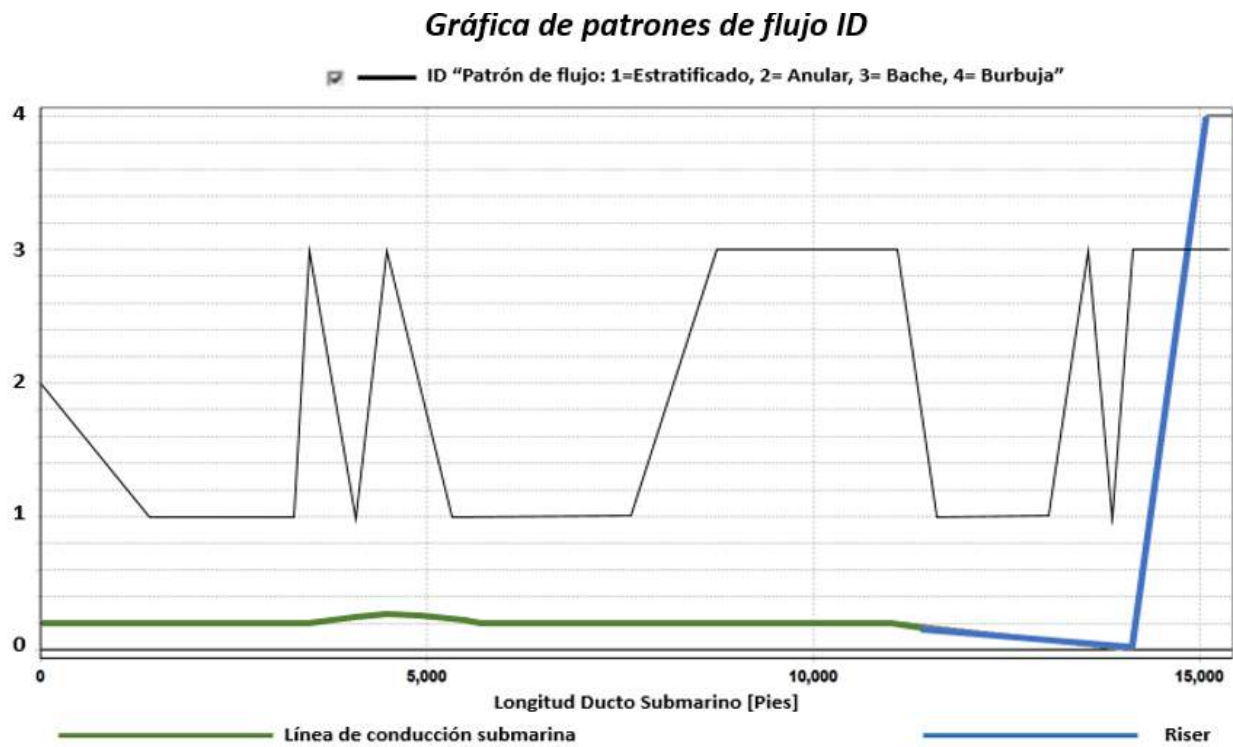


Figura 4.39 Patrones de flujo a la entrada del separador para el pozo Xel-1.

Como conclusión del análisis del problema a lo largo de todo el sistema integral de producción, se comprueba que el origen del problema de la producción de agua excesiva se debe a la conificación ocasionada por los altos gastos y la cercanía que se tiene con el contacto agua-aceite. De igual manera se detectó que se tiene una conificación de gas la cual está ocasionando problemas a la entrada del pozo.

En lo que respecta al impacto en las instalaciones superficiales, se detectaron inestabilidades de flujo que están ocasionando grandes problemas a la entrada del separador, en el que hay una entrada de flujo intermitente con grandes volúmenes de gas y líquido en intervalos discontinuos, los cuales ocasionan comportamientos anómalos en la presión de entrada.

A continuación se presenta la evaluación de las soluciones propuestas.

4.5.4 Evaluación de la solución (es)

Para fines de este trabajo, se realizó el pronóstico de la recuperación de aceite sin métodos de control de agua (Caso Base), para comparar con los resultados de las tres soluciones propuestas que describen más adelante, las cuales se evaluaron con el uso de modelos de simulación. El objetivo de las soluciones es la de controlar la entrada de agua al pozo reduciendo el volumen producido. La mejor solución debe ser técnica y económicamente viable, tomando en cuenta los efectos e impactos a lo largo de todo el sistema integral de producción.

Dado que se tiene que el contacto agua-aceite del pozo que se está analizando se encuentra muy cercano a la terminación, las soluciones propuestas se enfocaron considerando esta situación.

Casos a evaluar

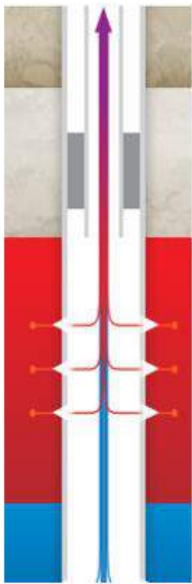
- Caso base: Pronóstico sin métodos de control de agua.
- Caso 1: Se propone reducir el gasto, buscando estabilizar la conificación produciendo bajo el gasto crítico en el mismo intervalo productor.

- Caso 2: Se propone un cambio de intervalo productor a 45 pies de distancia por encima de la terminación original (60 pies por encima del contacto agua-aceite) evaluando diferentes gastos de producción.
- Caso 3: Se propone un cambio de intervalo productor a 45 pies de distancia por encima de la terminación original (60 pies por encima del contacto agua-aceite) con la combinación de inyección química, evaluando diferentes gastos de producción.

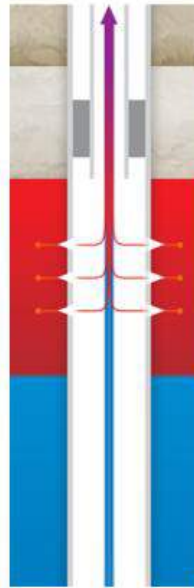
En la **Figura 4.41** se presentan de manera gráfica las soluciones propuestas.

Soluciones propuestas

Solución 1: Reducción en el gasto de producción sin cambio de intervalo



Solución 2: Re disparos a 60 pies y control de gasto



Solución 3: Re disparos a 60 pies, control de gasto e inyección de químicos.

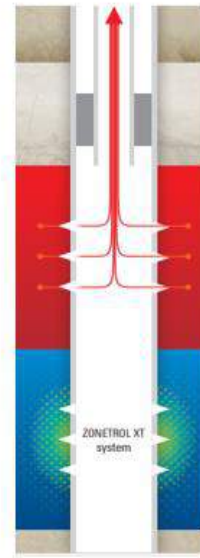


Figura 4.40 Soluciones propuestas como método de control de agua para el pozo Xel-1.

Consideraciones

- Se evaluaron los métodos de control propuestos por un periodo de dos años
- Con base en el análisis de los resultados, después de realizar una comparación, se seleccionó el caso con el mayor beneficio económico para evaluar los efectos a lo largo de todo el sistema integral de producción.
- El pozo cuenta con un gasto actual de 930 BPD

Caso 1:

Se proponen 8 escenarios de evaluación en el cual se reduzca el gasto con el propósito de retardar los efectos de conificación. En la **Tabla 4.11** se muestran los escenarios a evaluar.

Escenarios a evaluar: Caso 1	
Escenario	Gasto de producción
1	800 BPD
2	700 BPD
3	600 BPD
4	500 BPD
5	400 BPD
6	300 BPD
7	200 BPD
8	100 BPD

Tabla 4.11 Escenarios de evaluación para el caso 1.

Caso 2:

Se propone un cambio de la terminación original de 25 pies de distancia al contacto agua-aceite a 60 pies del contacto agua-aceite por medio de una operación de re-disparo. Al igual que el caso anterior se proponen ocho escenarios de evaluación en el cual se

reduzca el gasto con el propósito de retardar los efectos de conificación. En la **Tabla 4.12** se muestran los escenarios a evaluar.

Escenarios a evaluar: Caso 2	
Escenario	Gasto de producción
1	2 000 BPD
2	1 800 BPD
3	1 600 BPD
4	1 400 BPD
5	1 200 BPD
6	1 000 BPD
7	800 BPD
8	600 BPD

Tabla 4.12 Escenarios de evaluación para el caso 2.

Caso 3:

Se propone la misma operación que en el caso 2, con la diferencia que adicionalmente se considera la inyección de un modificador de permeabilidad relativa (MPR), con el propósito de reducir la capacidad de flujo del agua. De igual forma se evaluaron ocho escenarios con diferentes gastos.

Para este caso, de las tecnologías y químicos disponibles (**Apéndice A**), se utilizarán las propiedades del MPR comercial ZoneTrol xT ®, el cual es aplicable de acuerdo a las características del yacimiento (temperaturas de hasta 125 °C). De acuerdo a las características comerciales del MPR ZoneTrol xT ®, es capaz de disminuir la permeabilidad relativa al agua hasta en un 75 %, sin afectar a las propiedades de flujo del aceite. Para este caso de estudio, se tomará un valor de 45 % el cual se someterá en el modelo de simulación. En la **Tabla 4.13** se muestran los escenarios a evaluar.

Escenarios a evaluar: Caso 3	
Escenario	Gasto de producción
1	2 000 BPD
2	1 800 BPD
3	1 600 BPD
4	1 400 BPD
5	1 200 BPD
6	1 000 BPD
7	800 BPD
8	600 BPD

Tabla 4.13 Escenarios de evaluación para el caso 3.

4.5.5 Resultados

- **Caso base**

Se presentan los resultados obtenidos del pronóstico para el caso base, los cuales sirvieron de comparación para los demás. Para el caso base, se generó el pronóstico de producción acumulada, el cual se muestra en la **Figura 4.42**. En la **Tabla 4.14** se muestran los resultados obtenidos más importantes.

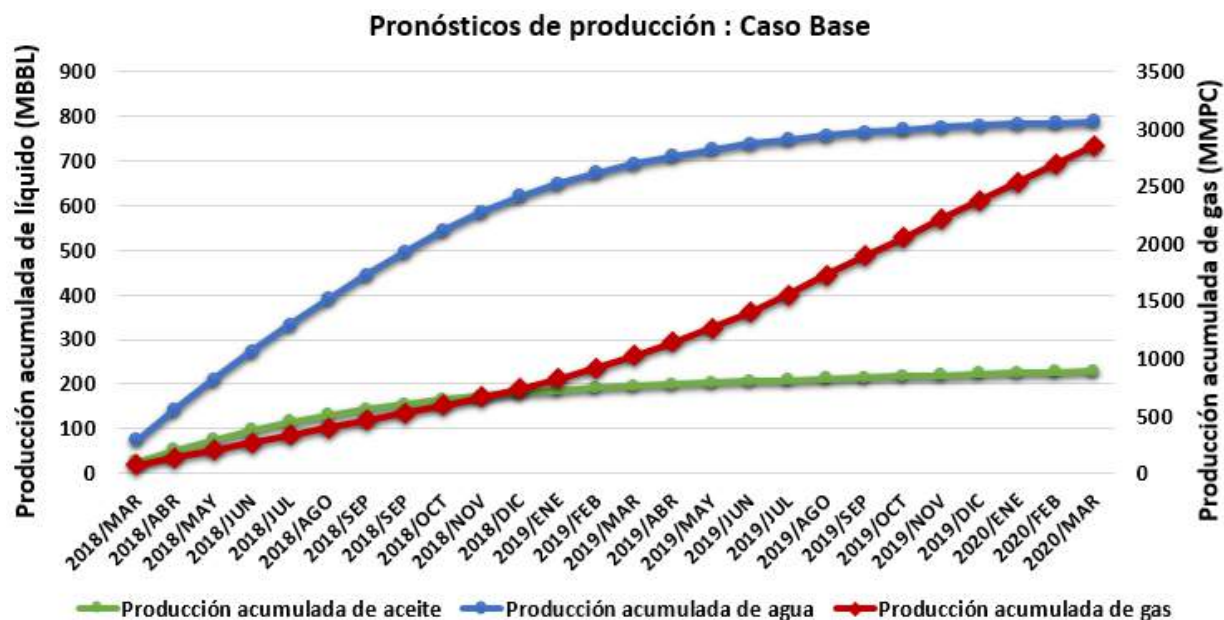


Figura 4.41 Pronóstico de producción sin método de control de agua para el pozo Xel-1.

Resultados: Caso base	
Recuperación de aceite	228 MBBI
Producción acumulada de agua	788 MBBI
Producción acumulada de gas	2 900 MMPC
Corte de agua acumulado	78 %

Tabla 4.14 Resultados del pronóstico de producción sin métodos de control de agua para el pozo Xel-1.

▪ **Caso 1:**

Para cada caso se presentan los resultados gráficos de la producción de aceite, agua y gas, posteriormente se muestra el análisis en comparación con el caso base. En la **Figura 4.43** se muestra el perfil de gastos y producción acumulada de aceite, mientras que en la **Figura 4.44** se muestra el perfil de gastos y producción acumulada de agua. De igual forma en la **Figura 4.45** se muestra el comportamiento del corte de agua y finalmente en la **Figura 4.46** se observa el perfil de gastos y producción acumulada de gas.

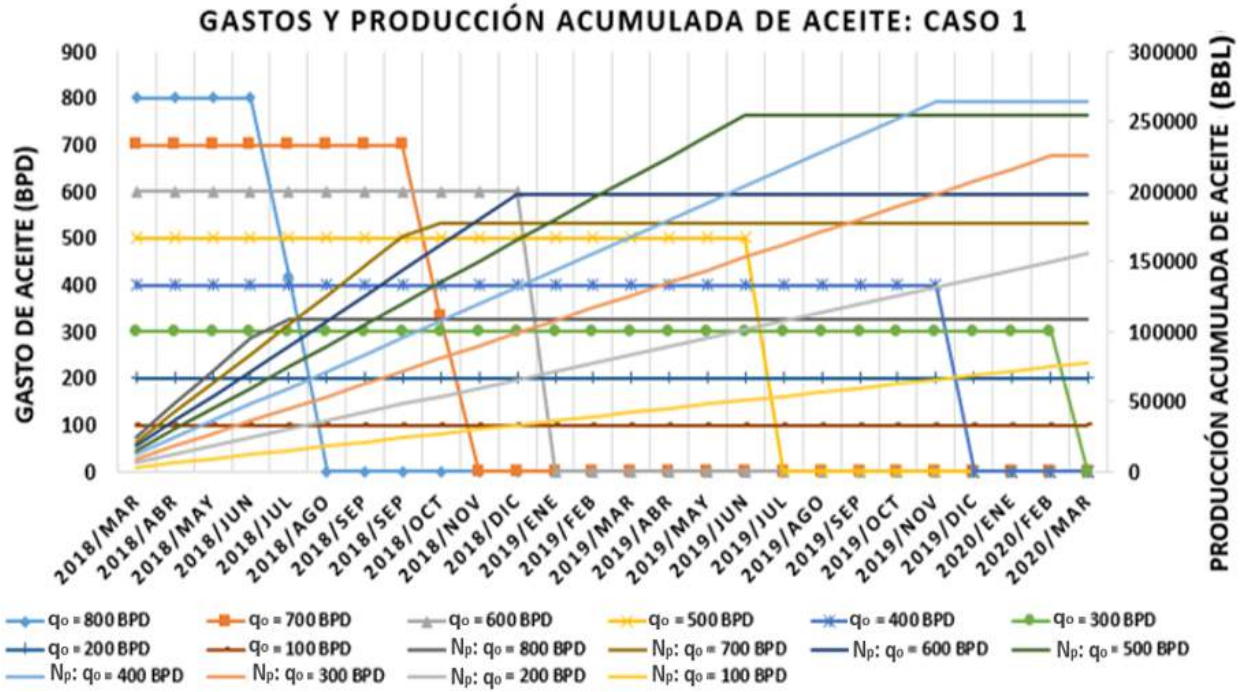


Figura 4.42 Perfiles de producción de aceite para el caso 1 del pozo Xel-1

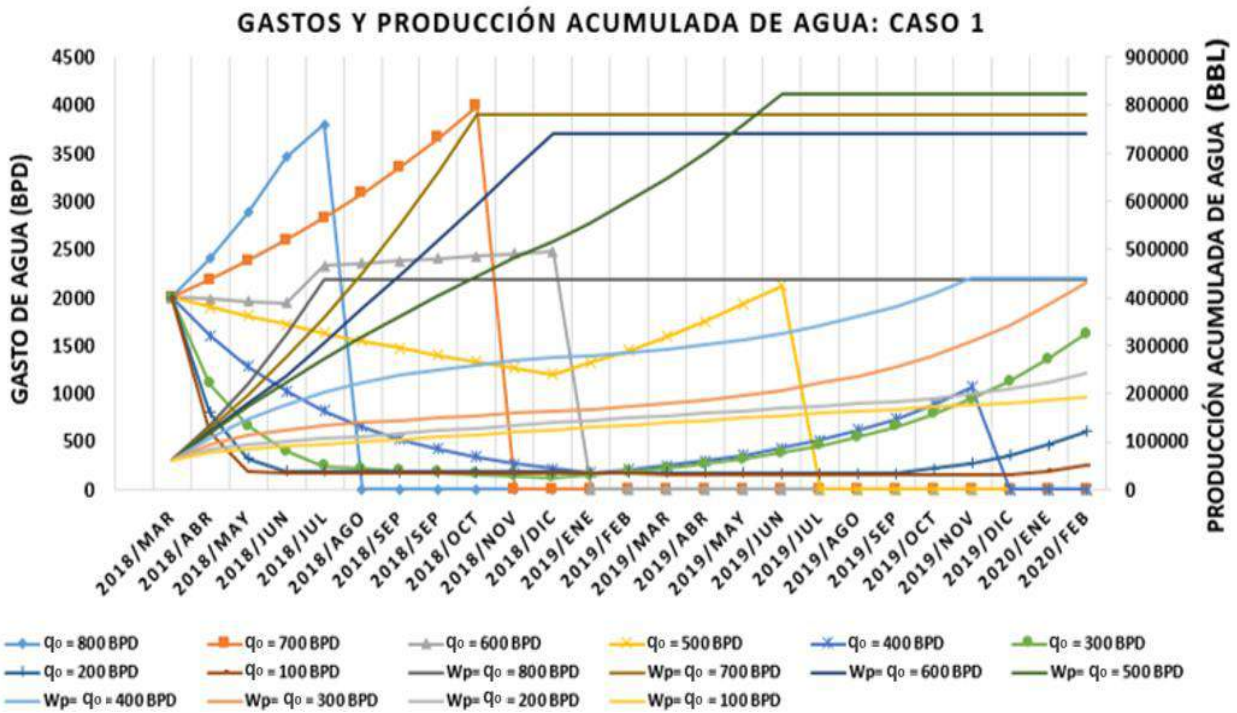


Figura 4.43 Perfiles de producción de agua para el caso 1 del pozo Xel-1

Corte de agua promedio: Caso 1

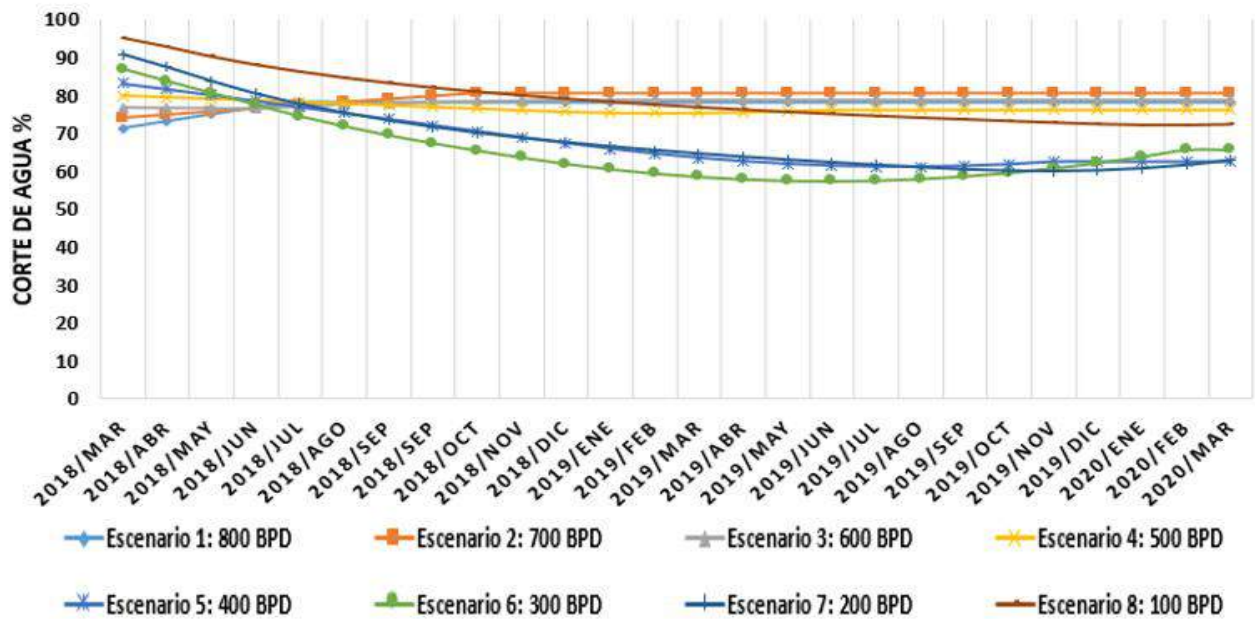


Figura 4.44 Comportamiento del corte de agua para el caso 1 del pozo Xel-1.

GASTOS Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS: CASO 1

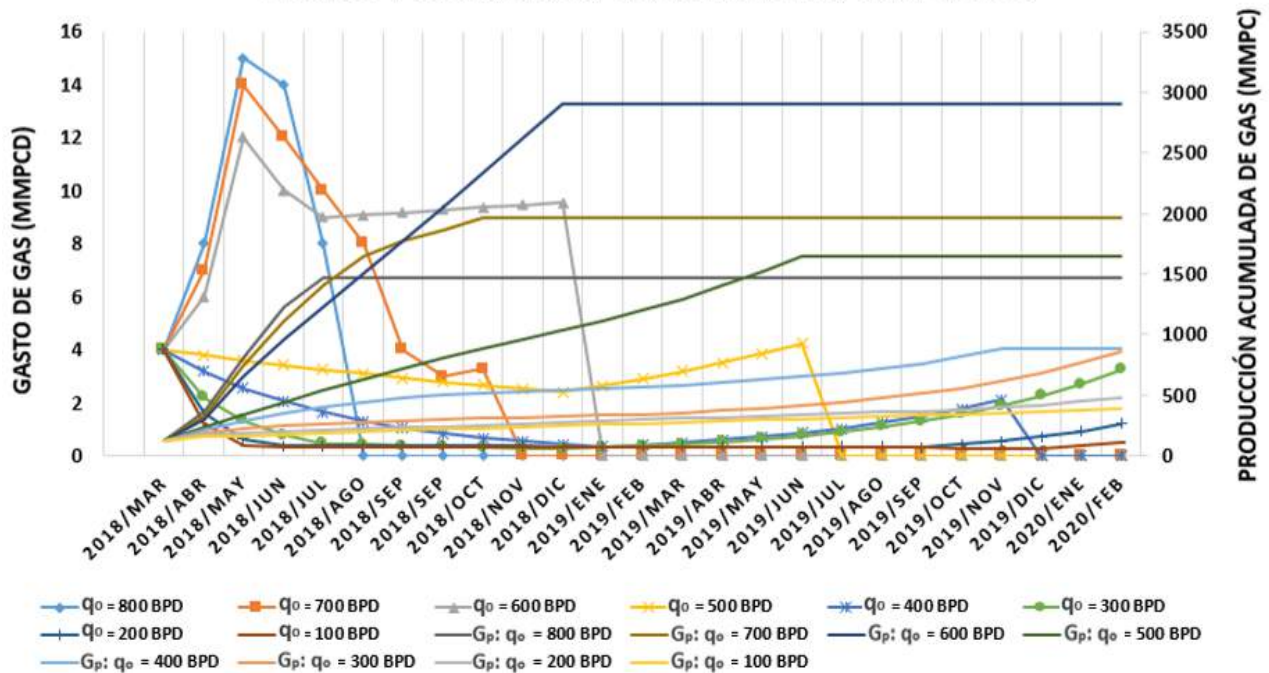


Figura 4.45 Perfiles de producción de gas para el caso 1 del pozo Xel-1.

Escenario	N_p (MBBI)	ΔN_p con respecto al caso base (MBBL)	Tiempo de recuperación (Meses)	W_p (MBBL)	Corte de agua %	G_p (MMPC)
1: 800 BPD	120	-108	5	445	74	1470
2: 700 BPD	189	-39	9	780	88	1958
3: 600 BPD	198	-30	11	725	84	2907
4: 500 BPD	255	27	17	820	80	1644
5: 400 BPD	264	36	22	439	73	879
6: 300 BPD	225	-3	24	420	72	861
7: 200 BPD	156	-72	24	230	72	530
8: 100 BPD	78	-150	24	190	71	407

Tabla 4.15 Resultados del pronóstico de producción para el caso 1 del pozo Xel-1.

Como se observa en la **Tabla 4.15**, en lo que se refiere a términos de recuperación de aceite, el escenario 5 tiene la mayor recuperación adicional con 36 MBBI más que el caso base. Al analizar la producción de agua, en comparación con el caso base (W_p :788 MBBI), el escenario 8 tiene los mejores resultados, logrando controlar los efectos de conificación, pero se tiene una recuperación de aceite mucho menor al caso base, dando como resultado un diferencial de producción negativo.

Dado que para tomar la mejor decisión con respecto al mejor escenario, es necesario tomar en cuenta diferentes variables tales como la recuperación de aceite, tiempo de producción y cantidad de agua producida. Para lograr esto, se realizó un análisis económico el cual se muestra más adelante después del análisis técnico de todos los casos.

- **Caso 2: Resultados**

Se presentan los resultados gráficos de la producción de aceite, agua y gas, y posteriormente se muestra un análisis en comparación con el caso base para obtener

los mejores escenarios. Al igual que en el caso anterior, se realizará el mismo tipo de análisis.

.En la **Figura 4.47** se muestra el perfil de gastos y producción acumulada de aceite mientras que en la **Figura 4.48** se muestra el perfil de gastos y producción acumulada de agua. De igual forma en la **Figura 4.49** se muestra el comportamiento del corte de agua y finalmente en la **Figura 4.50** se observa el perfil de gastos y producción acumulada de gas.

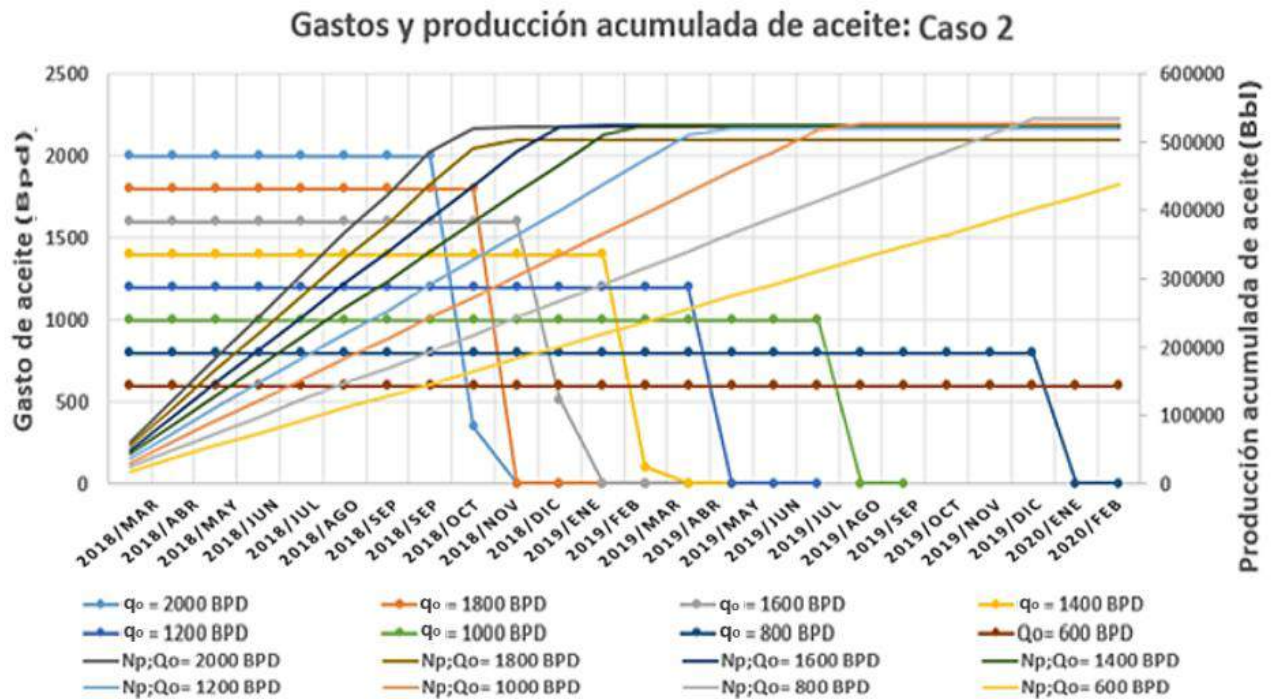


Figura 4.46 Perfiles de producción de aceite para el caso 2 del pozo Xel-1.

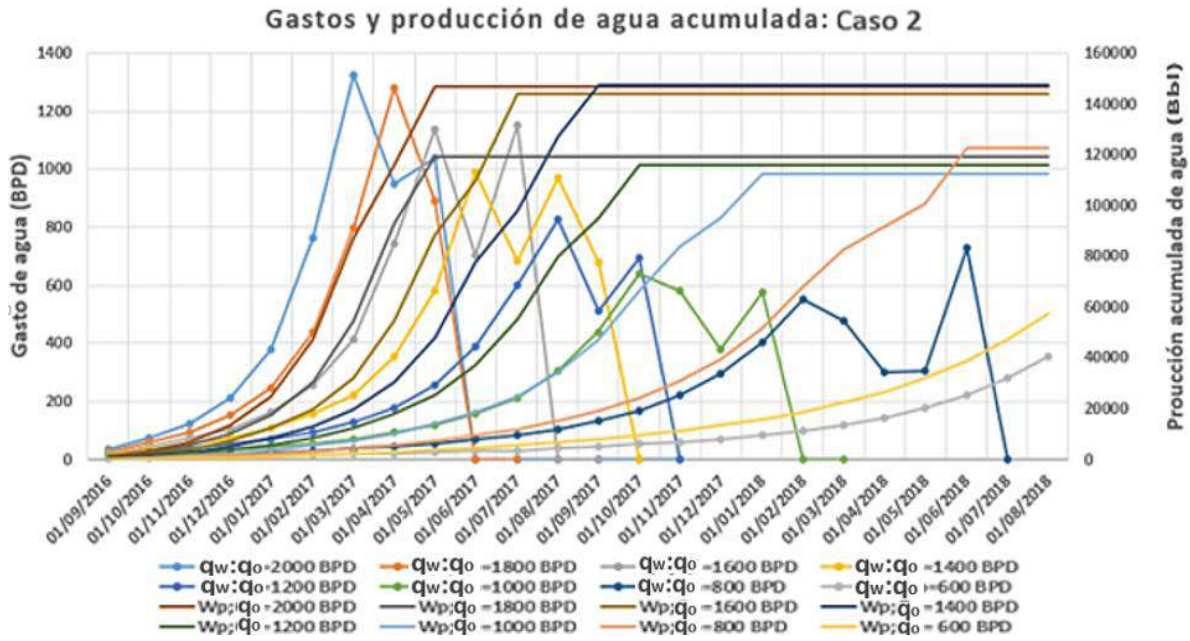


Figura 4.47 Perfiles de producción de agua para el caso 2 del pozo Xel-1

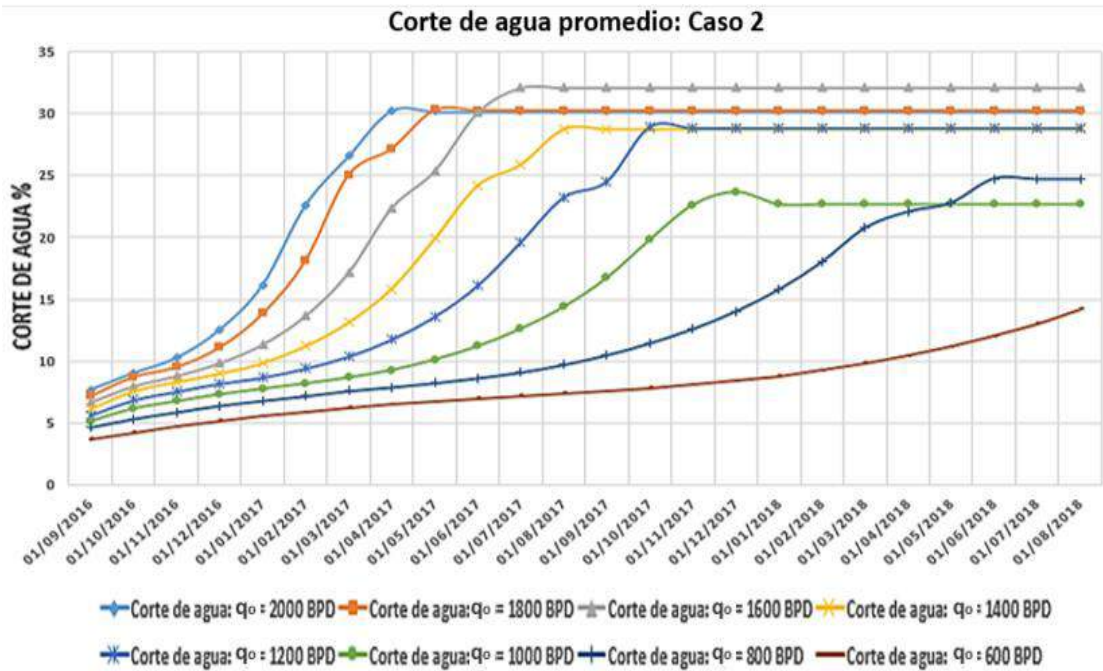


Figura 4.48 Comportamiento del corte de agua para el caso 2 del pozo Xel-1.

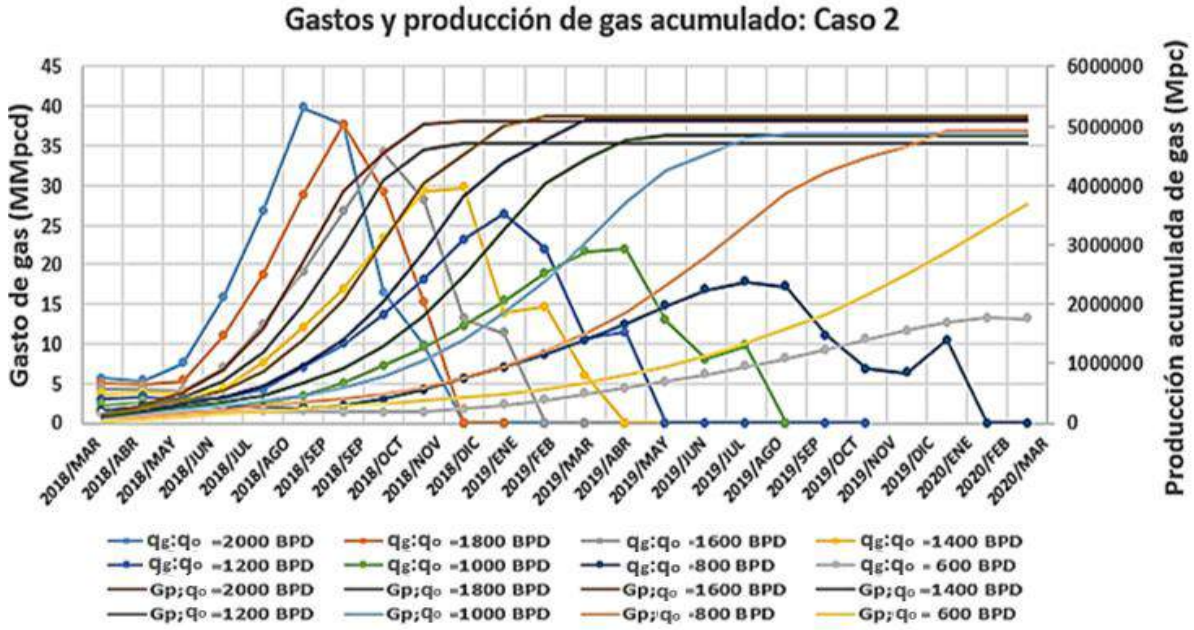


Figura 4.49 Perfiles de producción de gas para el caso 2 del pozo Xel-1.

Escenario	N_p (MBl)	ΔN_p con respecto al caso base (MBl)	Tiempo de recuperación (Meses)	W_p (MBl)	Corte de agua %	G_p (MMPC)
1: 2000 BPD	501.8	273	6	212.1	30	5 090
2: 1800 BPD	503.15	275	7	200.86	30	4 710
3: 1600 BPD	524.8	296	9	226.6	31	5 160
4: 1400 BPD	524.3	295	12	198.4	27	5 120
5: 1200 BPD	520.1	292	13	203	28	4 850
6: 1000 BPD	510.1	282	17	150.7	23	4 880
7: 800 BPD	526.1	298	22	176.2	25	4 930
8: 600 BPD	382.8	154	24	117.3	23	3 800

Tabla 4.16 Resultados del pronóstico de producción para el caso 2 del pozo Xel-1

Como se observa en la **Tabla 4.16**, para este caso, se tiene la mayor recuperación de aceite para el escenario 7, pero en un tiempo mucho mayor a otros escenarios con menor

recuperación de aceite. En lo que respecta al control de la producción de agua, se logra una reducción considerable con respecto al caso base y al caso 1, siendo el escenario 8 (Gasto crítico) el mejor en este aspecto. Al igual que el caso 1, es necesario realizar un análisis económico para determinar cuál es el caso mejor.

Caso 3: Resultados

Se presentan los resultados gráficos de la producción de aceite, agua y gas, y posteriormente se realizó un análisis en comparativa con el caso base para obtener los mejores escenarios.

En la **Figura 4.51** se muestra el perfil de gastos y producción acumulada de aceite mientras que en la **Figura 4.52** se muestra el perfil de gastos y producción acumulada de agua. De igual forma en la **Figura 4.53** se muestra el comportamiento del corte de agua y finalmente en la **Figura 4.54** se observa el perfil de gastos y producción acumulada de gas.

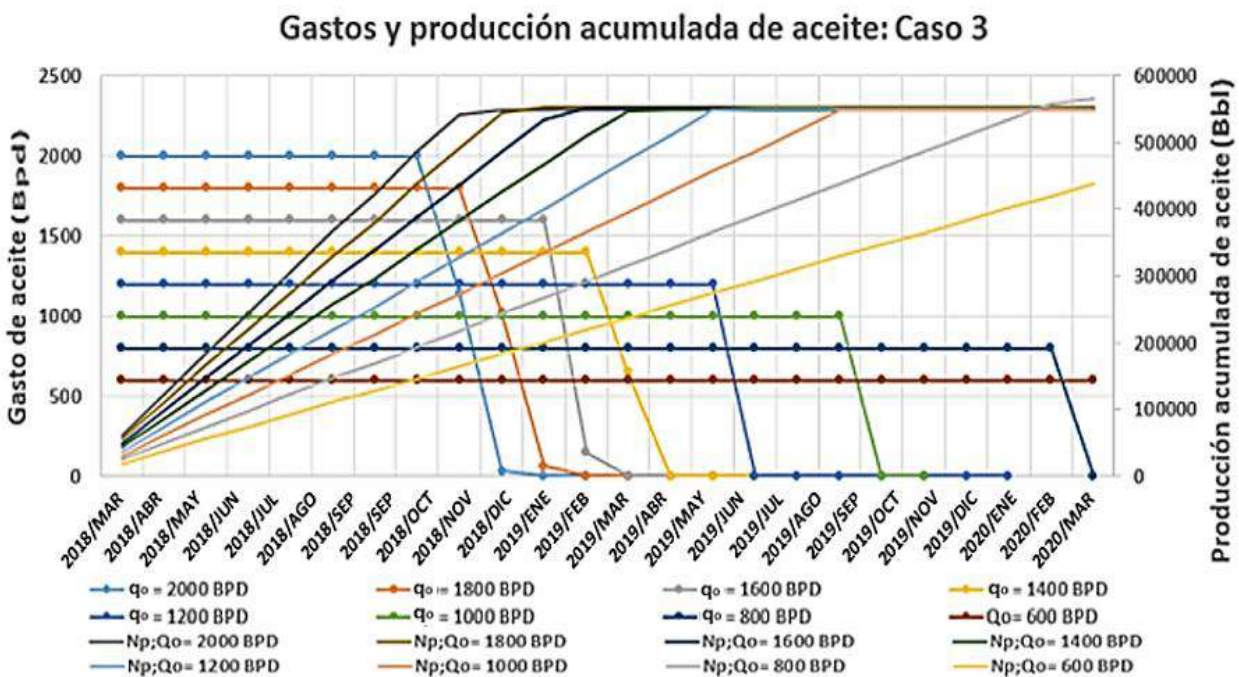


Figura 4.50 Perfiles de producción de aceite para el caso 3 del pozo Xel-1.

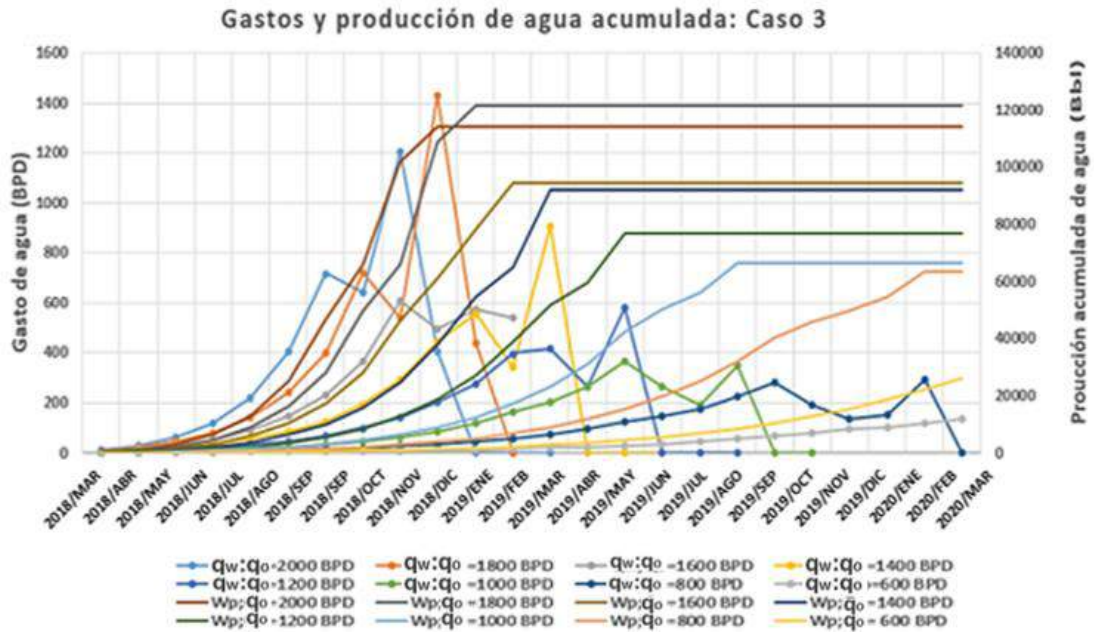


Figura 4.51 Perfiles de producción de agua para el caso 3 del pozo Xel-1.

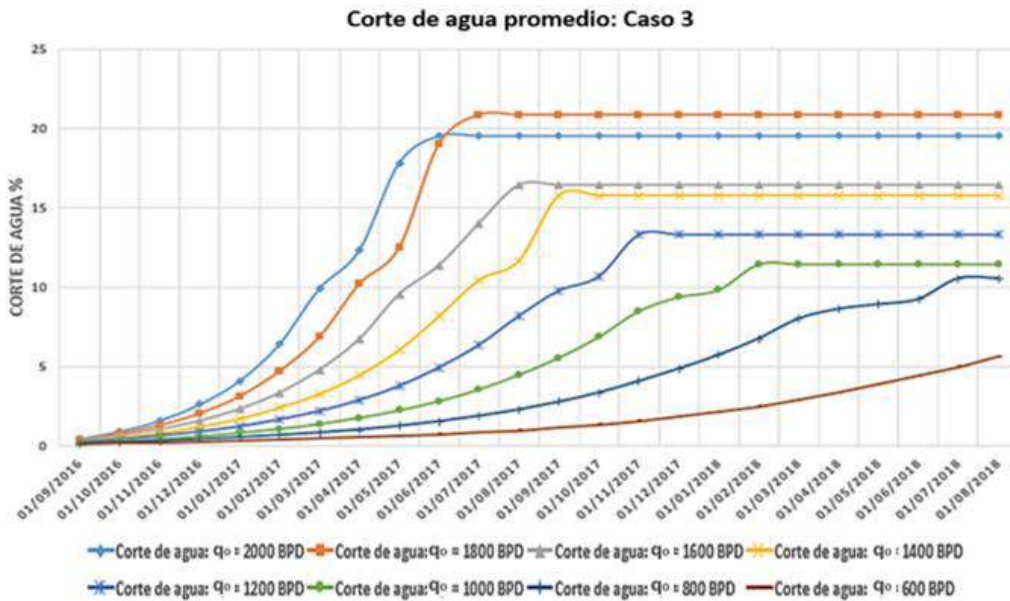


Figura 4.52 Comportamiento del corte de agua para el caso 3 del pozo Xel-1.

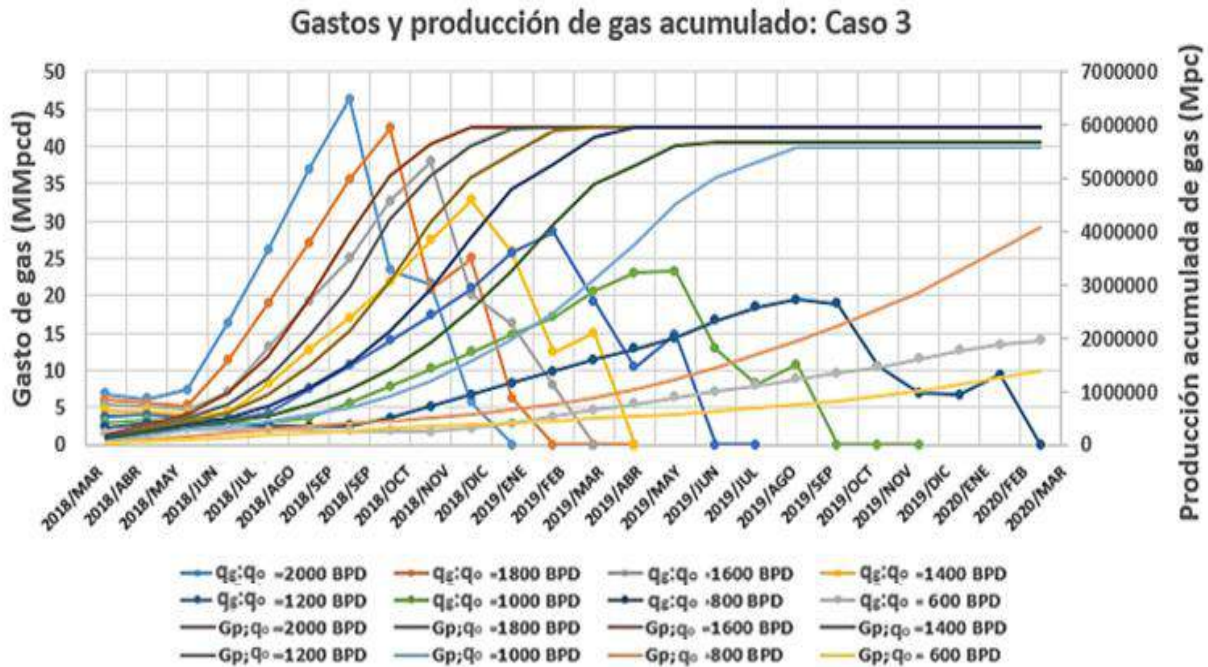


Figura 4.53 Perfiles de producción de gas para el caso 3 del pozo Xel-1.

Escenario	N_p (MBBI)	ΔN_p con respecto al caso base (MBBL)	Tiempo de recuperación (Meses)	W_p (MBBL)	Corte de agua %	G_p (MMPC)
1: 2000 BPD	548.3	320.3	9	119	19	5 980
2: 1800 BPD	553	325	10	121.7	21	5 980
3: 1600 BPD	552	324	11	94.3	17	5.970
4: 1400 BPD	550	322	12	92.03	16	5 950
5: 1200 BPD	551	323	15	76.8	14	5 670
6: 1000 BPD	549	321	19	66.3	12	5 600
7: 800 BPD	565.1	337.1	22	63.3	11	4 250
8: 600 BPD	438	210	24	30.9	6	2 950

Tabla 4.17 Resultados del pronóstico de producción para el caso 3 del pozo Xel-1

Como se muestra en la **Tabla 4.17**, para el caso 3 se tiene la mayor recuperación de aceite, siendo el escenario 7 el más favorable. De igual forma se obtuvo la menor producción de agua en el escenario 8 (Gasto crítico), con el menor corte de agua para todas las soluciones evaluadas. Al igual que en los casos anteriores, es necesario realizar un análisis económico para determinar la solución con mayor beneficio económico, y posteriormente analizar su viabilidad técnica.

4.5.6 Análisis económico

Con el objetivo de elegir la solución económica más rentable, se realizó un análisis económico de los diferentes escenarios simulados. A continuación se muestran las consideraciones del proyecto:

- Precio del barril: 50
- OPEX (Costos operativos)
 - Variable: 12 dls/bbl
 - Tratamiento del agua: 2 dólares por barril
 - Costo por re-disparos: 150 Mdls
 - Costo por inyección del tratamiento químico: 100 Mdls
- Tasa de descuento: 10%

Para este caso de estudio se evaluaron los siguientes parámetros económicos

- Valor Presente Neto, *VPN*

Consideraciones específicas de la evaluación económica:

- El tiempo de vida productiva de los pozos varía según el escenario simulado.
- El tiempo máximo de evaluación será de dos años.
- Se realizó el análisis con base en la producción adicional obtenida con respecto al caso base.

A continuación, en la **Tabla 4.18** se muestran los resultados del análisis económico:

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Escenario	VPN	VPN	VPN
1	-\$ 5,872,727.27	\$ 7,760,330.58	\$ 9,028,925.62
2	-\$ 1,240,909.00	\$ 8,750,000.00	\$ 9,113,553.72
3	-\$ 954,545.45	\$ 9,110,265.20	\$ 9,418,265.20
4	\$ 513,148.01	\$ 9,109,245.30	\$ 9,386,245.30
5	\$ 657,776.11	\$ 7,870,773.00	\$ 8,608,189.33
6	-\$ 95,454.00	\$ 7,594,665.00	\$ 8,403,254.20
7	-\$ 2,290,909.00	\$ 8,091,660.41	\$ 8,884,297.52
8	-\$ 4,475,206.61	\$ 4,005,259.20	\$ 5,570,999.25

Tabla 4.18 Resultados del análisis económico para todos los casos.

Al realizar el análisis económico, se observó que para el caso uno se tienen los peores escenarios, en el que a pesar de no realizar inversiones para algún tipo de operación, el método de control de gastos no es suficiente por si solo para obtener una mayor recuperación de aceite en comparación al caso base, por lo que se tienen resultados negativos para varios escenarios.

En el caso 2, se tiene un incremento en el beneficio económico con respecto al caso base y al caso 1. A pesar de que a medida que se reduce el gasto de producción hasta el gasto crítico para controlar los efectos de conificación, los mejores escenarios en términos económicos corresponden a los casos 3 y 4, en el que se tiene un gasto mayor al gasto crítico (600BPD), pero se logra controlar la producción de agua con respecto al caso base.

Finalmente, para el caso 3, se encontraron los mejores resultados, teniendo un mayor control de agua, mayor recuperación de aceite y mayor beneficio económico. En base a los resultados, se decidió elegir el escenario 3: $q_0=1$ 600 BPD, como la solución óptima económicamente, pero es necesario realizar el análisis técnico para asegurar que se eligió la solución correcta. En el siguiente punto se muestra el análisis técnico integrado.

Es importante mencionar que en lo que respecta al beneficio económico, los escenarios de producción bajo el gasto crítico logran controlar la producción de agua en mayor medida, pero la recuperación de aceite se ve afectada considerablemente, por lo que no otorgan el mayor beneficio económico.

A continuación se muestra el análisis técnico del escenario elegido:

4.5.7 Modelo integrado: Análisis Técnico

Se evaluaron los efectos del escenario 3 para el caso 3. En la **Figura 4.55** se muestra el sector del modelo de simulación, en el cual se observa un mayor control en la conificación del agua con respecto al caso base, lográndose cumplir el objetivo de disminuir la producción excesiva de agua. En lo que respecta a la producción de gas se mantiene una producción ligeramente mayor al caso base.

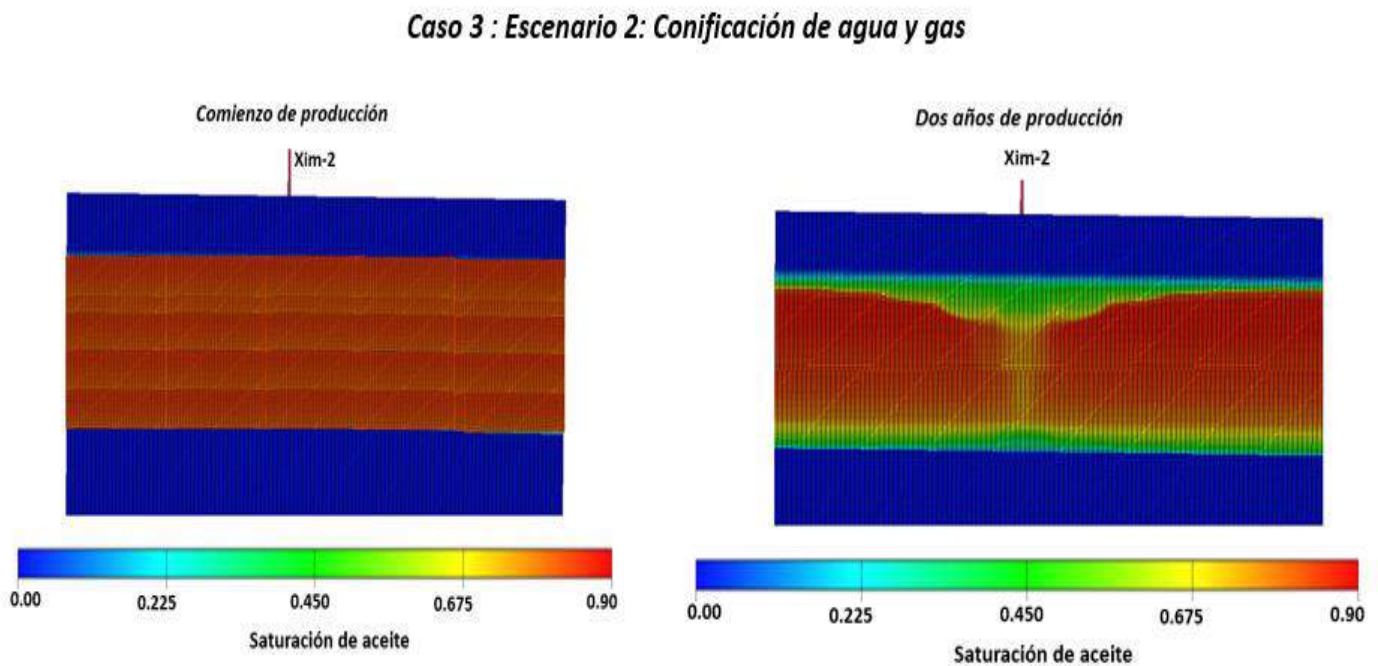


Figura 4.54 Efectos de conificación en el yacimiento: Caso 3; escenario 3: Pozo Xel-1.

Al analizar las presiones en el pozo, tal como se muestra en la **Figura 4.56**, se observa un comportamiento menos discontinuo en comparación con el caso base. Se siguen presentando variaciones instantáneas en los valores de presión, tanto como para la presión de fondo como para la presión de cabeza, pero significativamente menor que al caso base.

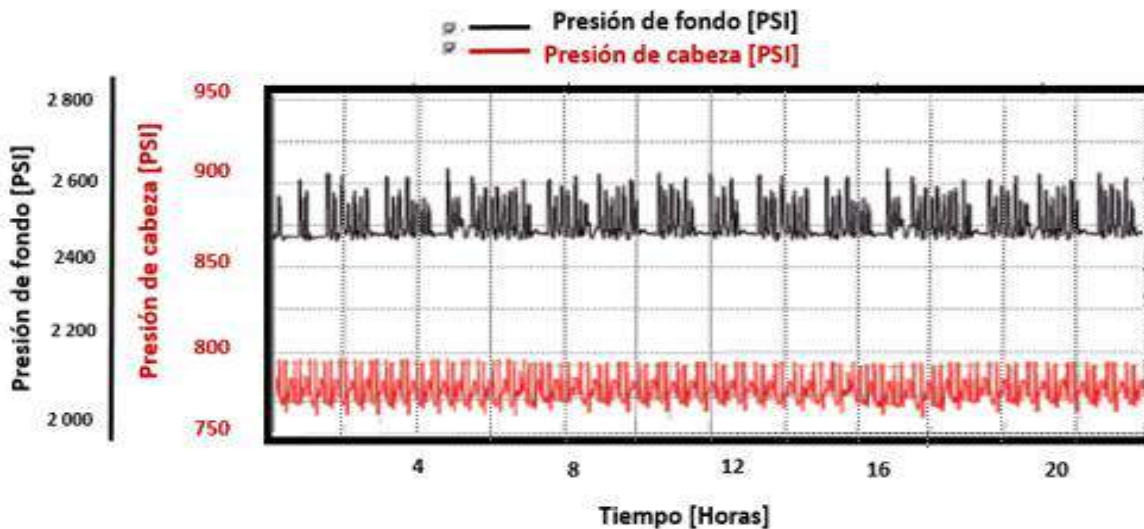


Figura 4.55 Comportamiento de las presiones en el pozo Xel-1: Caso 3; escenario 3.

Al igual que en el caso base, se analizó el comportamiento del gasto en el ducto submarino (**Figura 4.57**). Haciendo una comparación con el caso base, se observa un flujo más continuo, en el cual no se presentan grandes oscilaciones como en el caso base debido a la formación de baches.

No se presentan gastos instantáneos ni periodos discontinuos, lo cual indica que hay un flujo más estable, posiblemente debido a la mayor entrada y velocidad del gas, permitiendo que exista un mayor arrastre de los fluidos, evitando la acumulación de bolsas de líquido y gas a lo largo del ducto.

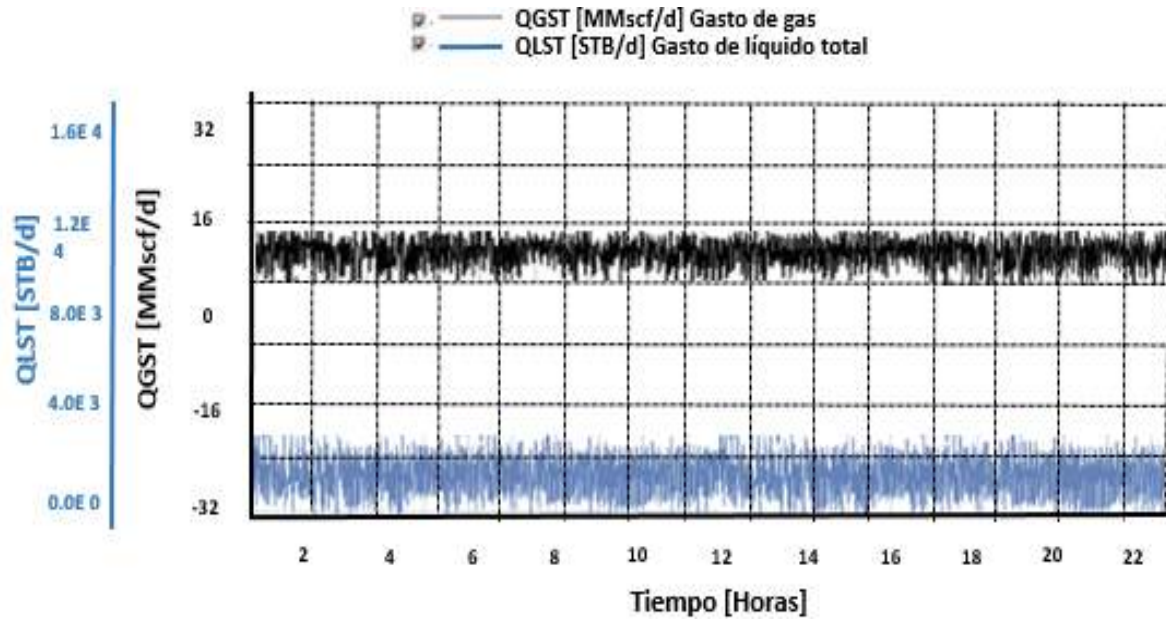


Figura 4.56 Comportamiento del gasto de producción a la entrada del separador: Pozo Xel-1: Caso 3; escenario 3.

En la **Figura 4.58** Se muestra el comportamiento de la presión para el escenario 3 del caso 3. En el caso base se observaron grandes oscilaciones en la presión de entrada debido a la formación continua de baches. A diferencia del caso base, se presentan menos oscilaciones en la presión, manteniéndose un valor casi constante, lo cual se debe a la disminución de la formación de baches, lo cual indicia un flujo más estable a la entrada del separador.

De igual forma se muestra en la **Figura 4.59** el comportamiento de los patrones de flujo en todo el ducto submarino hasta la entrada del separador. La gráfica muestra que el patrón de flujo presenta menos formación de baches que el caso base.

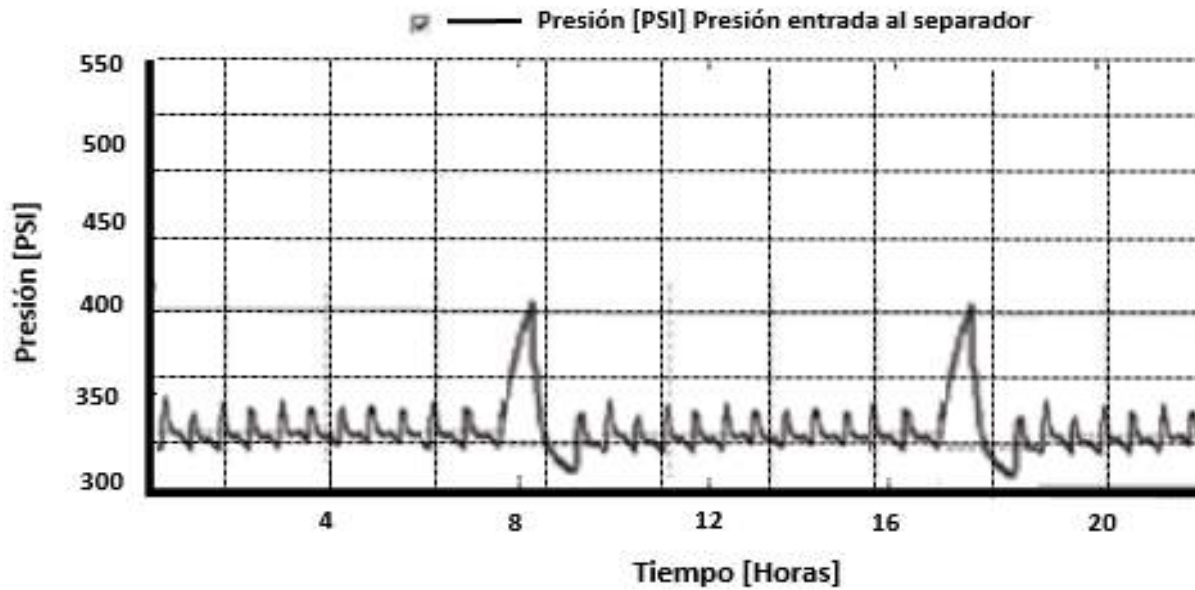


Figura 4.57 Comportamiento de la presión a la entrada del separador para el pozo Xel-1:
Caso3; escenario 3.

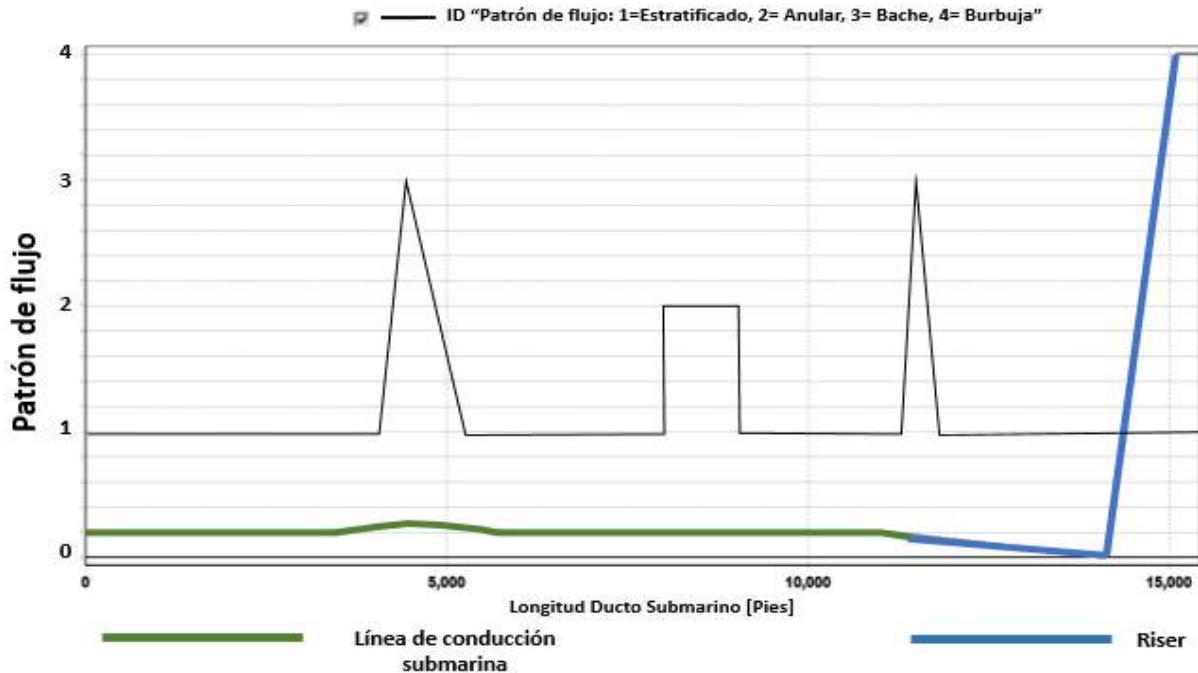


Figura 4.58 Patrones de flujo a la entrada del separador para el pozo Xel-1: Caso 3; escenario 3.

Como conclusión de los resultados, se ha determinado que dentro de las soluciones propuestas, el escenario 3 del caso 3 resulta ser la opción con mayor beneficio económico, además de ser técnicamente viable, dado que si bien se siguen presentando la formación de baches, la frecuencia con que llegan se redujo en comparación con el caso base.

En el siguiente capítulo se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología propuesta.

Capítulo 5 Conclusiones y recomendaciones

De los resultados y análisis realizado, se obtuvieron las conclusiones siguientes:

1. Dada la complejidad que generalmente existe para entender las causas específicas de la producción excesiva de agua, se demostró que la combinación de las técnicas convencionales y modelos de simulación, ayudan a robustecer el análisis, permitiendo identificar con mayor certeza el problema específico.
2. Al no tomar en cuenta los efectos que determinada acción (Solución) tendrá a lo largo de todo el sistema integral de producción, existe la posibilidad de que la solución elegida no sea la correcta, dado que si bien a nivel yacimiento la solución es viable, no se tiene la certeza de que a nivel superficie también lo será. De aquí la importancia del uso de un modelo integrado, en el cual se demostró en este trabajo que un análisis y evaluación de todo el sistema integral de producción ayuda a sustentar tanto técnica como económicamente las decisiones operativas.
3. Los retos técnicos y económicos que los campos de México representan requieren de un nuevo enfoque de análisis, en el cual se tome en cuenta cada aspecto del sistema integral e producción, introduciendo los últimos recursos en tecnología, permitiendo desarrollar de mejor manera el potencial de los pozos petroleros.

Dentro de las recomendaciones, dado por alcances de este trabajo solamente se evaluaron soluciones a nivel yacimiento, pero para futuros trabajos relacionados con este tema se hacen las siguientes recomendaciones:

1. Evaluar soluciones no solo a nivel yacimiento, sino también en otras áreas del sistema integral de producción, tales como inyección de gas en el riser para estabilizar el flujo, sistemas artificiales de producción, diseño de separadores de gas (slug catcher) etc.

2. Aplicar la metodología propuesta para campos con una mayor cantidad de pozos, analizando la capacidad de análisis tanto en la identificación del problema como en la evaluación de la o las soluciones

A. Apéndice: Generalidades del control de agua

Durante la explotación de un yacimiento, la producción de agua es un fenómeno inevitable, pero la mayoría de las veces, el volumen de agua que se produce es excesivo, logrando afectar de manera significativa las operaciones de extracción y posteriormente en la separación y procesamiento de la mezcla. Se estima que, a nivel mundial, los costos asociados con la producción de agua superan los 40 billones de dólares (Elphick J., 2001).

Existen diversas razones por las que se puede dar una producción excesiva de agua, y cada uno de estos problemas tienen una solución específica. Es por esta razón que se requiere un entendimiento de las diferentes causas o mecanismos de la producción de agua, con el objetivo de poder realizar un diagnóstico acertado, y posteriormente poder implementar la solución idónea para resolver el problema.

La problemática radica, en que la mayoría de las veces no se realiza un diagnóstico adecuado del problema, ya sea porque no se tiene un entendimiento perfecto de las causas de una producción excesiva de agua o por alguna otra razón operativa.

En este apéndice se explicarán de manera general los problemas de control de agua, con el objetivo de entender su complejidad y como afecta en la producción de los pozos. Los problemas serán explicados tratando los siguientes puntos:

- Mecanismos de origen
- Técnicas de diagnóstico
- Métodos de solución

1.1 Mecanismos de producción de agua

En esta sección se describirán los mecanismos principales por los que ocurre una producción excesiva de agua. Se agruparon los problemas a nivel pozo y nivel yacimiento, por orden de complejidad, siendo los asociados al yacimiento, los más complejos de diagnosticar y por ende de resolver. En la **Tabla A I** se muestra un esquema en el que se agrupan estos mecanismos de producción.

PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA	
NIVEL POZO	NIVEL YACIMIENTO
1-FILTRACIONES A TRAVES DE TUBERÍAS O EMPACADORES	4-PROBLEMAS ASOCIADOS A PROCESOS DE INYECCIÓN
2-CANALIZACIÓN DETRÁS DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO	5-PROBLEMAS ASOCIADOS A LA COMUNICACIÓN HIDRÁULICA A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE FRACTURAS
3-TERMINACIÓN CERCANA AL CONTACTO AGUA-ACEITE	6-CONIFICACIÓN 3D

Tabla A I Clasificación de los problemas de producción de agua.

1.1.1 Filtraciones a través de tuberías o empacadores

El sistema de producción transporta los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual se compone de diferentes partes, entre las que se encuentran la tubería de revestimiento, la tubería de producción y el empacador, los cuales están sujetos a

varios esfuerzos y condiciones adversas, que en el caso de que estos no hayan sido seleccionados correctamente, pueden presentar fallas afectando a la productividad del pozo.

Si alguno de estos elementos se ve afectado, pueden existir filtraciones, permitiendo que el agua de zonas o intervalos no productores fluya dentro del sistema, mezclándose con el hidrocarburo producido. En la **Figuras A 1**, se muestra un esquema de una terminación del pozo mostrando la tubería de revestimiento, la tubería de producción y el empacador. El pozo está terminado más allá del intervalo productor, y al existir una filtración, en este caso de la tubería de revestimiento, el agua entra invadiendo y se mezcla con los hidrocarburos producidos.

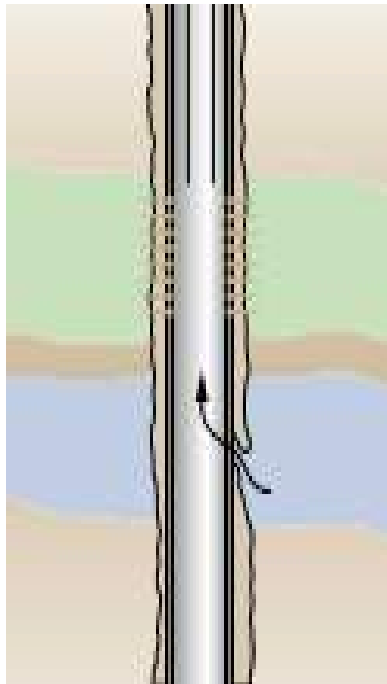


Figura A 1 Filtración de agua en la tubería de revestimiento (Elphick J., 2001).

Para entender el mecanismo por el que ocurre este fenómeno, es necesario conocer en qué elementos del sistema de producción ocurren fallas que originan este tipo de problemas:

a) Empacador:

El empacador es un elemento de sello que aísla los fluidos producidos y las presiones dentro del pozo, protegiendo a la tubería de revestimiento y otras formaciones, ya sea por debajo o arriba de la zona donde se está produciendo.

Al estar sujeto a altas temperaturas y presiones, cargas de tensión y compresión creadas por efectos hidráulicos y de expansión térmica, la probabilidad de que exista una falla mecánica es latente, por lo que al seleccionar el empacador a usar, deben analizarse las condiciones a las que estará expuesto en el fondo del pozo.

b) Tubería de revestimiento:

La tubería de revestimiento (TR) es el componente estructural principal de un pozo, y tiene la función de mantener su estabilidad y aislar al pozo de la formación y prevenir la entrada de agua.

La integridad de la TR es esencial durante la vida de un pozo, ya que cualquier falla que pueda ocurrir puede traer consecuencias graves, ya sea el colapso de las paredes del pozo, entrada de fluidos no deseados y obstrucciones para el paso de los fluidos, entre otros.

Normalmente, la mayoría de las fallas ocurren en los puntos de conexión, dado que, si se tiene un mal diseño o una selección de la TR incorrecta, al estar expuesta a esfuerzos y altas temperaturas, corrosión o erosión, existe el riesgo de que se exceda la capacidad de resistencia de la tubería.

c) Tubería de producción:

La tubería de producción es el conducto por el cual se transportan los fluidos desde la formación hasta la superficie. Junto con el empacador, la tubería de producción aísla a la tubería de revestimiento de los fluidos producidos, para evitar que se dañe debido a efectos de corrosión.

Al seleccionar la tubería de producción, se deben considerar las condiciones a las que estará sometida al interior del pozo, ya sea durante operaciones de estimulación, reparación, producción, etc. El diseño debe asegurar que no ocurrirán fallas bajo este tipo de operaciones, previendo el peor escenario posible.

1.1.2 Flujo canalizado detrás de la tubería de revestimiento

La cementación es un proceso esencial durante la terminación de un pozo, ya que se encarga de aislar el intervalo productor de formaciones de las que no se desea extraer fluidos. Un aislamiento efectivo es primordial para que exista una producción óptima de los hidrocarburos.

Cuando llega a existir una falla en el proceso de cementación, o la integridad de la capa que protege al pozo se ve afectada, se crea un canal de comunicación hidráulica que permite que fluidos de zonas adyacentes al intervalo productor, se filtren hacia el espacio anular detrás de la tubería de revestimiento, afectando a la producción del pozo.

Ya sea por condiciones propias de la formación, como altas presiones y temperaturas, o por causas operacionales tales como una estimulación o fracturamiento hidráulico, pueden culminar en efectos no deseados, creando fracturas o microcanales en las paredes del cemento, comprometiendo la integridad del pozo.

Al filtrarse el agua a través del cemento, esta pasa al espacio anular, ocasionando problemas de control del fluido, lo cual debe diagnosticarse y tratarse de manera inmediata para evitar mayores problemas. En la **Figura A 2** se muestra de manera grafica el fenómeno de canalización de agua detrás de la tubería de revestimiento.

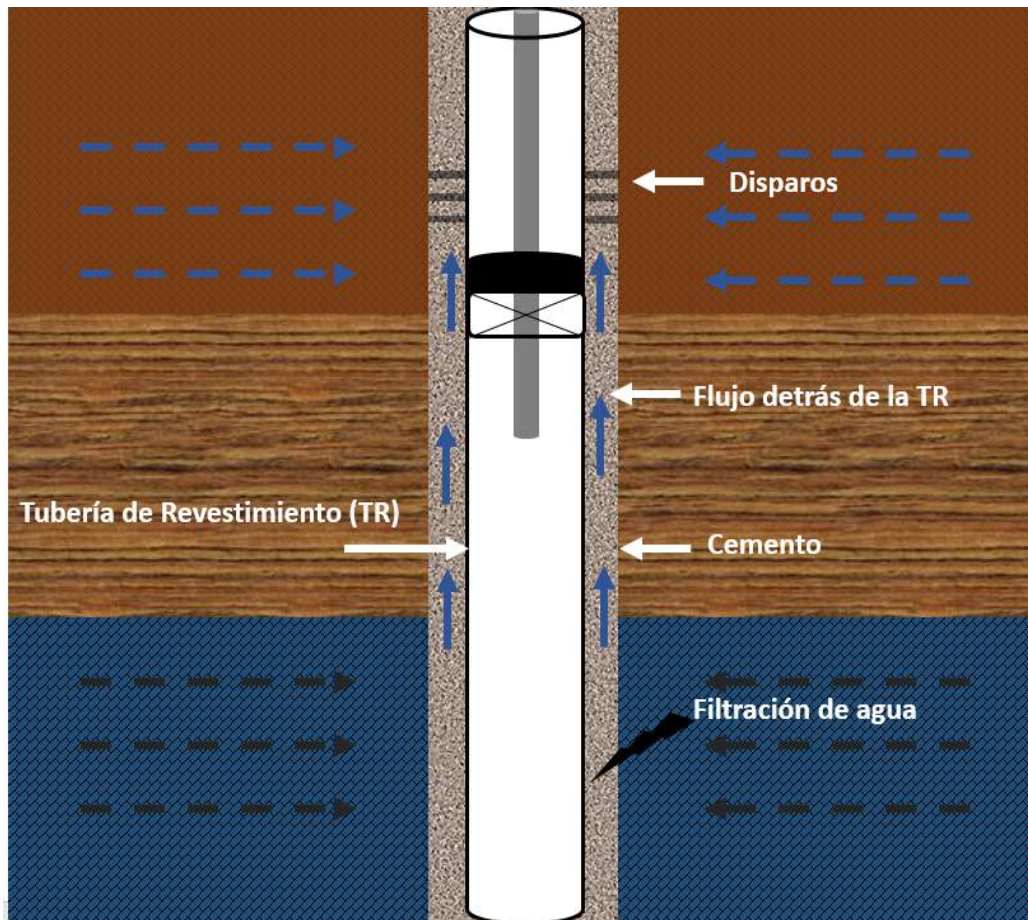


Figura A 2 Representación de la canalización de agua detrás de la tubería de revestimiento.

1.1.3 Terminación cercana al contacto agua-aceite

Al realizarse la planeación del desarrollo del campo, es importante conocer las profundidades a las que se encuentran los contactos, ya que, si el pozo se termina cercano a este, existirá una irrupción más temprana a lo esperado, ocasionando una producción de agua mayor. De igual manera, a medida que avanza el tiempo de explotación, la ventana de aceite tiende a disminuir, por lo que a determinado tiempo (t) la zona de entrada de flujo al pozo se encontrara cercana a los contactos, empezándose a producir fases indeseadas. En la **Figura A 3** se muestra la terminación del pozo (disparos) cercana e invadida por el contacto agua-aceite.

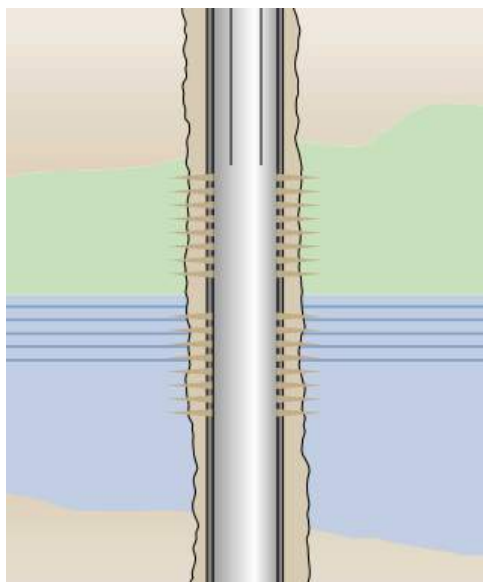


Figura A 3 Representación de terminación cercana al contacto agua-aceite (Elphick J., 2001)

1.1.4 Problemas asociados a procesos de inyección

Durante un proceso de inyección de agua pueden existir problemas debido a un mal diseño del proceso de inyección, u otros factores. Dependiendo de las características geológicas del yacimiento y la naturaleza del agua inyectada pueden surgir varios problemas, entre los más importantes se encuentran los siguientes:

- a) Comunicación hidráulica entre un pozo inyector y un pozo productor a través de un sistema de fracturas o a través de un estrato de alta permeabilidad**

Durante un proceso de inyección de agua, se puede presentar la situación en la que exista un sistema de fracturas o fallas, o ya sea por un canal de alta permeabilidad que permita un flujo preferente que comunique hidráulicamente a un pozo inyector con un pozo productor, provocando una invasión de agua no esperada.

Este problema ocurre principalmente en yacimientos naturalmente fracturados. Dada la complejidad y altas heterogeneidades que existen en yacimientos de esta naturaleza, si no existe una caracterización del yacimiento correcta, es posible que la planeación de los pozos sea la incorrecta, dando pie al surgimiento de este problema.

En la **Figura A 4** se ilustra un esquema de la comunicación hidráulica por medio de una fractura, y en la **Figura A 5** se muestra la comunicación hidráulica a través de un estrato de alta permeabilidad.

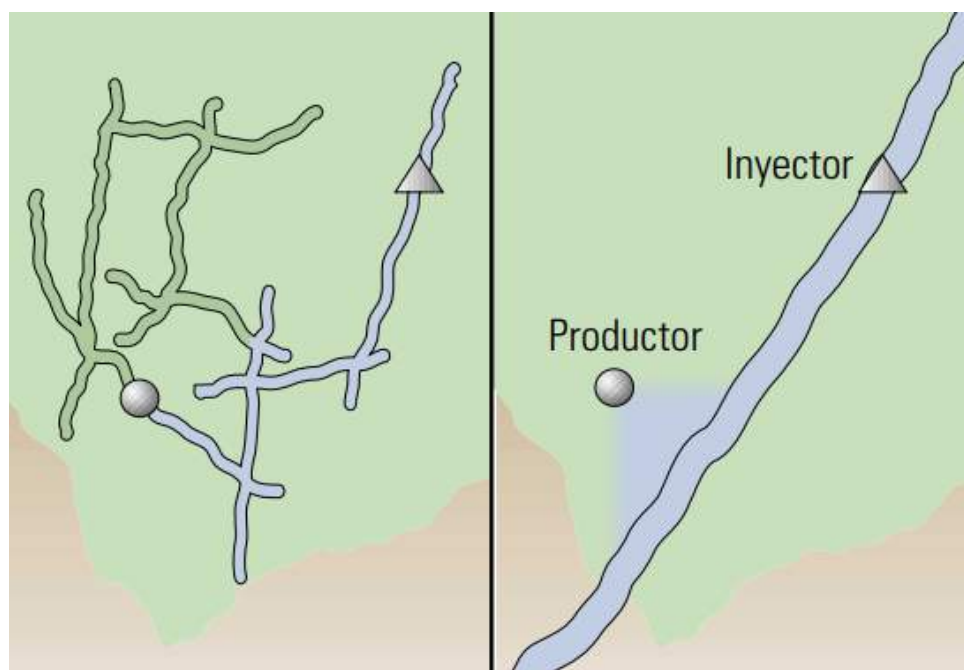


Figura A 4 Representación de la comunicación hidráulica entre pozos a través de una fractura (Elphick J., 2001).

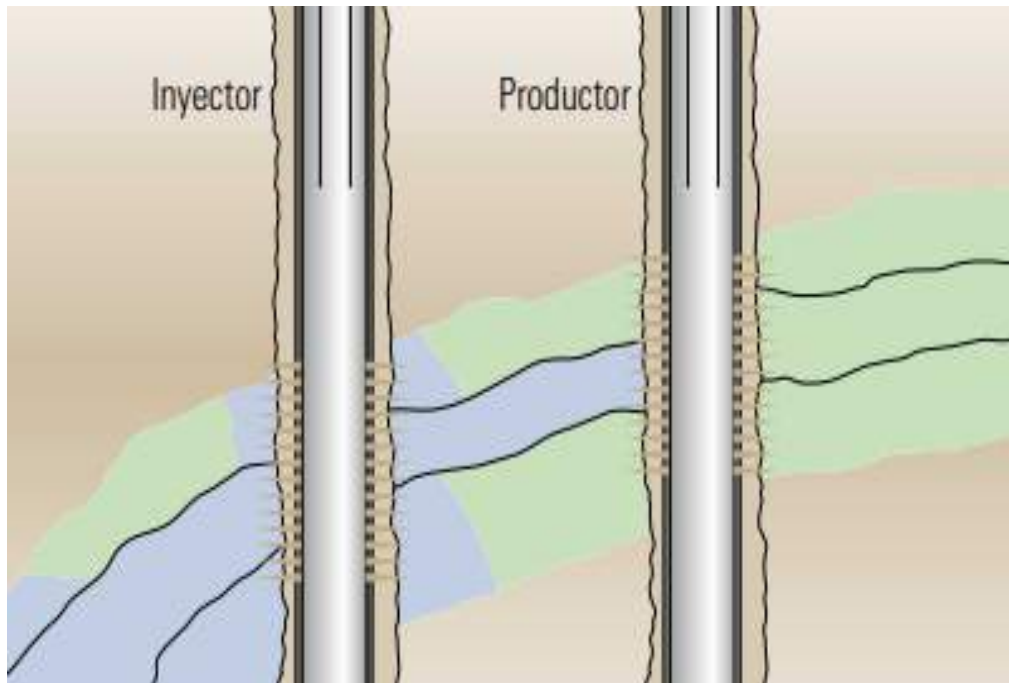


Figura A 5 Representación de la comunicación hidráulica entre pozos a través de un estrato de alta permeabilidad (Elphick J., 2001).

b) Irrupción temprana del agua resultado de un proceso de digitación a causa de una carencia en el control de la movilidad de los fluidos

Este problema ocurre cuando la relación de movilidad de los fluidos es mayor a uno, lo cual indica que la viscosidad del fluido desplazante (agua), es menor que a la del fluido desplazado (aceite), lo cual permite que el agua fluya mejor que el aceite, irrumpiendo en la producción del pozo.

1.1.5 Problemas asociados por comunicación hidráulica a través de un Sistema de Fracturas

Al existir una red de fracturas junto con la matriz, si no existe una buena caracterización del yacimiento, es posible que se tenga una mala estrategia de diseño de perforación y de extracción.

Por esta razón, es importante conocer los mecanismos de producción de agua, así mismo como las características geológicas del yacimiento, con la finalidad de poder detectar la fuente primaria que está causando una producción no deseada de agua, ya que, por la complejidad geológica de estos yacimientos, es posible llegar a una conclusión o diagnóstico erróneo de la causa de producción de agua. Entre los problemas de control de agua más severos e importantes que se encuentran en yacimientos con fracturas son los siguientes:

a) Fallas o fracturas que crucen una zona saturada de agua

La producción de agua puede tener su origen si el pozo intercepta una zona con un sistema de fracturas, que a su vez intercepten una zona saturada con agua. En la **Figura A 6** se ilustra este problema.

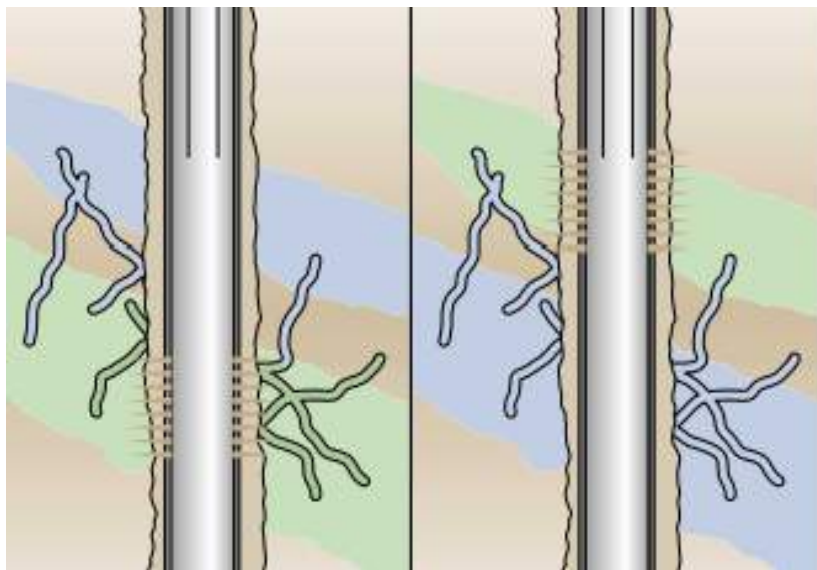


Figura A 6 Representación de producción de agua a través de una falla que corta a una capa saturada de agua (Elphick J., 2001).

b) Conificación 2D

La conificación 2D surge cuando el agua fluye al intervalo productor del pozo a través de fracturas verticales o un sistema de fracturas comunicado a un acuífero activo, el cual permite que el agua fluya de manera excesiva hacia el pozo. Este problema es muy importante principalmente en YNF. Al tener una alta permeabilidad este sistema de fracturas, la irrupción del agua ocurre rápidamente una vez que se empieza a producir, afectando de manera inmediata a la productividad de los pozos. En la **Figura A 7** se muestra una representación de una conificación 2D a través de una fractura que corta al intervalo productor comunicado a un acuífero.

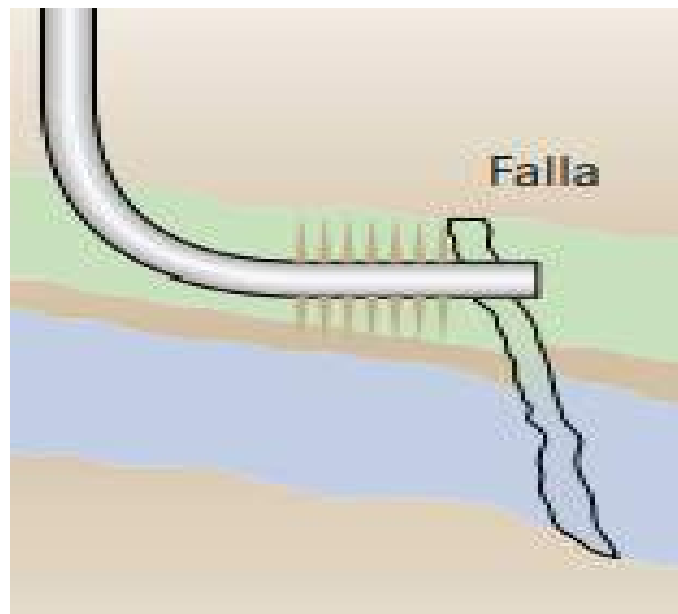


Figura A 7 Representación de conificación 2D por medio de una fractura (Elphick J., 2001)

1.1.6 Conificación 3D

Durante la vida de explotación de un yacimiento, la ventana de aceite tiende a disminuir debido al avance normal de los contactos gas-aceite y aceite-agua, pero en muchas ocasiones, los yacimientos se someten a altos gastos lo cual ocasiona que los contactos

avancen de manera anormal, produciéndose el efecto conocido como “conificación”, el cual propicia que las fases de agua y gas comienzan a fluir hacia el pozo, afectando y reduciendo la producción de aceite.

Diversos autores tales como Muskat, Meyer y Searcy, Chaperon, Schols, entre otros, han enfocado sus estudios de conificación alrededor de la obtención de un gasto crítico para entender el fenómeno de la conificación. Este gasto crítico se define como el gasto al cual, si no se produce por arriba de este valor, la conificación no se presentará en el yacimiento. Ya sea por un mal diseño de pozo, falta de entendimiento del yacimiento y/o una administración mala en su explotación, usualmente se presenta una irrupción temprana de agua al pozo, afectando al potencial de producción del mismo.

La conificación puede tener impactos tan severos, tales que puede llevar a los operadores a abandonar los pozos por los altos cortes de agua que se pueden producir, por lo que es importante conocer que variables y parámetros físicos están involucrados en la formación de un cono. En la **Figura A 8** se presenta un ejemplo de conificación de agua.

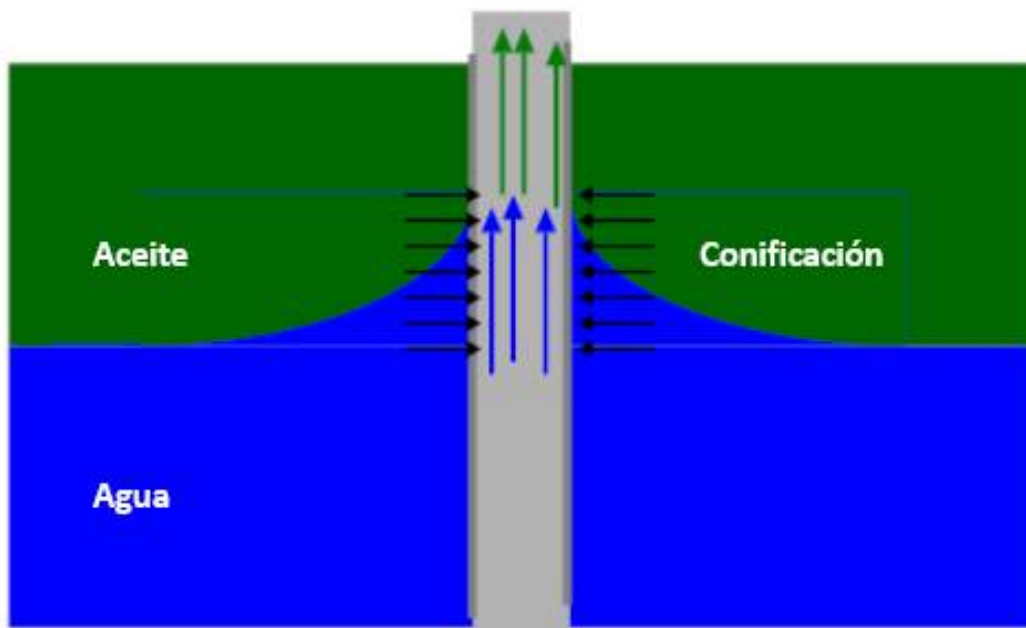


Figura A 8 Representación de conificación 3D de agua.

1.2 Técnicas de diagnóstico para control de agua

Al existir diferentes mecanismos de producción de agua, es necesario realizar un diagnóstico correcto de la fuente o causa que está generando una producción excesiva. La mayoría de la falta de éxito en la implementación de soluciones se debe a un diagnóstico erróneo, aplicando métodos de solución no adecuados.

Los métodos y herramientas disponibles para diagnosticar la producción de agua se dividieron en 4 grupos. En la **Tabla A II** se muestra el esquema de agrupación de las técnicas de diagnóstico.

Diagnóstico de producción de agua		
Registros	Pruebas de pozo y monitoreo	Análisis de la producción
1-Registros de cementación	5-Pruebas de presión y monitoreo de fondo	7-Graficas diagnóstico
2-Registros de la integridad de la tubería de revestimiento		8- Análisis nodal
3-Registros de producción	6-Prueba de trazadores	9-Curvas de declinación
4-Registros de neutrón		

Tabla A II Técnicas de diagnóstico para control de agua.

1.2.1 Registros para la identificación de problemas de producción de agua

1.2.1.1 Registros de cementación

La cementación entre la tubería de revestimiento y la formación es un proceso esencial, encargado de las siguientes funciones principales:

- Prevenir filtraciones hacia la formación o hacia el pozo
- Aislar las zonas productivas de zonas saturadas por otro fluido
- Proteger la integridad del pozo

Cuando se requiere evaluar la integridad de la cementación, la herramienta principal que se usa son los registros acústicos, los cuales otorgan un valor indirecto a partir del cual se infiere una estimación de la integridad y grado de aislamiento de la cementación. El registro de adherencia del cemento (CBL por sus siglas en inglés), es el principal registro basado en propiedades acústicas que se usa para estas tareas.

El registro de adherencia (CBL) mide el grado de adherencia del cemento entre la tubería de revestimiento y las paredes de la formación.

Una mala adherencia de la cementación puede llegar a causar la entrada de fluidos del yacimiento permitiendo que estos fluyan detrás de la tubería de revestimiento, llegando a mermar la producción y en algunos casos llegar hasta un descontrol de fluidos. La integridad de la cementación puede ocurrir en el proceso inicial o durante las operaciones de explotación, ya sea por condiciones de alta presión y temperatura, altos gastos u operaciones de estimulación.

El principio de operación del registro de cementación se basa en que la amplitud de la señal acústica se atenúa rápidamente cuando existe una buena adherencia e integridad de la cementación, ocurriendo el efecto contrario cuando existe una cementación mala. Los parámetros medidos por la herramienta de registro de cementación son los siguientes:

- Tiempo de tránsito
- Amplitud
- Atenuación por unidad de distancia

Un registro de adherencia convencional se compone de una fuente de transmisión acústica, varios receptores de señal posicionados de manera vertical en diferentes arreglos. La señal acústica viaja a través del fluido (lodo), la tubería de revestimiento, las paredes de la cementación y a través de la formación. La señal es recibida, procesada y se muestra en un registro. Las formas de las ondas acústicas se presentan junto con el tiempo de tránsito y las amplitudes.

Al analizar el registro de cementación, la respuesta obtenida puede variar según los siguientes escenarios:

- Inexistencia de cementación
- Buena cementación
- Cementación adherida solo a la tubería
- Parcialmente cementado

En el primer caso, al no existir cementación, no existe un acoplamiento acústico con la formación por lo que la mayoría de la energía acústica se transfiere a la tubería de revestimiento y los fluidos, obteniéndose una amplitud alta o frecuencia uniforme.

Para la regla dos, una buena cementación provee un acople acústico, transmitiendo la mayor parte de la energía acústica hacia la formación, obteniéndose una amplitud baja.

En el caso de la regla 3, cuando solo existe adherencia con la tubería, la energía acústica que se propaga a través de la tubería se atenúa drásticamente, y al no existir un acople con la formación, la energía se propaga es muy poca.

En el último caso, la cementación parcial ocurre cuando existe un espacio no uniforme, ya sea por la presencia de canales o alguna otra razón, obteniéndose una señal de amplitud no uniforme. En la **Figura A 9** se ilustra la respuesta de los diferentes escenarios, en función del comportamiento de la amplitud.

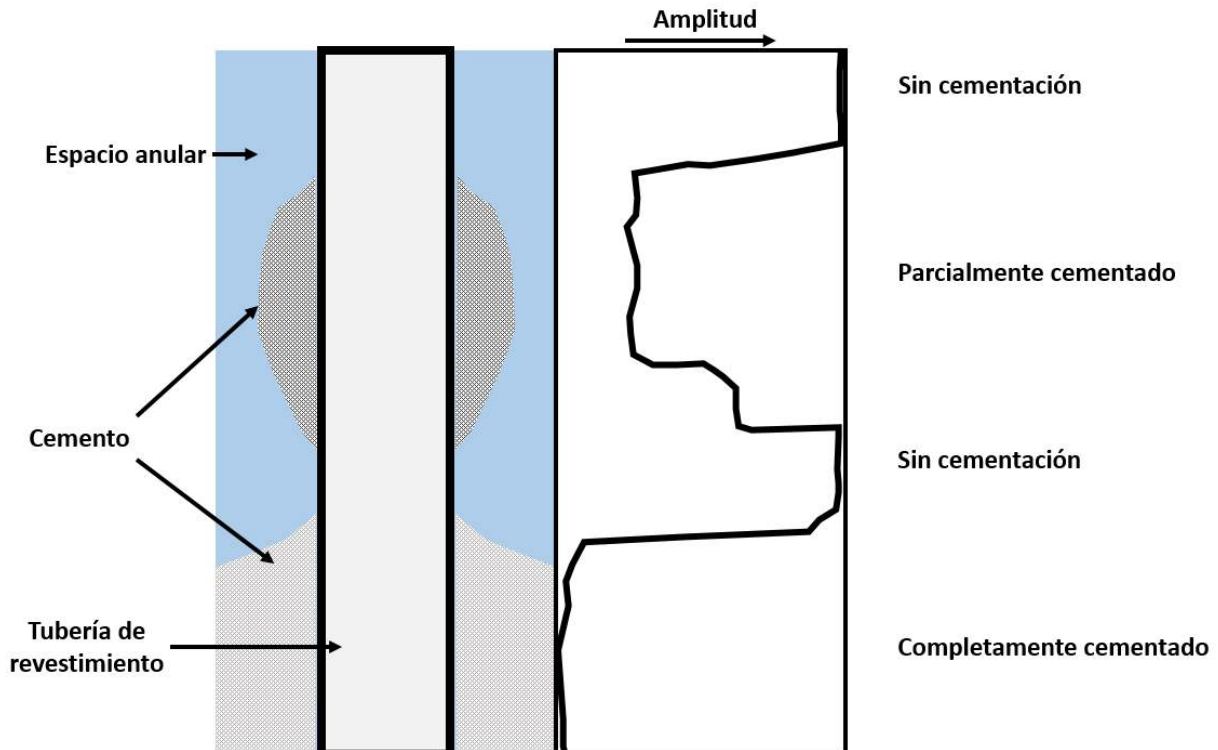


Figura A 9 Comportamiento de la amplitud en un registro de cementación.

Otras variantes tales como el registro de adherencia ultrasónica, el registro de mapeo, entre otros, se han desarrollado, siguiendo el mismo principio de funcionamiento. El registro de adherencia ofrece varias ventajas, tales como bajos costos, fácil y rápida operación, entre otras. Problemas tales como canalizaciones o filtraciones de agua se pueden detectar con esta herramienta, permitiendo identificar las zonas afectadas a lo largo del pozo, e implementar un método de control atacando la zona específica que permite la entrada de flujo de agua.

1.2.1.2 Registros de integridad de la tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento está sujeta a esfuerzos y en contacto con los fluidos del yacimiento, por lo que pueden ocurrir varias fallas afectando la integridad del pozo y a la producción.

Para diagnosticar problemas asociados con la tubería de revestimiento, existen 4 técnicas principales, las cuales se enlistan a continuación:

- Caliper
- Herramientas magnéticas de fuga de flujo
- Herramientas electromagnéticas
- Registros ultrasónicos

1.2.1.2.1 Registro Caliper

El registro de caliper proporciona una medida del diámetro del pozo a lo largo de su profundidad, el cual permite detectar zonas en las que se alarga o disminuye el diámetro del pozo. Aplicado a la tubería de revestimiento, el caliper permite detectar zonas de corrosión o de desgaste, o zonas donde han existido deformaciones mecánicas.

Existen diferentes versiones del registro de caliper, entre las más importantes están los mecánicos y los electrónicos. Al detectar variaciones en el diámetro, con el registro caliper, es posible detectar zonas potenciales en las que pueda existir daño severo, por el cual pueda filtrarse fluido de la formación o viceversa.

En la **Figura A 10** se muestra un registro caliper, mostrando la variación del diámetro. Cuando se tiene un incremento en el diámetro, se puede atribuir a un exceso de presión interna, y en el caso contrario a un exceso de presión externa, así como otros factores, tales como corrosión y desgaste.

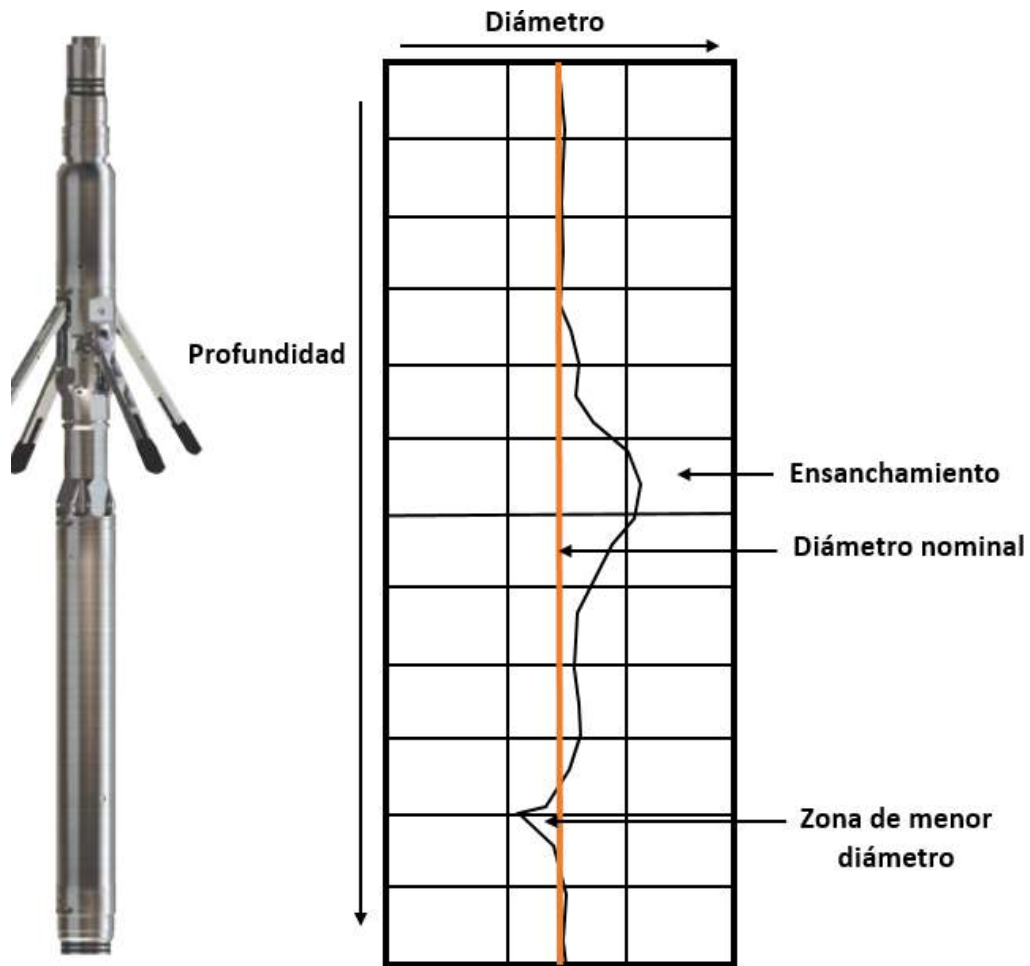


Figura A 10 Herramienta y registro Caliper mostrando la variación del diámetro de la tubería en función de la profundidad.

1.2.1.2.2 Registro de fuga de flujo

El registro de fuga de flujo es un método semicuantitativo, el cual basa su principio de funcionamiento en el uso de un campo magnético para identificar zonas de corrosión, ya sea en las superficies internas o externas de la tubería de revestimiento.

Una fuente transmisora se encarga de generar un campo magnético el cual induce corrientes en la tubería de revestimiento. Estas corrientes generan su propio campo magnético creando señales que se propagan en la tubería. En una tubería de

revestimiento de diámetro uniforme y sin daño o deformaciones, estas señales serán iguales, pero, si existen zonas de corrosión o menor diámetro, las señales serán distintas.

La ventaja de este registro es su grado de precisión, y el rango de profundidades que puede abarcar, comparado con el registro de caliper, el cual solo tiene un resultado indirecto, sujeto a la interpretación.

1.2.1.2.3 Registro Electromagnético

El registro electromagnético se encarga de medir el espesor de la tubería de revestimiento, con la desventaja de solo cubrir un rango de 1 pie de profundidad por cada medición hecha.

El resultado provee un estimado de la pérdida de metal y detectando la corrosión colocada en las paredes de la tubería de revestimiento. En el método convencional, una bobina dentro de la tubería de revestimiento genera un campo electromagnético, mientras que otra bobina mide el desplazamiento de fase en la tubería de revestimiento. Este desplazamiento de fase se ve afectado por el espesor de la pared de la tubería de revestimiento y del diámetro interno, así como de la conductividad y la permeabilidad magnética.

1.2.1.2.4 Registro ultrasónico

El registro ultrasónico mide el espesor de la tubería de revestimiento a lo largo de toda su circunferencia, identificando zonas de corrosión, daño externo e interno, y deformaciones.

La ventaja que provee el registro ultrasónico es la alta resolución que tiene comparado con otros métodos, siendo susceptible a menos errores, otorgando mayor precisión al momento de localizar zonas de daño por las que se pueda estar filtrando fluidos de la formación. Los usos principales que tiene son:

- Detecta y localiza fugas de aceite, agua o gas a gastos tan pequeños como 0.02 litros/minuto
- Detecta filtraciones independientemente de la dirección de flujo

- Detecta filtraciones en la tubería de revestimiento, incluso cuando se corre un registro,
- Detecta filtraciones en otros equipos, tales como empacadores o mandriles.

1.2.1.3 Registros de producción

Los registros de producción proveen información durante las operaciones de producción, ayudando a entender el comportamiento del pozo y la producción, identificando posibles problemas y patrones anormales. Entre las aplicaciones de los registros de producción, se encuentra la de localizar y diagnosticar movimiento de fluidos dentro o fuera de la tubería de revestimiento. Entre los registros más importantes se encuentran:

- Registro de temperatura
- Registro de molinete
- Registro de gradiomanómetro
- Registro de ruido

1.2.1.3.1 Registro de temperatura

El registro de temperatura es una herramienta que permite medir la temperatura a lo largo del pozo. Basado en el principio de que la temperatura incrementa con la profundidad, es posible detectar comportamientos anómalos tomando como referencia un comportamiento establecido, el gradiente geotérmico. Al asumir que el gradiente geotérmico es constante a medida que la profundidad aumenta, al presentarse anomalías, es posible relacionarlas con el ingreso de fluidos al pozo o la salida de estos a la formación. Las aplicaciones que los registros de temperatura tienen son variadas, pudiéndose usar para determinar zonas de alta presión, presencia de hidrocarburos, entrada de gas y la entrada de agua, la cual se analizará a detalle.

El problema relacionado con la filtración de fluidos detrás de la tubería de revestimiento aplicables al uso de registro de temperatura se basa en dos principios fundamentales

Efectos termodinámicos: Joule Thompson:

- ✓ Gas: La expansión del gas está asociado a un decremento importante de la temperatura.
- ✓ Agua: Al producirse entre dos medios con un importante valor de presión diferencial, la expansión del agua genera un efecto de incremento de temperatura

Al registrarse anomalías en el comportamiento de la temperatura, estos se pueden relacionar con un patrón determinado, indicando el origen de la anomalía. Estos patrones se dividen en dos grandes grupos:

- ✓ Enfriamientos
- ✓ Calentamientos

En la **Figura A 11** se muestran las anomalías de temperatura más comunes. Las cuales se asocian a la circulación de fluidos, tales como gas y agua.

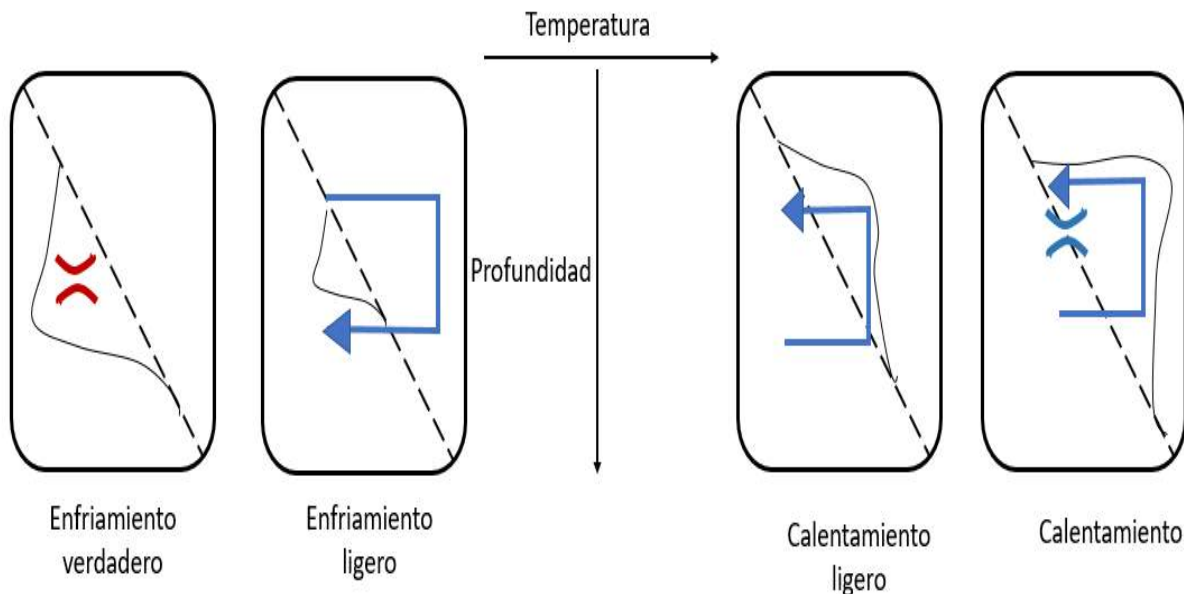


Figura A 11 Anomalías más comunes del registro de temperatura.

Los enfriamientos están asociados a una expansión del gas, presentándose un decremento en la temperatura debido al efecto Joule-Thompson. Un enfriamiento ligero se asocia al flujo de agua a baja temperatura. Los calentamientos se asocian a la circulación de agua caliente.

La desventaja del registro de temperatura en la identificación de flujo de agua detrás de la tubería, es la certeza de asociar un patrón a un fluido determinado, ya que pueden existir otras condiciones in-situ que generen esas anomalías (Khalil et Al.,2012).

1.2.1.3.2 Registro de molinete

El molinete es un velocímetro tipo hélice que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos dentro del pozo, la interpretación del registro indica zonas productoras o ladronas de fluidos. El principio básico de operación consiste en dos partes principales, una hélice que gira con el paso del fluido, y un mecanismo que permite contar el número de vueltas que da esta hélice.

La velocidad de la propela está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado: previamente a la operación de esta herramienta se deben realizar varias corridas de calibración con la finalidad de que la herramienta opere en condiciones óptimas.

Los registros generan gráficas llamadas perfiles de producción o inyección, según el tipo de pozo. Su interpretación correcta permite determinar el rango del flujo producido o inyectado. El método para la interpretación del registro de molinete, emplea solo una corrida y está basado en la respuesta lineal del molinete al gasto total. Con este método, a la máxima respuesta de flujo se le asigna el valor de 100%, la respuesta más baja corresponde a un flujo de 0%. En cualquier punto entre ellos, el gasto es proporcional a la respuesta del molinete. De esta manera, la fracción del flujo total puede rápidamente calcularse a lo largo del pozo (**Figura A 12**).

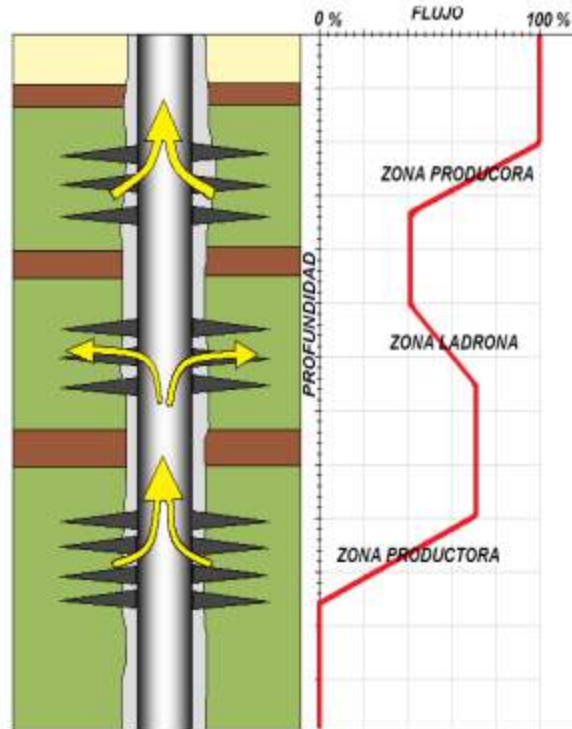


Figura A 12 Interpretación del registro molinete (Hernández A., 2010)

1.2.1.3.3 Registro de gradiomanómetro

El gradiomanómetro se utiliza para la identificación de fluidos dentro del pozo. Mediante las densidades diferentes de los fluidos producidos se puede identificar entre agua, aceite y gas, así como el punto de entrada de cada uno. En ocasiones registra densidades intermedias, lo que equivale a una mezcla de fluidos. El gradiomanómetro es la herramienta diseñada para medir un gradiente de presión. Su funcionamiento se basa en determinar la diferencia de presión de dos puntos dentro del fluido del pozo, con lo cual se puede determinar la densidad del fluido que se encuentra dentro de estos dos puntos.

La herramienta genera una curva en $\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$ para cada profundidad y dado que las densidades del agua, el aceite y el gas son diferentes entre sí, con este registro se puede identificar el punto donde está entrando cada uno (**Figura A 13**).

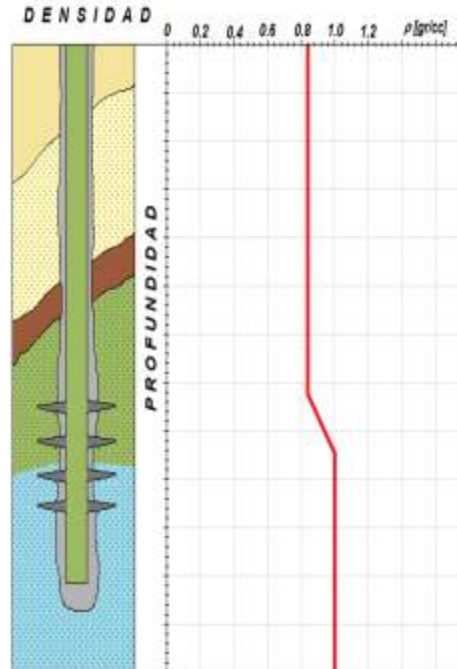


Figura A 13 Interpretación del registro de gradiomanómetro (Hernández A., 2010)

1.2.1.3.4 Registro de ruido

Debido a que la turbulencia de los fluidos generan sonidos, las amplitudes altas de los ruidos indican ubicaciones de mayor turbulencia, como fugas, canales y disparos (perforaciones, punzados). El registro de ruidos se usa principalmente para la detección de canales, pero también se ha utilizado para medir la tasa de flujo, identificar disparos abiertos, detectar producción de arena y localizar interfaces gas-líquido. El registro puede ser un continuo versus la profundidad, o una serie de lecturas estacionarias. El registro puede indicar la señal total para todas las frecuencias, la señal a una frecuencia única, o estar formado por un conjunto de registros para rangos de frecuencia diferentes.

1.2.1.4 Registro de neutrón

Con la necesidad de determinar de manera más precisa el flujo de agua, se desarrolló el registro de flujo de agua (Water Flow Log por sus siglas en inglés), el cual está basado en el principio de activación neutrónica, que es una aplicación del registro de neutrón, permitiendo identificar y cuantificar el agua que invade al pozo (McKeon et Al, 1991). El

registro de flujo de agua más conocido es el registro de activación de oxígeno, el cual se describe a continuación.

El principio del registro se basa en la activación neutrónica, el cual se explica por el fenómeno siguiente:

El núcleo de los átomos está compuesto por neutrones y protones. Si un núcleo es bombardeado con neutrones, posee una probabilidad determinada de incorporarlo a su composición. Esa probabilidad está dada por una cantidad llamada sección eficaz de absorción. Cuando un isótopo con n neutrones y z protones incorpora de esta forma un nuevo neutrón, se convierte en un isótopo con $n+1$ neutrones y z protones. Cuando el isótopo resultante es radiactivo el fenómeno se denomina Activación Neutrónica.

El registro de flujo de agua (WFL) determina la velocidad del flujo de agua directamente midiendo el tiempo que tarda la respuesta entre la fuente de neutrones y el detector. En la **Figura A 14** se muestra la configuración de un registro de flujo de agua.

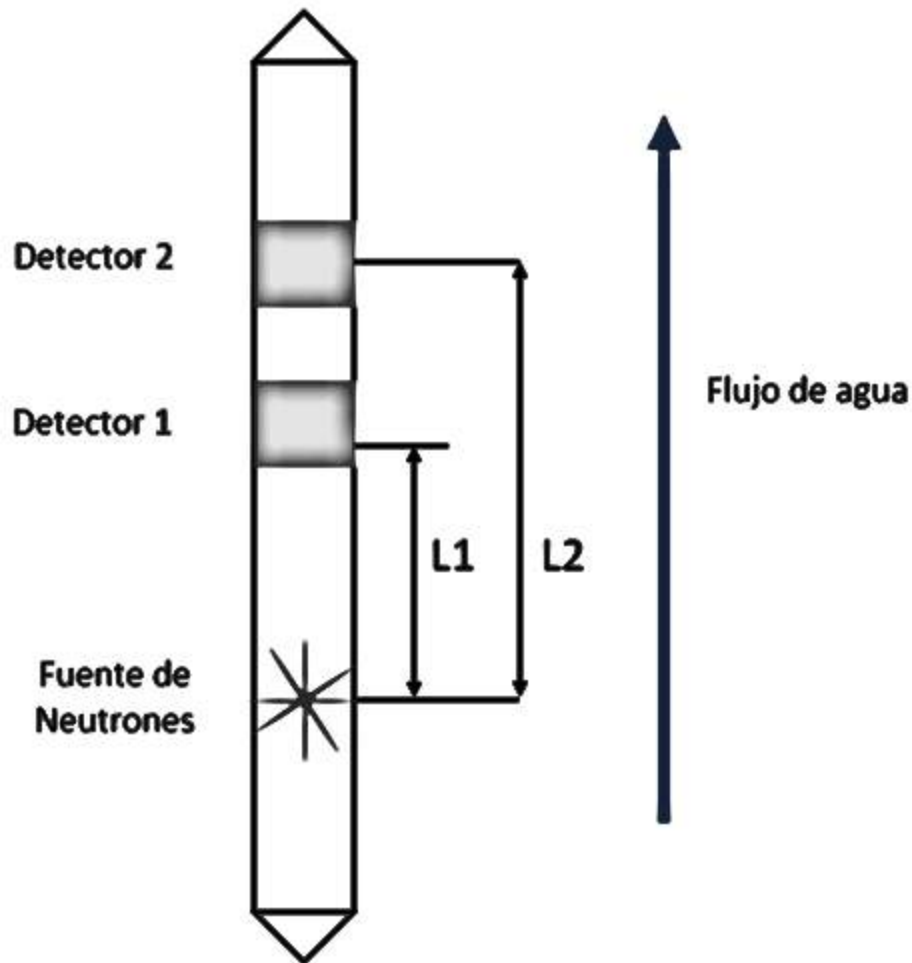


Figura A 14 Configuración esquemática de un registro de flujo de agua.

La mayor desventaja de este método es la dificultad para determinar la zona de flujo cero del pozo. La selección incorrecta de esta zona lleva a errores en la identificación de la canalización de agua, pudiendo tener resultados erróneos. Para contrarrestar esta limitante, se desarrolló una técnica nueva del WFL llamada activación por impulso, la cual elimina la necesidad de conocer una zona de flujo cero.

Los registros proveen una herramienta útil para poder diagnosticar la presencia y entrada de agua al pozo. Con ciertas limitantes, algunos registros no proporcionan una estimación directa relacionada con la presencia de agua, tales como los registros de cementación y de tubería de revestimiento, los cuales solo indican fallas mecánicas que

pueden relacionarse con un escenario posible en el que exista filtración de agua. Otros métodos como el registro de densidad indican un parámetro cualitativo para la presencia de agua, pero no cuantifican el volumen que está entrando.

Por último, el registro de neutrón (Activación de oxígeno), en lo que se refiere a esta categoría, es la mejor herramienta para determinar la presencia de agua, indicando la zona del pozo en el que está ocurriendo el problema, y cuantificando el volumen que está entrando. Al utilizar registros como herramienta de diagnóstico, es recomendable el uso de dos o más herramientas, de manera que se pueda obtener un mejor diagnóstico eliminando posibles incertidumbres.

En la **Tabla A III** se muestra una comparativa entre las herramientas de diagnóstico en la categoría de registros

Registros (Diagnóstico relacionado a fallas mecánicas)	Estimación de la presencia de agua	Estimación de volumen de agua
Registros de cementación (CBL, ultrasónico)	Indirecto	No
Registros de tubería de revestimiento (Electromagnético, caliper, fuga de flujo, ultrasónico)	Indirecto	No
Registros de neutrón (Activación de oxígeno)	Directo	Si
Registros de producción (Registro de temperatura, medidores de flujo, densidad)	Indirecto	No

Tabla A III Comparación entre las técnicas de diagnóstico en la categoría de registro.

1.2.2 Diagnóstico mediante pruebas de pozo y monitoreo

Las pruebas de pozo ayudan a obtener información importante en relación a las propiedades del yacimiento, tales como porosidad, extensión y permeabilidades. También es posible determinar las heterogeneidades del yacimiento (fracturas, fallas), así como, comunicación pozo-pozo, pozo-fractura, etc. Otros parámetros, tales como el movimiento de fluidos en el fondo del pozo y movimiento de los contactos,

1.2.2.1 Pruebas de presión

Las pruebas de presión son un método que se utiliza para realizar la caracterización de un yacimiento, en el cual se induce un cambio en el gasto de producción, lo cual genera disturbios y cambios de presión en el pozo, la cual dependerá de las características del yacimiento.

Las pruebas de presión son útiles para determinar diferentes parámetros, tales como:

- Permeabilidad
- Presión del yacimiento
- Comunicación entre pozos
- Fallas y fracturas
- Límites del yacimiento
- Daño de la formación

Existen diferentes tipos de pruebas de presión, las cuales se utilizan según los parámetros que se necesiten calcular. A continuación, se enumeran las pruebas de presión más conocidas e importantes:

- Prueba de incremento
- Prueba de decremento
- Prueba de interferencia
- Prueba de pulso
- Pruebas de producción

En lo que respecta al diagnóstico para la producción de agua, las pruebas de presión son útiles para determinar la existencia de comunicación hidráulica entre los pozos, la identificación de un sistema de fracturas y la cercanía a una falla o fractura. Esto permite identificar problemas potenciales tales como conificación temprana, canalización de agua e irrupciones tempranas durante los procesos de inyección.

1.2.2.2 Pruebas con trazadores

Las pruebas de trazadores ayudan a determinar características específicas del yacimiento. En estas pruebas, se inyecta un trazador en la corriente o mezcla de inyección, permitiendo determinar el movimiento de los fluidos en el pozo o en el yacimiento.

En estas pruebas, una cierta cantidad de trazador se inyecta al yacimiento a través de un pozo inyector mientras que el muestreo del fluido se realiza comúnmente en los pozos productores para detectar su presencia.

Las pruebas de trazadores entre pozos permiten estimar los parámetros siguientes:

- Direcciones preferenciales de flujo
- Identificación de comunicación hidráulica entre pozos
- Estimar la eficiencia de barrido
- Identificación de fallas y fracturas

1.2.2.2 Monitoreo de fondo

Durante la vida productiva de un pozo, es importante tener un monitoreo periódico y continuo relacionado con los parámetros que pueden influir en el potencial de producción. En lo que se refiere al monitoreo de control de agua, el parámetro más importante a medir es la profundidad del contacto agua-aceite. Dado que el contacto agua-aceite es una propiedad dinámica, este cambia a medida que se va produciendo. Si no se tiene conocimiento acerca de la profundidad del contacto, en determinado momento, la parte

más profunda del pozo estará cercana o habrá penetrado a la zona saturada por agua, lo que causará una producción excesiva de agua, mermando la producción del pozo.

Las pruebas de pozos, trazadores y monitoreo no proporcionan una estimación directa sobre la producción de agua, en cambio, estos métodos se pueden utilizar para determinar escenarios posibles que lleven a la producción de agua, tales como la ubicación de fallas y fracturas, comunicación hidráulica entre pozos, y la geometría del yacimiento. Esto resulta útil dado que, si se tiene una buena caracterización del yacimiento, se puede implementar una estrategia de diseño en la que se tomen en cuenta los futuros escenarios de producción, evitando problemas serios relacionados con la producción excesiva de agua.

1.2.3 Diagnóstico mediante métodos analíticos

1.2.3.1 Gráficas de diagnóstico

Las gráficas de diagnóstico representan curvas doble logarítmicas de la relación agua aceite (RAA) contra el tiempo. Chan (1995) propuso una serie de gráficas de diagnóstico para identificar problemas de producción de agua, principalmente aquéllos asociados a la conificación y canalización a través de fallas, fracturas o por flujo detrás de la tubería de revestimiento.

En sus análisis, Chan (1995) propone tres periodos de tiempo para analizar la fuente o mecanismo de producción de agua. En el primer periodo, las curvas permanecen planas y constantes, el cual corresponde a la producción inicial de agua esperada. La longitud de este período depende del mecanismo de empuje de agua y su evidencia se hace notable con la desviación del RAA con respecto a su valor constante.

En el caso de la conificación, el tiempo que dura este periodo antes de una desviación es corto, dependiendo de varios parámetros, tales como la distancia entre el contacto aceite-agua y el intervalo disparado, relación de permeabilidad vertical-horizontal, ritmos

de producción, entre otros. Este tiempo en el que ocurre la desviación se relaciona directamente con el tiempo en el que cono alcanza al intervalo productor.

En el caso de la canalización, el tiempo de desviación depende de factores tales como el espaciamiento entre los pozos, la tasa de inyección si se tiene pozos inyectoros, presión, saturación inicial de agua, etc.

En el segundo periodo de tiempo, se tiene un incremento en la RAA. La tasa de incremento tiene un comportamiento diferente para cada mecanismo. Para conificación, la tasa de incremento de la RAA es lenta, acercándose gradualmente a un valor constante para el final de este periodo. Con respecto al caso de la canalización, la RAA aumenta rápidamente, observándose una pendiente alta en el comportamiento de la curva.

Para el último periodo, en el caso de la conificación, se alcanza un cono con comportamiento pseudo-estable, produciéndose principalmente agua, invadiendo en su mayoría la zona productora, en el que el comportamiento puede parecerse a la de una canalización. Para la canalización, se puede observar un comportamiento lineal, existiendo una fuerte producción de agua. En la **Figura A 15** se muestra una Gráfica de Chan, mostrando el comportamiento de la canalización y la conificación para los diferentes periodos.

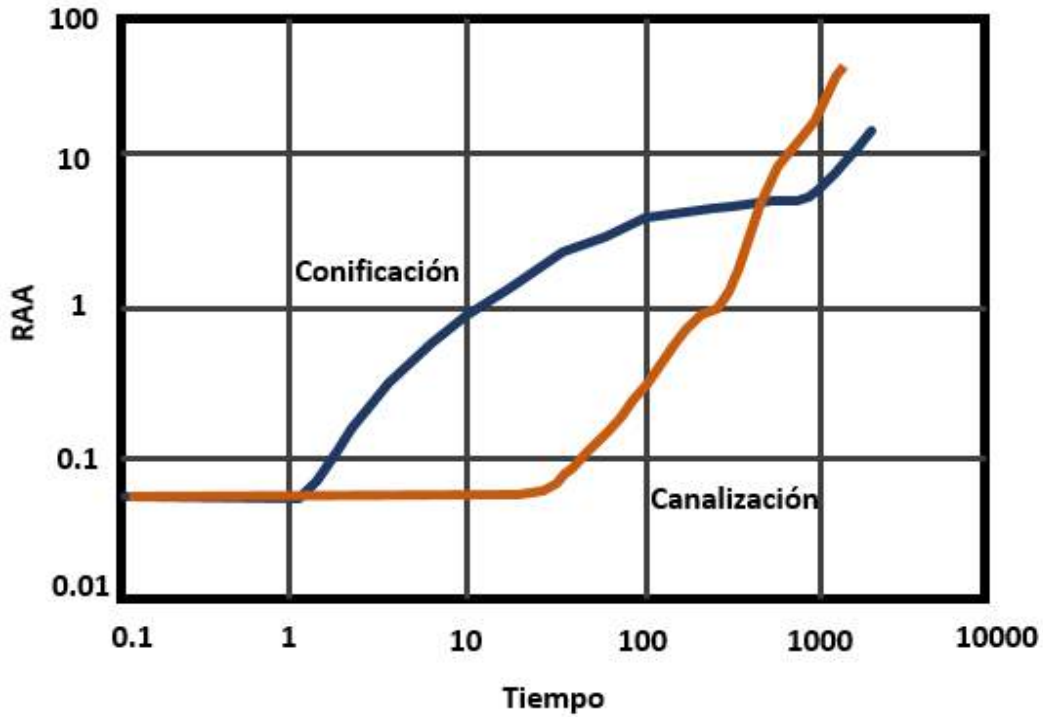


Figura A 15 Gráfica de Chan: efectos de canalización y conificación.

Para resolver este problema en los periodos finales, la derivada de la curva del RAA (RAA') es usada para poder diferenciar entre la conificación y la canalización.

La pendiente de la curva muestra un cambio positivo para el caso de la canalización (**Figura A 16**), mientras que para la conificación presenta un cambio negativo (**Figura A 17**).

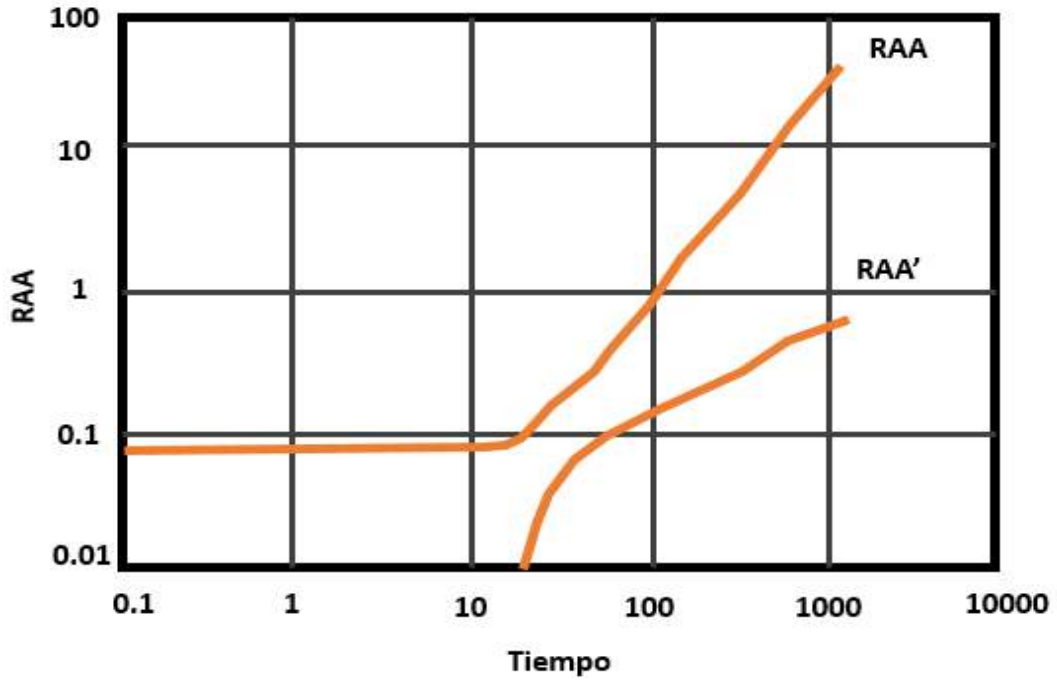


Figura A 16 Derivada de la Curva RAA para efectos de canalización de agua.

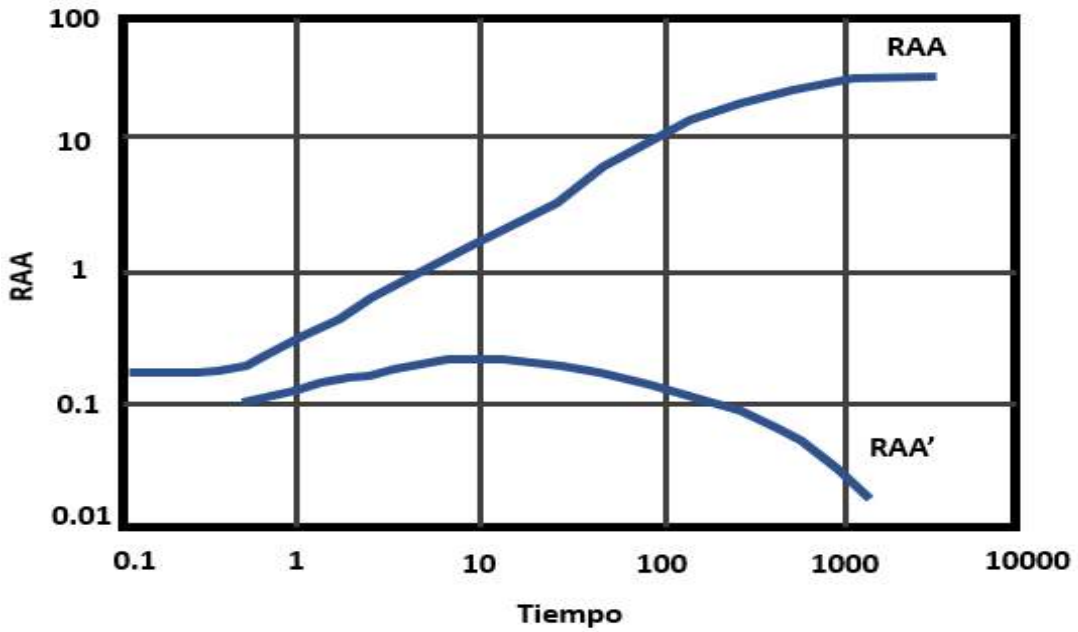


Figura A 17 Derivada de la Curva RAA para efectos de conificación de *agua*.

Las gráficas de Chan permiten identificar problemas de producción de agua si se cuenta con los datos de producción históricos, identificando el mecanismo de producción de agua de una manera rápida, siendo esta, su ventaja principal.

1.2.3.2 Análisis Nodal

Para analizar el comportamiento de los pozos, es necesario evaluar diferentes parámetros, tales como presión, gastos, etc. El análisis nodal permite analizar la capacidad de producción de los pozos, usando las curvas de afluencia (IPR, Inflow Performance Relationship) y la curva de transporte (VLP, Vertical Lift Performance) la cual analiza el rendimiento del flujo a la entrada de la tubería. El objetivo del análisis nodal es encontrar las condiciones en la que se obtenga la producción de aceite máxima con la menor caída de presión, lo cual sucede cuando estas dos curvas se intersectan. En la **Figura A 18** se muestra un ejemplo de las curvas IPR y VLP.

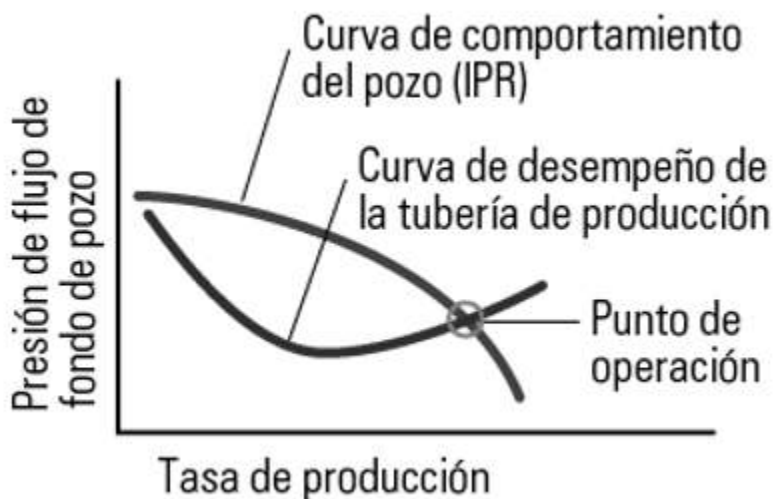


Figura A 18 Ejemplo de curvas IPR y VLP para un análisis nodal (Glosario Schlumberger).

Cuando se tiene producción de agua, el comportamiento de las curvas será diferente, cambiando según qué tanta agua se produzca. Gilbert (1954) reportó los efectos sobre el corte de agua en las curvas IPR y VLP, en los que concluyo que el gasto neto de aceite disminuye a medida que el corte de agua aumenta, pero el gasto total de ambas fases será mayor, dado la alta producción de agua.

Basados en el análisis dinámico de la productividad de aceite por invasión de agua por conificación (Gutiérrez, César, 2016.), de manera general se describirá a continuación como se afecta la producción de aceite a medida que se incrementa la producción de agua mediante el análisis nodal, dividido en tres etapas:

- **Sin producción de agua**

Al no existir producción de agua asociada al aceite, las curvas IPR y VLP solo se ven afectadas por cambios en la presión. Se analiza también el comportamiento de las permeabilidades relativas, en el que solo se permite fluir aceite hacia el pozo, manteniendo alejada al agua. En la **Figura A 19** se muestran las curvas IPR y VLP, y de igual manera el comportamiento de las permeabilidades relativas.

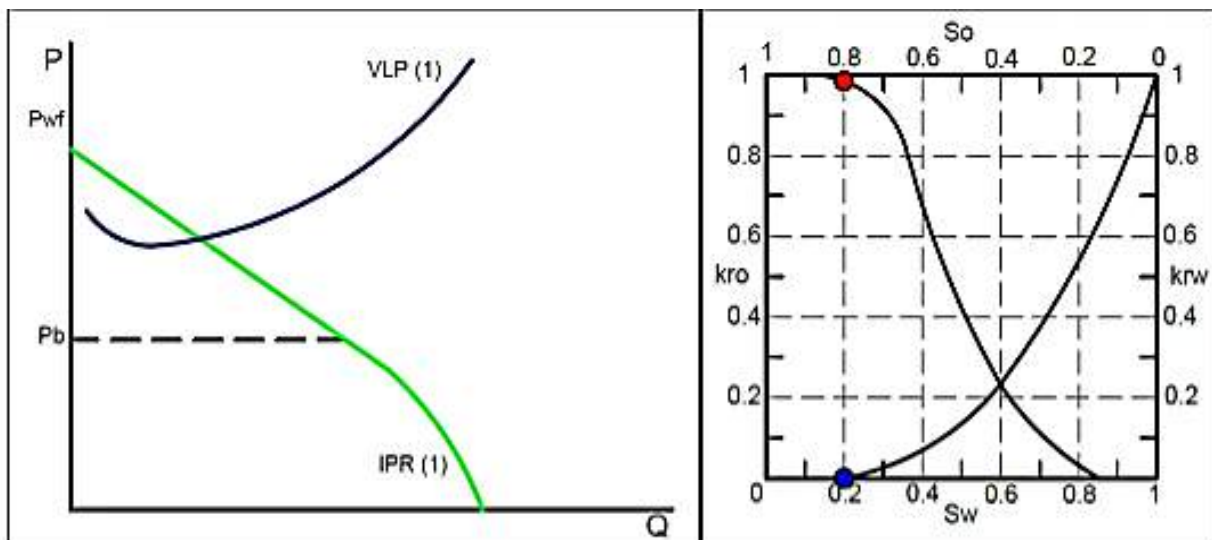


Figura A 19 Comportamiento de las curvas IPR y VLP sin producción de agua (Gutiérrez, César, 2016.).

- **Producción parcial de agua**

Cuando el agua comienza a irrumpir en el pozo, se tienen una nueva distribución en la saturación de fluidos en la zona cercana al pozo. Considerando que no se tiene la formación de emulsiones, la viscosidad de la producción disminuye. La producción de agua afecta a la producción de aceite, pero como se explicó anteriormente, la producción total aumenta, por lo que la curva IPR también incrementa.

Con respecto a la curva VLP, al existir más agua que aceite, las pérdidas de presión tienen un aumento significativo, debido al incremento de la densidad de la mezcla agua-aceite.

Al existir un cambio en la saturación de los fluidos, las permeabilidades relativas tienen un papel importante, ya que el agua empieza a tomar preferencia a fluir hacia el pozo. En la **Figura A 20** se muestra el comportamiento nuevo de las curvas IPR, VLP y las curvas de permeabilidad relativa.

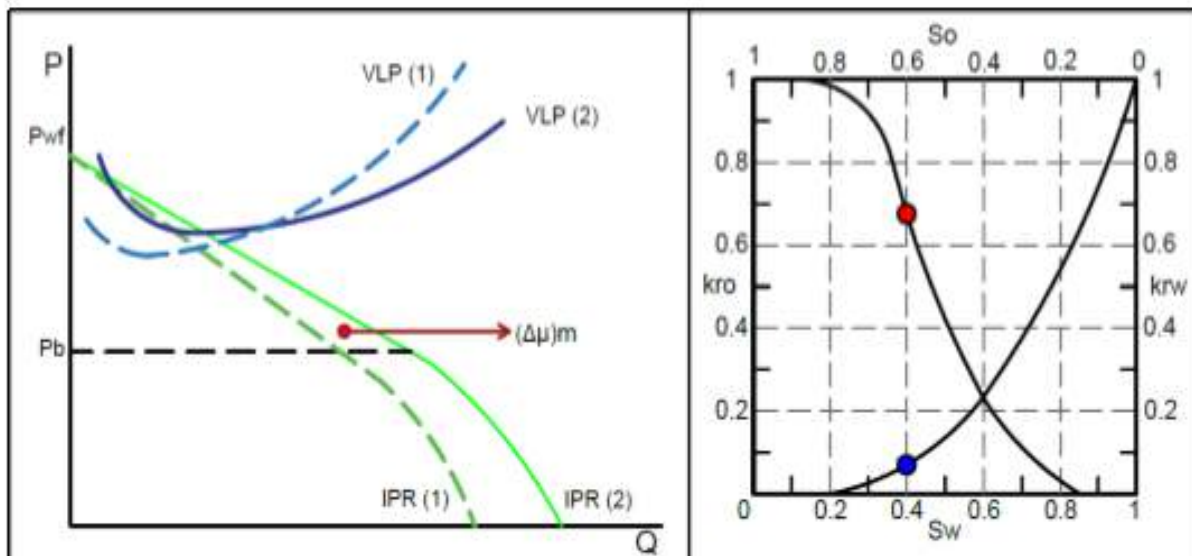


Figura A 20 Comportamiento de las curvas IPR y VLP con producción parcial de agua (Gutiérrez G., César R., 2016.).

- **Producción excesiva de agua**

Los efectos que se presentan en este caso son similares a la producción parcial de agua, pero mucho más severos. La viscosidad de la mezcla sigue disminuyendo, tomando en cuenta la inexistencia de emulsiones, pero la densidad igual aumenta volviendo más pesada a la mezcla, lo cual agrava más los problemas en las caídas de presión en las tuberías. El agua se vuelve la fase preferente a fluir, dejando de lado al aceite el cual ha perdido su capacidad para fluir hacia el pozo. En la **Figura A 21** se muestra el comportamiento modificado por la producción excesiva de agua.

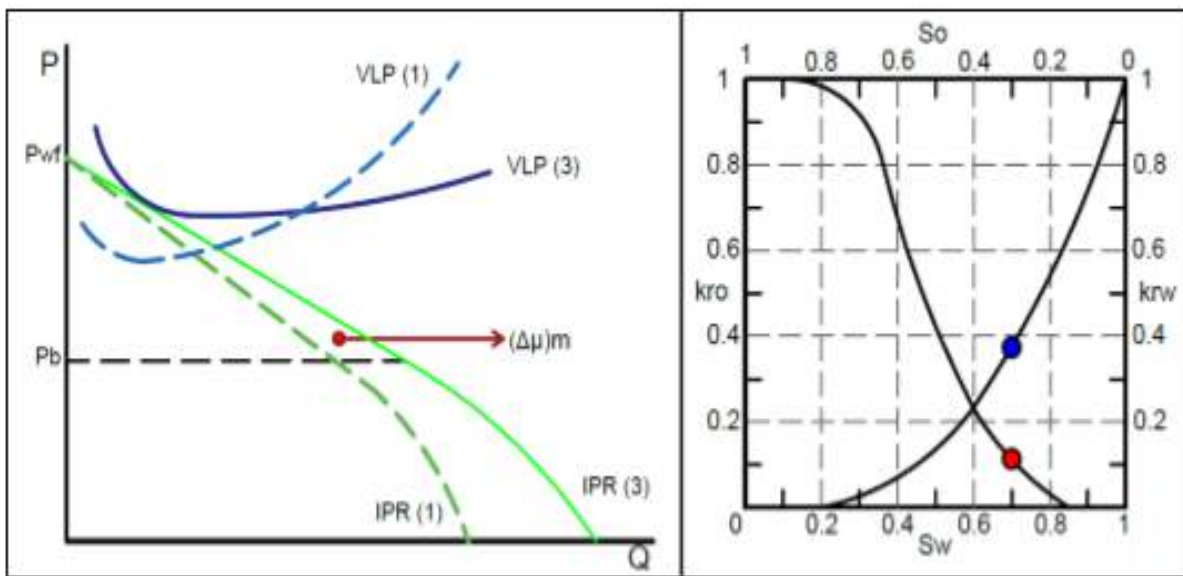


Figura A 21 Comportamiento de las curvas IPR y VLP con producción excesiva de agua (Gutiérrez, César, 2016.).

Las aplicaciones del análisis nodal son muchas, tales como estimar gastos óptimos de producción, selección de diámetros de las tuberías, estimar los efectos de las caídas de presión, entre otros.

Aplicado al manejo de la producción de agua, el análisis nodal permite identificar en que momento comienza a afectar al potencial de producción, de igual manera es posible evaluar diferentes escenarios para contrarrestar los efectos de la producción de agua.

1.3 Técnicas de solución para control de agua

En lo que se refiere a la implementación de soluciones para el control de agua, estas varían según la complejidad del problema a tratar. Para este trabajo, las soluciones se dividirán en tres grupos, soluciones mecánicas a nivel pozo, químicas a nivel yacimiento y asociadas al diseño de la terminación y estrategias de producción. Las soluciones mecánicas se aplican en su mayoría a problemas relacionados a nivel pozo (menor complejidad), y las soluciones químicas se aplican en mayor porcentaje para problemas a nivel yacimiento (mayor complejidad). A continuación, se describirá cada una de las soluciones de estos dos grupos

1.3.1 Soluciones a nivel pozo (problemas mecánicos)

1.3.1.1 Separador de fondo de agua-aceite

El separador de fondo permite procesar el agua que acompaña al aceite directamente desde el fondo del pozo. El agua se reinyecta a un intervalo más profundo, y el hidrocarburo se bombea hacia la superficie. La eficiencia de separación puede llegar hasta el 50% de agua separada antes de llegar a superficie.

1.3.1.2 Tapones y empacadores mecánicos y expandibles

Cuando existe producción de agua por una falla mecánica, ya sea por una filtración a través de las tuberías o por una falla en el proceso de cementación, es posible bajar un tapón o empacador el cual forme un sello en el área afectada, evitando la entrada de agua al pozo.

1.3.1.3 Parches para tubería de revestimiento y de producción

Se utiliza en la reparación correctiva de daños, corrosión o fugas en la tubería de revestimiento o producción. Los parches cuentan con componentes los cuales son

capaces de extenderse y moldearse a la forma de la tubería, evitando cualquier flujo de agua hacia el pozo.

1.3.1.4 Cementación forzada

La cementación forzada consiste en inyectar la lechada de cemento a través de orificios o zonas de filtraciones de la tubería de revestimiento. Este proceso es útil para problemas de control de agua mecánicos, con complejidad baja.

1.3.2 Soluciones a nivel yacimiento

Problemas de control de agua asociados a nivel yacimiento requieren de soluciones más complejas. En lo que se refiere a problemas relacionados con comunicación hidráulica a través de fracturas y conificación 2D (fractura), la inyección de geles y polímeros resultan ser métodos adecuados para resolver estos problemas, pero los métodos más complejos, tales como la conificación 3D (matriz), requieren de una combinación de varios métodos para poder solucionarse (Joseph et al, 2010). En esta sección se describirán los métodos químicos existentes y sus casos de aplicación

1.3.2.1 Inyección de geles y polímeros

La inyección de gel como método de solución se puede aplicar a problemas mecánicos para cerrar zonas de filtración, pero en esta sección se describirá su aplicación asociada a problemas nivel yacimiento.

La función de la inyección de geles y polímeros radica en la capacidad de reducir la permeabilidad del agua en función de la del aceite, en un proceso llamado reducción desproporcionada de la permeabilidad (RDP). Bajo este proceso, los geles y polímeros selectivamente van a las zonas de fracturas, en las que forman un sello impidiendo el flujo de agua hacia el yacimiento.

Cuando se tiene una implementación exitosa, la producción de agua cae significativamente, sin reducir la producción de aceite. El éxito de la inyección de geles y espumas radica en el mecanismo de RDP, y en el diseño correcto del proceso de inyección, con el objetivo de que se ataquen directamente las zonas de fracturas problemáticas (Seright et al, 2001)

Como se explicó anteriormente, la aplicación de esta solución es muy útil para problemas relacionados con el sistema de fracturas, pero para problemas relacionados con alta permeabilidad de la matriz, tales como conificación 3D o canalización a través de estratos altamente permeables, se requiere de un diseño más complejo, en el que la inyección de estos fluidos no es suficiente para resolver este problema, requiriéndose de otro tipo de soluciones (soluciones asociadas al diseño de la terminación y manejo de la producción) , las cuales se explicarán posteriormente. En la **Figura A 22** se ilustra el proceso de la inyección de gel para control de agua.

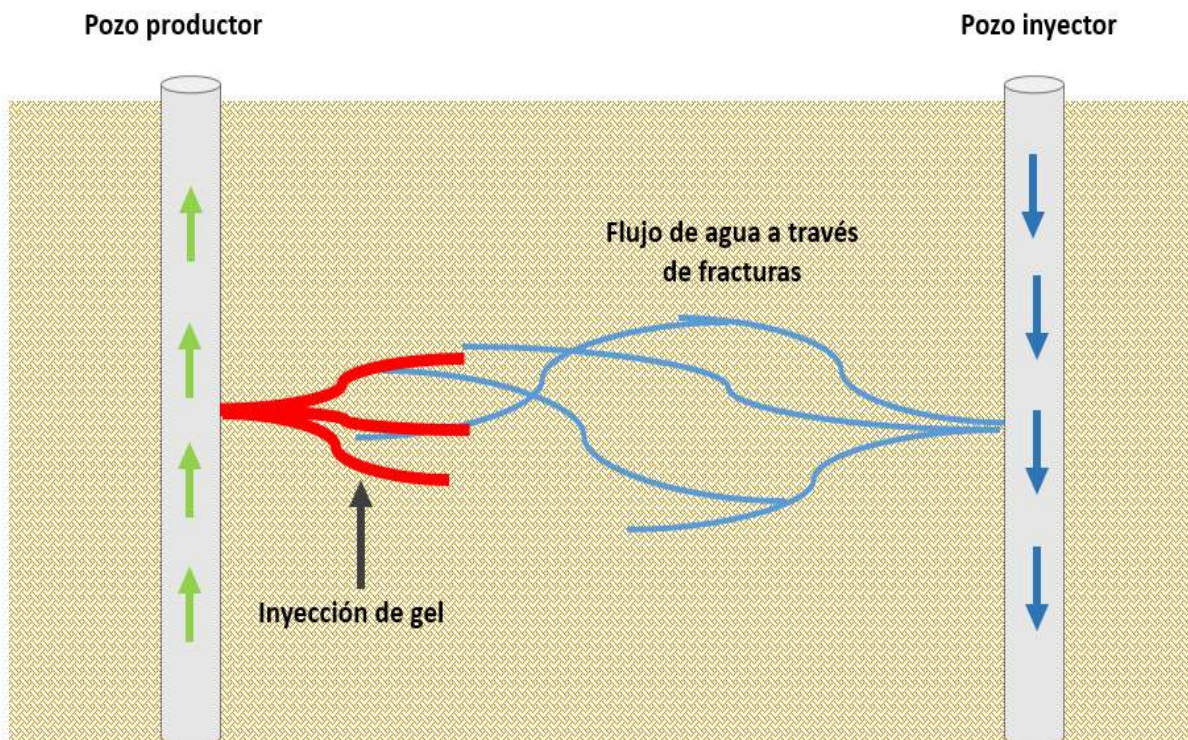


Figura A 22 Ejemplo de inyección de gel en una canalización de agua a través del sistema de fracturas.

1.3.2.2 Inyección de resinas

La función de las resinas en los procesos de control de agua es la de formar sellos que impidan el flujo, pero a diferencia de los geles y polímeros, las resinas solo aplican para problemas a nivel pozo, dado el corto rango de distancia de penetración hacia la formación que tienen. En la industria petrolera, existen 3 tipos de resinas que son ampliamente usadas para diferentes aplicaciones, las cuales se describen brevemente a continuación:

Resinas epoxi: Este tipo de resinas es usado principalmente para procesos de inyección de dióxido de carbono. Tienen la característica de ser muy sensibles al contacto con el agua, siendo de poca ayuda para procesos de control en estos problemas.

Resinas fenólicas: Este tipo de resinas tiene una fuerte resistencia a la presencia de agua, son usadas principalmente para problemas asociados al flujo detrás de tubería o en la reparación de filtraciones en el pozo y en fracturas cercanas al pozo.

Resinas furánicas: Este tipo de resinas tiene las mismas aplicaciones que las resinas fenólicas, con la diferencia de ser menos resistentes a altas temperaturas y menor rango de penetración.

1.3.3 Soluciones asociadas al diseño de la terminación y estrategias de producción (producción dual y gastos críticos).

1.3.3.1 Producción dual

La producción dual está enfocada principalmente a resolver el problema de conificación. La técnica consiste en perforar el intervalo productor de aceite y la zona saturada por agua, separadas por medio de un empacador. Al estar separadas la zona de aceite y agua, ambas fases se producen de manera individual, el aceite por el espacio anular y el agua por la tubería de producción, de esta manera las fases no se mezclan evitando

problemas potenciales. En la **Figura A 23** se muestra un ejemplo de la técnica de producción dual.

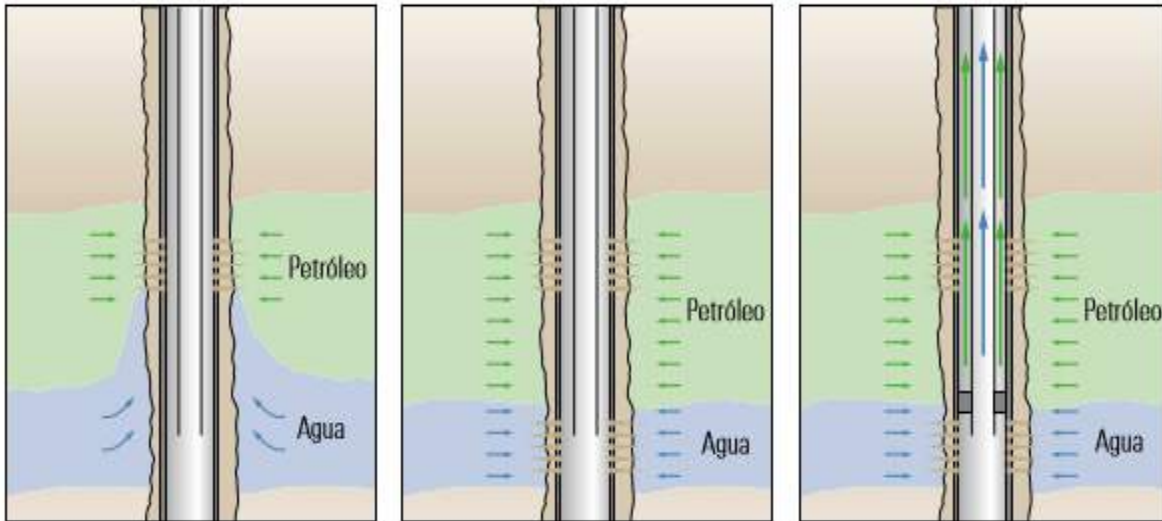


Figura A 23 Ejemplo de producción dual para controlar la producción de agua (Elphick, 2001).

1.3.3.2 Control de gastos de producción (gasto crítico)

El control del gasto de producción está asociado principalmente a la irrupción temprana de agua y la conificación. El método consiste en determinar el gasto al cual no se dará el surgimiento de la conificación (gasto crítico), manteniendo el ritmo de producción a un nivel estable. La desventaja de este método radica principalmente en dos puntos: el gasto crítico obtenido puede ser muy bajo, con la probabilidad de no ser económicamente rentable, y la dificultad para calcular con precisión el valor del gasto crítico.

1.4 Tecnologías para el control de agua: inyección de químicos

Como complemento al trabajo presentando, en la **Tabla A IV** se presentan algunas tecnologías químicas usadas como control de agua, las cuales serán de utilidad como ejemplo demostrativo en el caso de aplicación.

Tecnología	Descripción de la tecnología	Problemas a Nivel pozo	Matriz	Red de fracturas	Resultados y beneficios	Máxima temperatura que resiste (°C)
WaterSeeker	Gel y Cemento ultra fino que solo endurece en contacto con el agua.	√		√	Reducción en el corte de agua de más del 60 %.	115
DGS (Delayed Gelation System)	Gel Inorgánico de endurecimiento retardado	√		√	Reducción total en la producción de agua en combinación con otras técnicas tales como cambio de intervalo. Permite la penetración en los poros de la matriz para un tratamiento forzado completo.	135
Organo Seal F	Gel reticulante de poliacrilamida para sellar fracturas.			√	Reducción total de la producción de agua por canalización a través de fracturas.	163
Zonetrol xT	Modificador de permeabilidad relativa aplicable para campos maduros y de aceite pesado	√	√	√	Reducción de la permeabilidad relativa al agua hasta en un 49 %.	125
OrganoSeal R	Es una solución rígida especialmente	√	√		Permite el bloqueo permanente de	163

	útil para tratar problemas en la vecindad del pozo, cuando se requiere un bloqueo completo				intervalos sin cemento. - Permite el control de productos no deseados en canales de alta permeabilidad o en la vecindad del pozo. Ha mostrado un incremento de la producción de aceite de más del 1000 % en combinación con otras tecnologías.	
SqueezeCrete	Lechada de cemento capaz de penetrar fisuras pequeñas para reparar problemas a nivel pozo.	√			Permite penetrar zonas donde las lechadas comunes no lo hacen. Se utiliza para problemas relacionados con el estado mecánico del pozo.	93

Tabla A IV Soluciones para control de agua y sus casos de aplicación.

Referencias

- Arnold, D. M. y Paap, H. J. 1979. Quantitative Monitoring of Water Flow Behind and in Wellbore Casing. *J Pet Technol* **31** (01): 121-130. SPE-7107-PA. <https://doi.org/10.2118/7107-PA>.
- Beggs, H. D. 1991. *Production Optimization: Using NODAL Analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI Publications.
- Bendiksen, K. H., Maines, D., Moe, R. et al. 1991. The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application. *SPE Prod Eng* **6** (02): 171-180. SPE-19451-PA. <https://doi.org/10.2118/19451-PA>.
- Chan, K. S. 1995. Water Control Diagnostic Plots. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 22-25. SPE-30775-MS. <https://doi.org/10.2118/30775-MS>.
- Chaperon, I. 1986. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nuevo Orleans, Luisiana, EUA, octubre 5-8. SPE-15377-MS. <https://doi.org/10.2118/15377-MS>
- Dalrymple, E. D. 1997. [5]P14 Water Control Treatment Design Technology. 15th World Petroleum Congress, Beijing, China, octubre 12-17. WPC-29194.
- Dahl, J. A., Nguyen, P. D., Dalrymple, E. D. et al. 1992. Current Water-Control Treatment Designs. Artículo presentado en European Petroleum Conference, Cannes, Francia, noviembre 16-18. SPE-25029-MS. <https://doi.org/10.2118/25029-MS>.
- Elphick, J. y Jones, I. 2001. Using Knowledge Management Helps Solve Oilfield Water Control Problems. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Rávena, Italia, marzo 28-30.
- Escutia Aduna, C. E. 2014. *Estrategia Nacional de Productividad de Pozos: Caso Práctico en el Activo Integral Veracruz*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.

- Gilbert, W. E. 1954. Flowing and Gas-lift well Performance. *Drilling and Production Practice*. API-54-1.
- Graham, W. L., Silva, C. I., Leimkuhler, J. M. et al. 1997. Cement Evaluation and Casing Inspection with Advanced Ultrasonic Scanning Methods. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 5-8. SPE-38651-MS. <https://doi.org/10.2118/38651-MS>.
- Gutiérrez Melo, G. y Rangel Juárez, C. 2016. *Análisis Generalizado de la Conificación de Agua en Pozos Productores de Yacimientos de Aceite*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México D.F.
- Hernández Montiel, A. 2010. *Identificación del Origen y Control del Agua Producida*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México D.F.
- Jaripatke, O. A. y Dalrymple, E. D. 2010. Water-Control Management Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades. Artículo presentado en SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Luisiana, EUA, febrero 10-12. SPE-127806-MS. <https://doi.org/10.2118/127806-MS>.
- Jongkittinarukorn, K. y Kitcharoen, T. 2010. When Should We Run Production Logging Tool? Artículo presentado en International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, junio 8-10. SPE-130354-MS. <https://doi.org/10.2118/130354-MS>
- Joseph, A. y Ajenka, J. A. 2010. A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. Artículo presentado en Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Tinapa - Calabar, Nigeria, julio 31 – agosto 7. SPE-136969-MS. <https://doi.org/10.2118/136969-MS>.
- Kabir, A. H., Bakar, M. A., Salim, M. A. et al. 1999. Water/Gas Shut-off Candidates Selection. Artículo presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Yakarta, Indonesia, abril 20-22. SPE-54357-MS. <https://doi.org/10.2118/54357-MS>
- Khalil, I. N., Filenev, M., Aslanyan, A. et al. 2012. Leak Detection by Temperature and Noise Logging. Artículo presentado en Abu Dhabi International Petroleum

Conference and Exhibition, Abu Dabi, EAU, noviembre 11-14. SPE-161983-MS.
<https://doi.org/10.2118/161983-MS>.

- Lawry, T. F. 1946. Channeling in Water Flooding. *Drilling and Production Practice*. API-46-221.
- Lozada Aguilar, M. A. 2015. *El Futuro de los Campos Maduros en México: Un Reto y Una Oportunidad*. Ciudad de México: Academia de Ingeniería de México.
- McKeon, D. C., Scott, E., Patton, G. L. et al. 1991. Interpretation of Oxygen Activation Logs for Detecting Water Flow in Producing and Injection Wells. SPWLA 32nd Annual Logging Symposium, Midland, Texas, EUA, junio 16-19. SPWLA-1991-BB.
- Meyer, H. I. y Searcy, D. F. 1956. Analog Study of Water Coning. *J Pet Technol* **8** (04): 61-64. SPE-554-G. <https://doi.org/10.2118/554-G>.
- Muskat, M. y Wycokoff, R. D. 1935. An Approximate Theory of Water-coning in Oil Production. *Trans. AIME* **114** (01): 144-163. SPE-935144-G. <https://doi.org/10.2118/935144-G>.
- Pemex. 2017. *Plan de Negocios 2017-2021*. http://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/plannegocios-pmx_2017-2021.pdf.
- Renpu, Q. 2011. *Advanced Well Completion Engineering*, third edition. Waltham, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.
- Romo, D. 2015. El Campo Petrolero Cantarell y la Economía Mexicana. *Problemas del Desarrollo* **46** (183): 141-164. <https://dx.doi.org/10.1016/j.rpd.2015.10.007>.
- Schlumberger. 2018. Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero Interactúa con el Diccionario. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx> (acceso octubre de 2018).
- Schols, R. S. 1972. An Empirical Formula for the Critical Oil Rate. *Erdöl Erdgas, Zeitschrift* **88** (01): 6-11.
- Secretaría de Energía. 2015. *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029*. México: SENER. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

- Seright, R. S., Lane, R. H. y Sydansk, R. D. 2001. A Strategy for Attacking Excess Water Production. *SPE Prod & Fac* **18** (03): 158-169. SPE-84966-PA. <https://doi.org/10.2118/84966-PA>.
- Serrano Lozano, J., Alvarado Arellano, F. y Rojas Figueroa, A. 2013. Capitalizando Lecciones Aprendidas y Mejores Prácticas en el Desarrollo del Proyecto Ku Maloob Zaap. *Ingeniería Petrolera* **53** (4): 211-232.
- Suárez Suárez, R. G., Valdés Vázquez, A., Pacheco Román, F. J. et al. 2016. Mexico's Initiatives to Increase Oil Production and its Effect on North America Oil Production Outlook. Artículo presentado en SPE/IAEE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Houston, Texas, EUA, mayo 17-18. SPE-179990-MS. <https://doi.org/10.2118/179990-MS>.
- U.S. Energy Information Administration. 2017. International Energy Outlook 2017. [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf).
- Wang, P., Litvak, M. y Aziz, K. 2002. Optimization of Production Operations in Petroleum Fields. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, septiembre 29 – octubre 2. SPE-77658-MS. <https://doi.org/10.2118/77658-MS>.
- Zangl, G., Neuhofer, L., Zabel, D. et al. 2016. Smart and Automated Workover Candidate Selection. Artículo presentado en SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition, Aberdeen, Escocia, RU, septiembre 6-8. SPE-181072-MS. <https://doi.org/10.2118/181072-MS>.