

PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA UN GRUPO DE
PATRONES CON INYECCIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO DE CRUDO
PESADO EN COLOMBIA

LEONARDO FRANCO GRAJALES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA

2020

PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA UN GRUPO DE
PATRONES CON INYECCIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO DE CRUDO
PESADO EN COLOMBIA

LEONARDO FRANCO GRAJALES

Trabajo de grado para optar el título de
Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

DANISSA RODRIGUEZ MENDOZA

Ingeniera de Petróleos Msc

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA

2020

DEDICATORIA

A Dios por permitirme vivir y compartir diferentes etapas de crecimiento y aprendizaje.

Una dedicación especial a mi abuelita, Dora Martínez de Grajales, quien nos acompañó hasta junio 2020 (Q. E. P. D.).

Le doy gracias a mis padres, José Ricardo Franco y Olga Lucía Grajales, por su confianza, acompañamiento y el ejemplo de vida que me dan gracias a su experiencia.

Agradezco a mi esposa, Yenny Lorena Montes, por darme la oportunidad de estar acompañado junto a ella en este camino de constante crecimiento.

Un agradecimiento especial a mi directora, Danissa Rodríguez Mendoza, por permitirme ser su amigo y aprender de ella.

También quiero agradecer a todos aquellos que me han acompañado y han contribuido directa o indirectamente a este trabajo.

Le agradezco al señor Pedro Luis Solorzano por darme la oportunidad de trabajar junto a él y su excelente equipo de trabajo quienes me permitieron crecer profesionalmente. Por sus buenos consejos, enseñanzas y sobre todo los permisos de trabajo para poder asistir a mis clases en la maestría.

También le doy gracias a mis calificadores por su contribución a este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO DEL CAMPO	13
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	13
1.2 OBJETIVOS	14
1.2.1 Objetivo General	14
1.2.2 Objetivos Específicos	14
1.3 JUSTIFICACIÓN	15
2. MARCO DE REFERENCIA	16
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	16
2.2 MARCO TEÓRICO-CONCEPTUAL	19
2.2.1 Recuperación secundaria con inyección de agua	19
2.2.2 Tipos de arreglos de patrones	19
2.2.3 Eficiencia de desplazamiento	20
2.2.4 Eficiencia areal	21
2.2.5 Eficiencia vertical	21
2.2.6 Supervisión del proceso	21
2.2.7 Pruebas de presión	22
2.2.8 IPR en pozos con inyección de agua	23
2.2.9 Curvas de declinación de la producción	23

2.2.10 Simulación numérica de yacimientos.....	24
2.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO CASO DE ESTUDIO	25
3. ANÁLISIS HISTORIA DE PRODUCCIÓN	27
3.1 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN POR CURVAS TIPO	29
3.2 EVENTOS DE CANALIZACIÓN DE AGUA	31
3.3 PRESIÓN DE YACIMIENTO	33
3.4 PRUEBAS EN POZOS PRODUCTORES (PLTs).....	34
3.5 PRUEBAS EN POZOS INYECTORES (ILTs).....	34
3.6 MODELO DE SIMULACIÓN.....	35
4. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN.....	42
4.1 DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN	42
4.1.1 Método Rate-Weighted Allocation.....	42
4.1.2 Método Streamlines.....	50
4.2 CORRELACIONES CON EL MODELO DE SIMULACIÓN.....	53
5. SENSIBILIDADES (TASA DE INYECCIÓN-CAUDAL DE EXTRACCIÓN)	66
5.1 PRONÓSTICO CASO BASE.....	67
5.2 PRONÓSTICO CASO 1.....	69
5.3 PRONÓSTICO CASO 2.....	74
5.4 PRONÓSTICO CASO 3.....	78
6. PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	81
6.1 EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	81

6.2 SELECCIÓN DEL MEJOR CASO PRONÓSTICO	83
7. CONCLUSIONES	85
8. RECOMENDACIONES	86
BIBLIOGRAFÍA	87

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Definición de arreglos regulares.	20
Figura 2. Efecto en la eficiencia de desplazamiento.	20
Figura 3. Efecto en la eficiencia areal (E_A) y vertical (E_V).	21
Figura 4. Comportamiento de declinación en un proceso de inyección de agua. ...	24
Figura 5. Mapa estructural con la ubicación de los patrones de inyección.	26
Figura 6. Producción histórica de aceite (pozos productores de primera línea). ...	27
Figura 7. Mecanismo principal de empuje por expansión de roca y fluidos.	28
Figura 8. Producción Incremental de aceite (productores de primera línea).....	29
Figura 9. Pronóstico de Producción de aceite (productores de primera línea).	30
Figura 10. Selección de eventos de posible canalización (Tasas).....	31
Figura 11. Selección de eventos de posible canalización (WOR vs N_p).....	32
Figura 12. Presión de Yacimiento del área de interés.	33
Figura 13. Ajuste histórico (Presión y Corte de agua).....	38
Figura 14. Porcentaje de ajuste histórico (Presión y corte de agua).....	39
Figura 15. Ajuste histórico de Aceite y Agua producida.....	39
Figura 16. Porcentaje de ajuste histórico de Aceite y Agua producida.	40
Figura 17. Ajuste histórico de Agua inyectada.	41
Figura 18. Ejemplo de distribución de la producción.....	43
Figura 19. Ejemplo de distribución de la inyección.	44
Figura 20. Ejemplo de factor de distribución.	45

Figura 21. Comportamiento de producción e inyección en 7 patrones.	46
Figura 22. Comportamiento de producción e inyección en 5 patrones.	48
Figura 23. Comportamiento de producción e inyección en 3 patrones.	49
Figura 24. Streamlines primeros años de inyección.	52
Figura 25. Streamlines por semestre, años 2018 y 2019.....	53
Figura 26. Tipos de rocas en la formación de interés.	54
Figura 27. Correlación INY 3, octubre 2016.....	55
Figura 28. Correlación INY 8, octubre 2016.....	57
Figura 29. Correlación INY 9, octubre 2016.....	59
Figura 30. Correlación inyectoros 2, 3, 5, 6 y 7 febrero 2018.	60
Figura 31. Correlación inyectoros 7, 8 y 9 febrero 2018.	61
Figura 32. Correlación patrones-ILT-PLT febrero-mayo 2019.	62
Figura 33. Correlación patrones INY 2–INY 3 noviembre-diciembre 2019.	64
Figura 34. Resultados caso base e histórico de producción.....	68
Figura 35. Streamlines caso base.....	69
Figura 36. Pareto de inyección para sensibilidades.....	70
Figura 37. Pareto de caudales de extracción para sensibilidades.	71
Figura 38. Comparación streamlines caso base vs caso 1.....	72
Figura 39. Comparación resultados producción e inyección caso base vs caso 1.....	73
Figura 40. Resultados producción e inyección nivel sector caso base vs caso 1.	74
Figura 41. Comparación streamlines caso base vs caso 2.....	76
Figura 42. Comparación resultados producción e inyección caso base vs caso 2.....	77
Figura 43. Resultados producción e inyección nivel sector caso base vs caso 2.	77

Figura 44. Comparación streamlines caso base vs caso 3.....	79
Figura 45. Comparación resultados producción e inyección caso base vs caso 3.....	80
Figura 46. Resultados producción e inyección nivel sector caso base vs caso 3.	80
Figura 47. Diagrama de flujo de optimización.....	81
Figura 48. Resultados caso base, caso 1, caso 2 y caso 3.	82
Figura 49. Comparación resultados de simulación vs curvas tipo Fetkovich.	83

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tipos de curvas de declinación.....	23
Tabla 2. Datos de PVT.....	25
Tabla 3. Mecanismos de Empuje por Curvas Tipo de declinación.....	30
Tabla 4. Eventos de posible canalización seleccionados.	33
Tabla 5. PLTs disponibles y su fecha de toma o corrida.....	34
Tabla 6. ILTs disponibles y su fecha de toma o corrida.	35
Tabla 7. Acuífero analítico Carter Tracy.	37
Tabla 8. Parámetros Caso Base.....	67
Tabla 9. Parámetros Caso 1.	71
Tabla 10. Parámetros Caso 2.	75
Tabla 11. Parámetros Caso 3.	78
Tabla 12. Parámetros Fetkovich aplicados a los resultados de simulación.	83
Tabla 13. Resumen de resultados obtenidos.....	83

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA UN GRUPO DE PATRONES CON INYECCIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA*.

AUTOR: LEONARDO FRANCO GRAJALES**

PALABRAS CLAVE: optimización, inyección de agua, crudo pesado.

DESCRIPCIÓN:

En Colombia aproximadamente el 88% de los campos se han explotado en su fase primaria, un 11% en secundaria y un 1% en terciaria. En los últimos años se ha invertido en varios proyectos que buscan incrementar el uso de métodos de recobro mejorado (secundario y terciario) con el fin de incrementar las reservas del país y la vida útil de sus campos de petróleo. Es por eso, que se hace necesario mejorar y tratar de optimizar los diferentes métodos y tecnologías aplicadas en materia de recobro mejorado. Por esto, es importante dedicar esfuerzos y tiempo en la investigación de estos, para lograr las mejores prácticas que contribuyan a maximizar el aprovechamiento de las fuentes de hidrocarburos. Actualmente el factor de recobro esta alrededor del 19%, con el incremento paulatino de proyectos de recobro mejorado se estima alcanzar en pocos años un 26% y a futuro superar el 30%.

Este trabajo busca optimizar la producción en un grupo de patrones sometidos a un método de recobro secundario con inyección de agua en un yacimiento de crudo pesado, mediante el adecuado balanceo de tasas de inyección y extracción, permitiendo un barrido lo más homogéneo posible.

Haciendo este método más rentable, se benefician todos los entes involucrados, entre ellos el país y las empresas que explotan crudo. Optimizando la producción se mejoran los costos del barril producido y aumenta el aceite en sitio recuperable, haciéndolo más eficiente.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Danissa Rodríguez Mensoza, Ingeniera de Petróleos Msc.

ABSTRACT

TITLE: PRODUCTION OPTIMIZATION PROPOSAL FOR A GROUP OF PATTERNS WITH WATER INJECTION IN A HEAVY OIL RESERVOIR IN COLOMBIA*.

AUTHOR: LEONARDO FRANCO GRAJALES**

KEY WORDS: optimization, waterflooding, heavy oil.

DESCRIPTION:

In Colombia, about 88% of the fields have been exploited in their primary phase, 11% in secondary and 1% in tertiary. In recent years, several projects have been invested that seek to increase the use of improved recovery methods (secondary and tertiary) to increase the country's reserves and the useful life of its oil fields. That is why it is necessary to improve and try to optimize the different methods and technologies applied in matters of improved recovery. For this reason, it is important to dedicate efforts and time to research these, to achieve the best practices that contribute to maximizing the use of hydrocarbon sources. Currently the recovery factor is around 19%, with the gradual increase in improved recovery projects it is estimated to reach 26% in a few years and to exceed 30% in the future.

This work seeks to optimize production in a group of patterns subjected to a secondary recovery method with water injection in a heavy oil reservoir, by means of the adequate balancing of injection and extraction rates, allowing a sweeping as homogeneous as possible.

By making this method more profitable, all the entities involved benefit, including the country and the companies that exploit oil. Optimizing production improves the costs of the barrel produced and increases the oil in situ recoverable, making it more efficient.

* Master Thesis.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Danissa Rodriguez Mensoza, Petroleum Engineer Msc.

INTRODUCCIÓN

1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO DEL CAMPO

El presente capítulo contiene la descripción del problema en el campo materia de estudio, cómo se desarrollará el objetivo general y los pasos a seguir para su cumplimiento mediante el desarrollo de los objetivos específicos. Finalmente, en la justificación se plantean las razones por las cuales se requiere de una propuesta de optimización en un grupo de patrones sometidos a un método de recobro con inyección de agua.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Los campos maduros en Colombia se encuentran en transición de método de recobro primario a secundario, implementando diferentes proyectos de inyección de agua. Con esto se estima incrementar la producción en los campos y su factor de recobro, ampliando su límite económico.

Actualmente varios de los pilotos de inyección de agua ejecutados en yacimientos de crudo pesado presentan diferencias en la relación de inyección de agua contra su producción incremental de aceite (datos estimados por simulación numérica), canalizaciones tempranas del agua en pozos productores y variaciones en las eficiencias del proceso. Lo anteriormente expuesto se debe en parte a la falta de un análisis profundo del comportamiento de producción, que permita calibrar de mejor forma el modelo numérico de simulación utilizado en las estimaciones previas a la implementación; además de la complejidad del yacimiento y la falta de una estrategia o protocolo de sincronización operacional de los pozos, basada en la

respuesta de las variables de producción, permitiendo mejores escenarios incrementales de aceite.

De continuar con esta situación se pueden presentar pérdidas de producción, canalización del agua desde el pozo inyector hacia los productores, aceleración en la declinación de los pozos, pérdidas en las inversiones, desestimación del método de recuperación secundario y su promesa de valor en producción incremental.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General. Elaborar una propuesta de optimización de la producción en un grupo de patrones con inyección de agua en un yacimiento de crudo pesado en Colombia.

1.2.2 Objetivos Específicos. Los objetivos específicos se describen a continuación:

- ✓ Analizar la historia de producción desde el inicio de la inyección de agua para identificar eventos relevantes durante su ejecución.
- ✓ Examinar el comportamiento de la producción para identificar oportunidades de mejora y establecer algunas restricciones.
- ✓ Evaluar sensibilidades de tasa de inyección y caudal de extracción con un modelo numérico de yacimiento, buscando un barrido más homogéneo del agua.
- ✓ Definir una propuesta de optimización de la producción para el grupo de patrones con inyección de agua.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La recuperación secundaria mediante inyección de agua, aplicada en yacimientos de crudo pesado en Colombia, ha sido poco explorada debido a la relación de movilidad. Existen métodos de screening para seleccionar el recobro secundario o terciario de un yacimiento, en donde no se recomienda usar la inyección de agua en el yacimiento materia de estudio. A pesar de eso, debido a los bajos precios del petróleo, se decidió implementar la inyección de agua en diferentes pilotos, consiguiendo buenos resultados. Por esta razón, es de vital importancia proponer estrategias que permitan optimizar la producción, mediante el análisis del comportamiento de los patrones de inyección, las diferentes variables asociadas al proceso y métodos de modelamiento numérico representativos, que permitan predecir el impacto de diferentes acciones operacionales.

Con esta propuesta se pretende mejorar la respuesta de los pozos productores, implementando recomendaciones en la zona central norte del yacimiento materia de estudio, sector con los patrones de inyección de agua seleccionados, permitiendo entender diferentes factores de afectación y posibles mejoras. De ser posible la ejecución de la propuesta y tener una respuesta positiva, se confirmaría la oportunidad de optimizar la producción en los patrones de inyección.

Con este trabajo se abre la puerta para entender un poco más el comportamiento de producción particular de este yacimiento de crudo pesado, frente a un proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua.

2. MARCO DE REFERENCIA

El marco de referencia incluye antecedentes investigativos y marco teórico.

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

A continuación, se lista una revisión de algunos modelos o métodos que pudieran ser usados para optimizar la producción en procesos de recuperación secundaria con inyección de agua:

Montes¹ plantea mejorar los pronósticos de producción incorporando dos métodos de cálculo (series de tiempo y modelos estadísticos no paramétricos), expone que los pronósticos de producción por simulación numérica por lo general siguen una declinación tipo exponencial, por lo cual en algunas aplicaciones no se ajusta a la producción real.

Ambia² utilizó una combinación de escenarios simulados en un modelo numérico con IMEX (software comercial de la compañía CMG) y una herramienta de optimización basada en dos métodos estocásticos (algoritmos genéticos y nube o enjambre de partículas) para encontrar las mejores ubicaciones de los pozos inyectores y sus respectivas tasas de inyección, con el fin de incrementar el recobro.

Arsenevsky et al (2012) realizaron una comparación entre dos métodos de distribución de producción asociada a patrones de inyección para validar su

¹ MONTES, Erik. Modelado de los pronósticos de producción a partir del análisis integrado de datos y métodos estadísticos no paramétricos. Tesis de Magíster en Ciencias. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2016.

² AMBIA, F. A Robust Optimization Tool Based on Stochastic Optimization Methods for Waterflooding Project. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio-Texas. USA, octubre 8-10 de 2012.

eficiencia. Determinaron que el método de distribución dinámico mediante la técnica de STREAMLINES es mucho más representativo que la distribución por geometría. Esta herramienta de simulación puede ayudar a tener un mejor ajuste histórico y menores tiempos computacionales³.

Guarin⁴ basado en datos de producción, datos petrofísicos y mediciones de producción de fluidos estableció una expresión matemática para modelar el influjo de crudos extrapesados de la Formación San Fernando. Al validar su modelo matemático con datos de producción real encontró que el error es menor comparado con otros modelos existentes para determinar IP.

Campos et al (2010) afirmaron que el primer paso en el proceso de optimización es la construcción del modelo adecuado para el problema a resolver, mediante la correcta identificación del objetivo, variables y restricciones. Como método de optimización plantearon la integración de datos o modelos disponibles. Es importante el análisis de toda la información disponible y proponer la forma de integrarla de tal forma que se convierta en conocimiento⁵.

Naranjo utilizó un *sector model* de un modelo de simulación numérico de yacimiento para evaluar la factibilidad de un proceso de recuperación secundaria con inyección de agua. Afirma que un incremento en la tasa de inyección de agua no necesariamente conlleva a un aumento en el recobro de petróleo debido a que en

³ ARSENEVSKY, I, et al. Comparative analysis of different techniques for waterflood efficiency assessment (Russian). En SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow. Russia, octubre 16-18 de 2012.

⁴ GUARIN, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pasados con movilidad. Caso formación San Fernando. Tesis de Magíster en Ciencias. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2011.

⁵ CAMPOS, S., et al. Urucu Field Integrated Production Modeling in Occidental of Sultanate of Oman. Society of Petroleum Engineers, vol. 128742, p. 23-25.

yacimientos heterogéneos se pueden presentar los fenómenos de canalización de fluidos⁶.

Siu et al (2001) propusieron un procedimiento denominado PFV para calibrar los modelos de simulación numérica de yacimiento y así mejorar su predictibilidad. El procedimiento PFV (distribución de presión, generación de tablas de flujo y validación de tablas de flujo) inicialmente establece la distribución de presiones en el yacimiento, luego calcula las tablas de flujo y con estas establece el IP pozo a pozo. Compara el IP calculado con el IP del campo e itera el ciclo disminuyendo el error entre los IP⁷.

Ferrer⁸ menciona en su artículo ciertas consideraciones de gran valor para evaluar la posibilidad de optimizar el recobro. La primera es determinar la distribución de la permeabilidad, analizar el comportamiento primario (antes de la inyección de agua), curvas de producción (el logaritmo del corte de petróleo vs recobro acumulado durante la inyección de agua y logaritmo WOR vs Np), en yacimientos con gas se debe monitorear el GOR (si se disminuye da indicio de un llene y en caso contrario el volumen de agua inyectado es insuficiente), mapas del frente de agua (mapas de burbuja), gráficos X (aplicable para cortes de agua superiores al 50%), grafico de Hall, invasiones de agua controlada, balance de los arreglos, análisis del agua producida y mediciones con perfiles de inyección.

⁶ NARANJO, Carlos Eduardo. Factibilidad de la inyección de agua en las arenas Mugrosa del campo Lisama. Tesis de Magíster en Ciencias. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2010.

⁷ SIU, A. L., et al. Re-engineering the well calibration procedure for a large number of high productivity wells. En SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston-Texas. USA, febrero 11-14 de 2001.

⁸ FERRER GONZALEZ, José Ch. El seguimiento a proyectos de inyección de agua (parte I). En: Petroleum. Junio, 1997, No 106, p. 33-38.

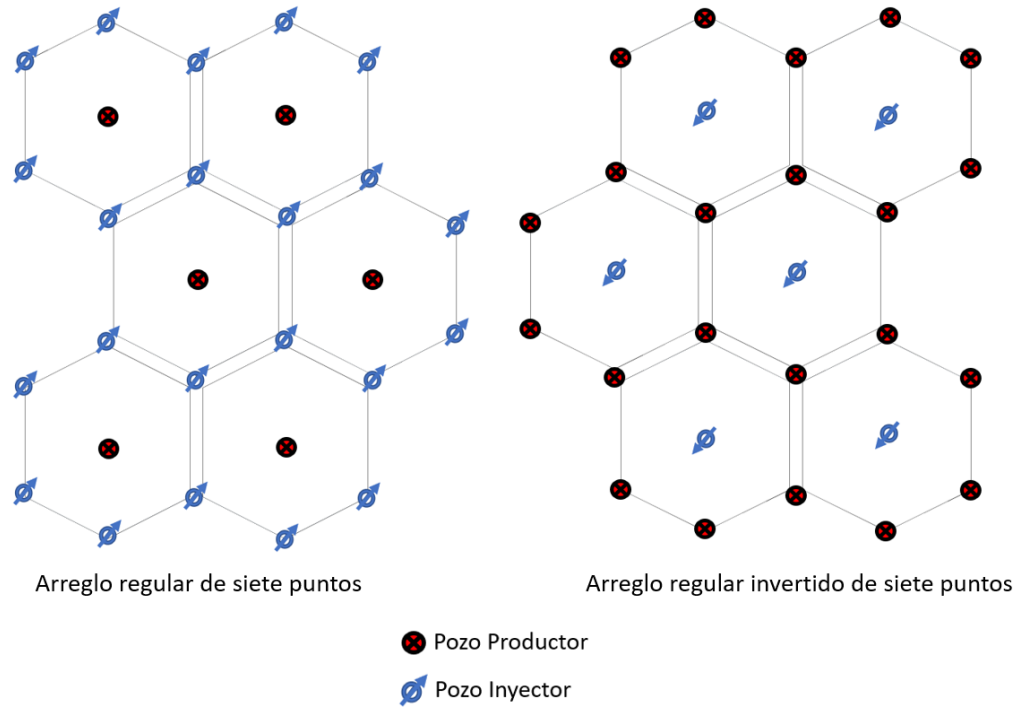
2.2 MARCO TEÓRICO-CONCEPTUAL.

2.2.1 Recuperación secundaria con inyección de agua. Es el método más utilizado en recuperación secundaria y consiste básicamente en desplazar fluidos mediante la inyección de agua en el yacimiento. Para aplicar este método es importante considerar los siguientes factores: geometría del yacimiento, propiedades de los fluidos, profundidad del yacimiento, litología y propiedades de la roca, saturación de fluidos, uniformidad del yacimiento y continuidad en el espesor, y el mecanismo de empuje primario del yacimiento⁹.

2.2.2 Tipos de arreglos de patrones. En proyectos de inyección de agua se tienen básicamente cuatro (4) tipos de arreglos, cuya selección depende de la cantidad y ubicación de pozos existentes. Los cuatro tipos de arreglos son el irregular, periféricos, regulares y basales. Dentro de la categoría de arreglos regulares se nombran teniendo en cuenta el número de puntos de inyección y drenaje según el número de pozos, por ejemplo: si se tiene un arreglo de 7 pozos (6 pozos inyectores y un pozo productor), se llama patrón de siete puntos. En el caso que se tenga un arreglo de 6 pozos productores y un pozo inyector, se denomina patrón de siete puntos invertido tal como se aprecia en la Figura 1.

⁹ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Quinta Edición. Gulf Professional Publishing, 2019. ISBN 978-0-12-813649-2

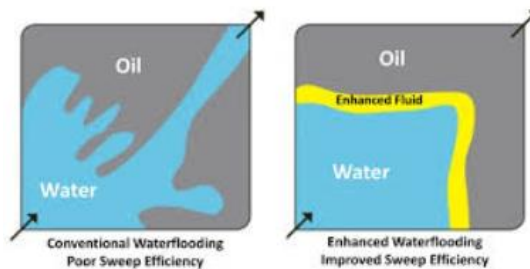
Figura 1. Definición de arreglos regulares.



Fuente: adaptado de Ahmed T., 2019, p. 921.

2.2.3 Eficiencia de desplazamiento. Es un valor que representa la cantidad de aceite desplazado por el agua dentro de la zona invadida. Está íntimamente relacionada con las propiedades de los fluidos, sus interacciones en términos de tensiones interfaciales y la curva de flujo fraccional. Un ejemplo de su efecto se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Efecto en la eficiencia de desplazamiento.

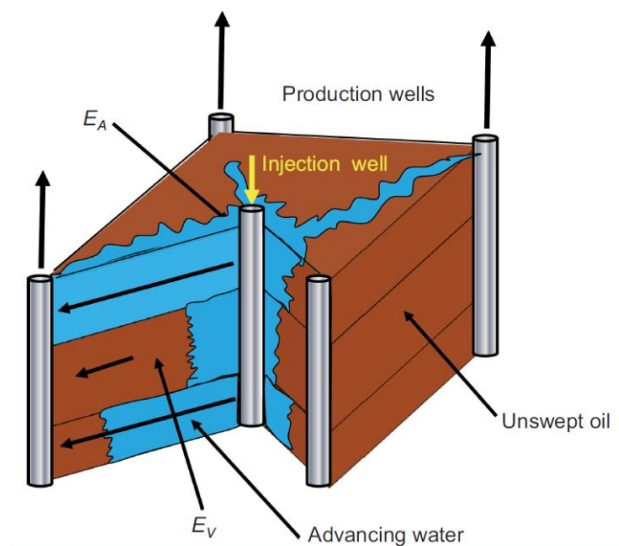


Fuente: <https://bit.ly/2knq0to>.

2.2.4 Eficiencia areal. Esta es esencialmente geométrica y determina la fracción de área del yacimiento contactada por el agua.

2.2.5 Eficiencia vertical. Es un valor esencialmente geométrico y determina la fracción de longitud vertical del yacimiento contactada por el agua¹⁰. La combinación entre eficiencia areal y vertical normalmente se le conoce como eficiencia volumétrica, ver Figura 3.

Figura 3. Efecto en la eficiencia areal (E_A) y vertical (E_V).



Fuente: <https://bit.ly/2mmNsaW>.

2.2.6 Supervisión del proceso. El enfoque principal de la supervisión es maximizar el recobro de aceite tratando de reducir la relación agua petróleo y los costos operativos. Un primer control para conseguir el objetivo es el seguimiento de los principales factores de eficiencia (eficiencia areal, eficiencia vertical y eficiencia de desplazamiento). Adicionalmente existen otras técnicas de diagnóstico que contribuyen a entender el proceso y tomar medidas ante desviaciones que puedan

¹⁰ SMITH, James T.; COBB, William M. Waterflooding. 1997.

afectar de forma negativa el proceso: mapas de burbuja, grafico Hall, X-Plot, curvas de producción y balance de patrones¹¹.

2.2.7 Pruebas de presión. Estas pruebas permiten identificar ciertos fenómenos característicos del yacimiento en donde se realizan, consisten en el análisis del comportamiento de la presión ante un tipo de perturbación en el pozo. Se tienen seis diferentes tipos de pruebas: declinación, restauración, inyección, FallOff, interferencia y DST. Con el análisis de pruebas de presión es posible determinar permeabilidad, daño de formación, longitud de fractura, presión de yacimiento, límites del yacimiento y fronteras¹².

La prueba de declinación que se usa en pozos productores consiste en dar arranque con un caudal constante a un pozo que ha sido cerrado el tiempo suficiente para alcanzar condición de estabilización y tomar medición de la presión en fondo. La prueba de restauración usada en pozos productores consiste en dar cierre a un pozo que está en producción y tomar medición de su presión en fondo. La prueba de inyección aplicada en pozos inyectoros, consiste en inyectar un fluido (normalmente agua) y medir la presión en fondo. La prueba Falloff que se usa en pozos inyectoros, consiste en cerrar la inyección en un pozo activo y medir su presión en fondo. La prueba de interferencia se usa en varios pozos con el fin de identificar conectividad y permeabilidades direccionales. La prueba DST se usa en pozos recién perforados y consiste en cierres y aperturas cortas para determinar su potencial¹³.

¹¹ AHMED. Op. cit.

¹² ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno de Pruebas de Presión. Tercera edición. Editorial Universidad Surcolombiana, 2014. ISBN 978-958-8154-81-7

¹³ Ibid.

2.2.8 IPR en pozos con inyección de agua. En este caso el influjo de fluidos desde el yacimiento es influenciado por su presión estática, la cual, por lo general permanece constante en este tipo de procesos. La saturación de agua se irá incrementando con el tiempo, haciendo que el índice de productividad cambie. Para presiones de fondo fluyente mayores o iguales a la presión de burbuja se puede asumir un IPR lineal, mientras que para presiones de fondo fluyente menores a la presión de burbuja se puede usar la ecuación de Vogel (la cual tiene en cuenta el efecto del gas)¹⁴.

2.2.9 Curvas de declinación de la producción. Ampliamente usadas para evaluar el comportamiento actual y predecir el futuro para cada pozo en particular, un grupo de pozos o todo un campo completo. Tal como se observa en la Tabla 1, se tienen tres tipos de curvas de declinación: exponencial, armónica e hiperbólica¹⁵.

Tabla 1. Tipos de curvas de declinación.

TIPO DE CURVA	b	Relación caudal-tiempo	Relación acumulado-tiempo
Exponencial	b = 0	$q_t = q_i \exp(-D_i t)$	$G_{p(t)} = \frac{(q_i - q_t)}{D_i}$
Hiperbólica	0 < b < 1	$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$G_{p(t)} = \left[\frac{q_i}{D_i(1-b)} \right] \left[1 - \left(\frac{q_t}{q_i} \right)^{1-b} \right]$
Armónica	b = 1	$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$	$G_{p(t)} = \left(\frac{q_i}{D_i} \right) \ln \left(\frac{q_i}{q_t} \right)$

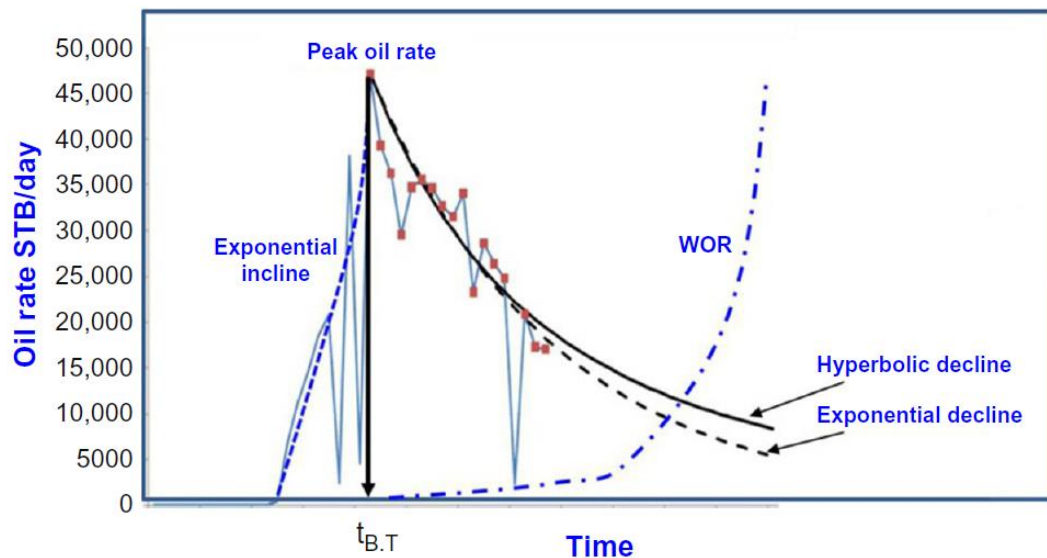
Fuente: Ahmed, 2019. p. 1078

¹⁴ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL Analysis. Segunda edición. OGCI and Petroskills Publications, 2003. ISBN 0-930972-14-7

¹⁵ NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Primera edición. Editorial Limusa, 1987. ISBN 968-18-2113-0

Para el caso de un campo con mecanismo de empuje expansión roca fluido, la curva de declinación que lo gobierna es la exponencial. Cuando el mecanismo de empuje es hidráulico, como es el caso de un proceso de inyección de agua, la curva de declinación típicamente usada es la hiperbólica, aunque puede comportarse con declinación exponencial dependiendo de los siguientes factores: tasa de inyección, eficiencia volumétrica, permeabilidades relativas y la distribución de tasas de producción (ver Figura 4).

Figura 4. Comportamiento de declinación en un proceso de inyección de agua.



Fuente: Ahmed, (2019). p. 1079

2.2.10 Simulación numérica de yacimientos. La simulación de yacimientos es una práctica que combina diferentes disciplinas como la física, matemáticas, ingeniería de yacimientos y programación. El flujo de trabajo generalizado consta de 5 pasos: plantear un objetivo de estudio, adquirir y validar toda la información

disponible del yacimiento, construir el modelo de simulación, realizar el ajuste histórico y correr casos de predicción¹⁶.

2.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO CASO DE ESTUDIO

El campo se encuentra ubicado en la cuenca de los llanos en Colombia. La formación de donde producen los pilotos de inyección de agua contiene un crudo de 8 °API, un rango de porosidad de 10%-25%, un rango de permeabilidad de 10mD-10D y un espesor promedio de 250 pies. Los pozos productores cuentan con el sistema de levantamiento artificial con bombeo electro sumergible (BES). El factor de recobro de todo el campo en la formación de interés se encuentra aproximadamente en un 5%. A continuación, en la Tabla 2 se muestra el resumen de la información PVT de la formación de interés.

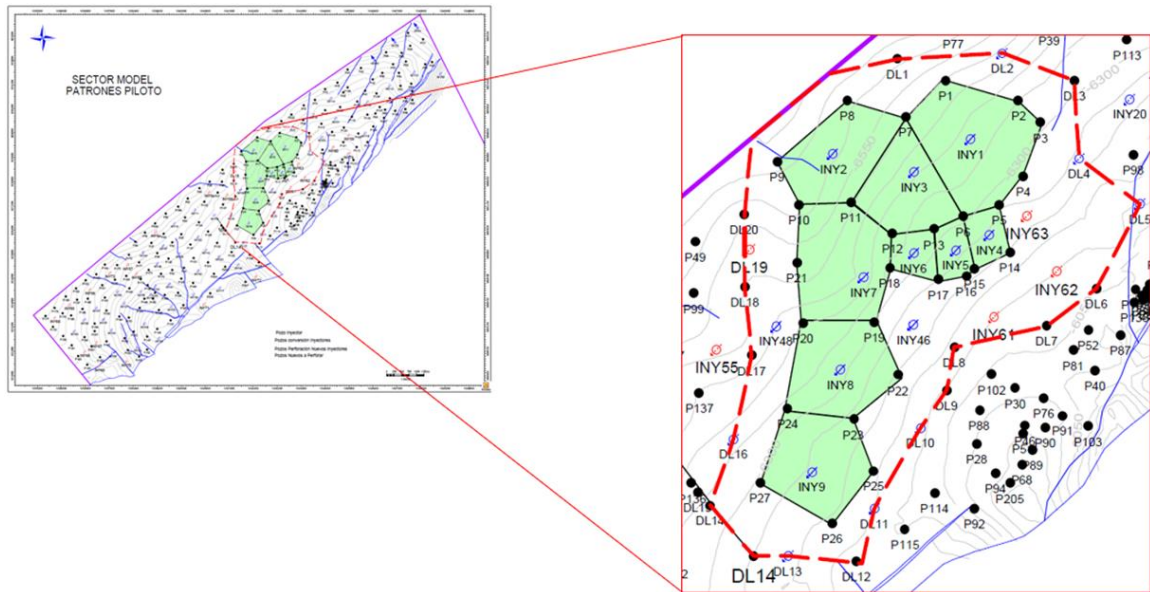
Tabla 2. Datos de PVT.

PROPIEDADES	FORMACIÓN
Presión inicial de yacimiento (psi)	3500
Temperatura de yacimiento (°F)	185-200
Viscosidad (cp.)	350-700
Bo	1.05
°API	8
Presión de Burbuja (psi)	600-1800

El grupo de patrones de inyección de agua a estudiar se encuentran ubicados en la zona central norte del campo. Son 9 patrones invertidos con 27 pozos productores y 9 pozos inyectoros. Un mapa estructural al tope de la formación de interés con la ubicación del grupo de patrones se muestra en la Figura 5.

¹⁶ ERTEKIN, Turgay; ABOU-KASSEM, Jamal H.; KING, Gregory R. Basic applied reservoir simulation. SPE textbook series. Richardson-Texas, 2001. ISBN 1-55563-089-8

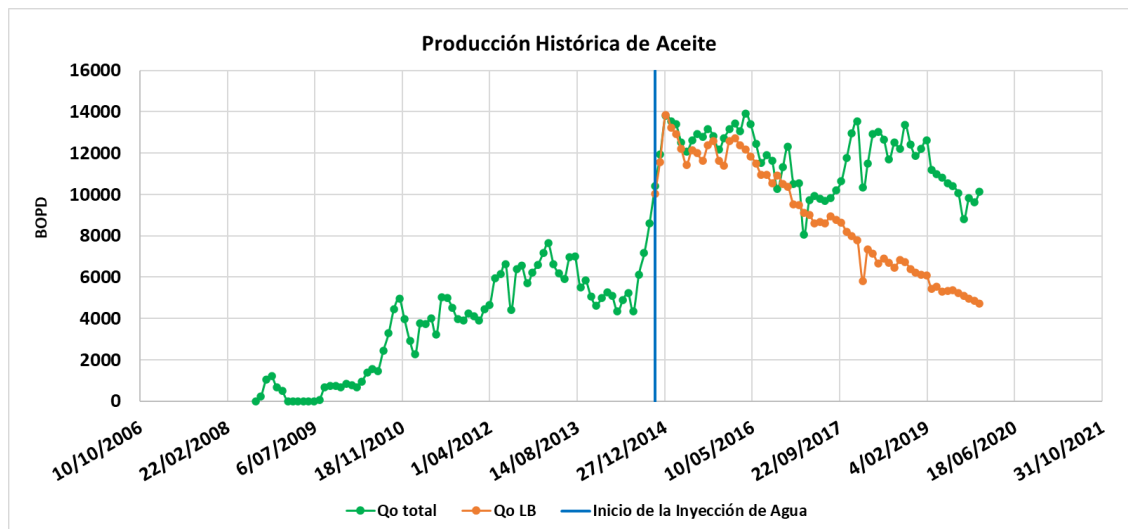
Figura 5. Mapa estructural con la ubicación de los patrones de inyección.



3. ANÁLISIS HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Este análisis se centra en los 27 pozos productores de primera línea correspondientes a los 9 patrones de inyección de agua y sus respectivos pozos inyectoros. En el sector materia de estudio se inicia la producción primaria en el mes de septiembre de 2008, luego se fue desarrollando el área con la perforación de pozos nuevos con una distribución entre pozos de 40 acres. En sus inicios el sector tenía una presión estática de 3521 psi, la cual se fue depletando hasta llegar a un valor de 2207 psi en junio de 2014, razón por la cual se decidió implementar los pilotos de inyección de agua. El pozo inyector 8 fue el primero en comenzar a inyectar desde noviembre 2014, el análisis histórico cuenta con información hasta diciembre 2019 tal como se muestra en la Figura 6, a continuación.

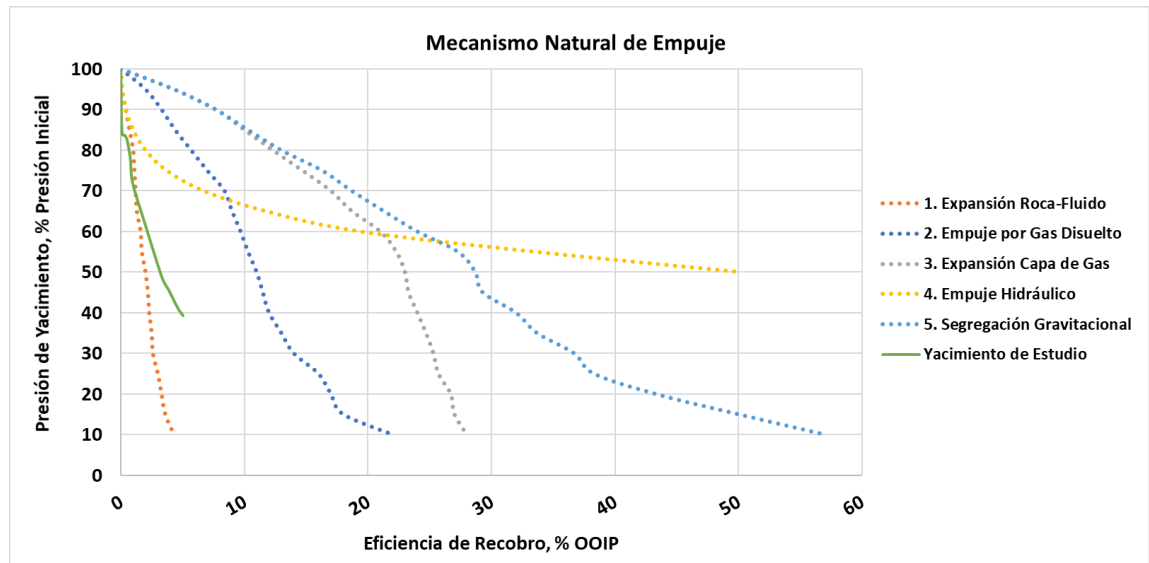
Figura 6. Producción histórica de aceite (pozos productores de primera línea).



La curva color naranja en la Figura 6, es la línea base del caudal de aceite (Qo LB) proyectada de la declinación por producción primaria y calculada por los ingenieros de yacimiento del campo para poder evaluar los pilotos. Esta línea base es consistente con el mecanismo de empuje primario presentado por la formación. En la Figura 7 se confirma, usando información de presión y producción del sector de

interés, que el mecanismo principal de empuje está asociado a una expansión roca fluido y en una menor proporción cuenta con una influencia en el empuje por gas en solución. Lo cual explica el uso de la declinación tipo exponencial, para la definición de la línea base.

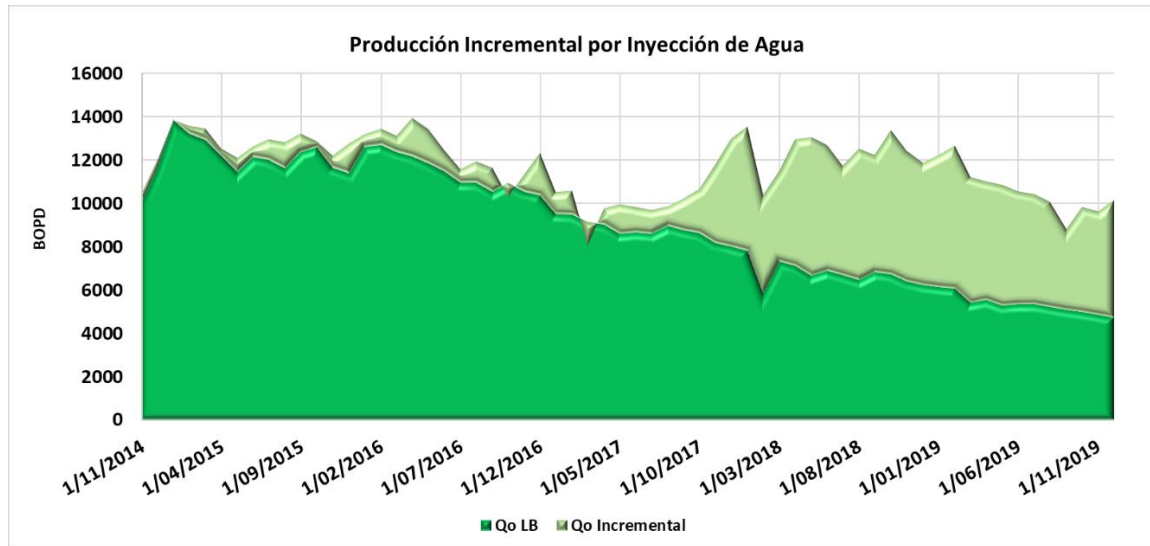
Figura 7. Mecanismo principal de empuje por expansión de roca y fluidos.



Fuente: <https://bit.ly/2C9kO4V>, modificado por el autor.

Según los resultados de los pilotos, desde noviembre 2014 hasta diciembre 2019, se consiguió una producción incremental de 5.09 millones de barriles de aceite por efecto de la inyección de agua (ver Figura 8).

Figura 8. Producción Incremental de aceite (productores de primera línea).



Claramente el piloto fue todo un éxito, pero es importante preguntarse si el resultado fue el óptimo y si es posible mejorar de alguna forma el proceso, aprendiendo de su historia.

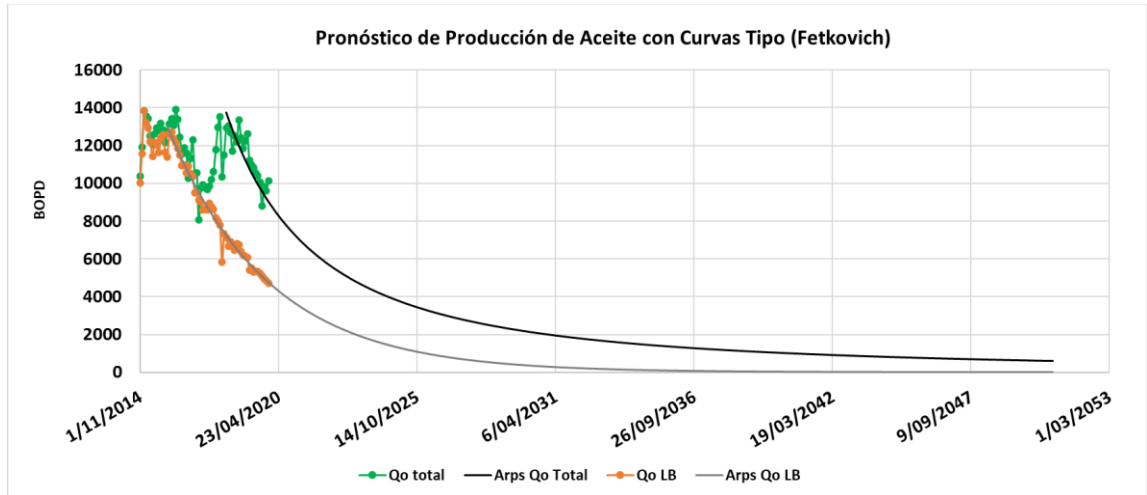
3.1 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN POR CURVAS TIPO

Basado en el análisis de curvas de declinación de ARPS y usando la metodología de curvas tipo propuesto por Fetkovich¹⁷, se determinaron las curvas tipo de declinación aplicables a los datos de producción del sector materia de estudio. Para los datos correspondientes a la línea base, se tiene una curva tipo exponencial con una declinación mensual de 2.1%. En cuanto a la producción real de aceite afectada por la inyección de agua, la curva con mejor ajuste es de tipo hiperbólica, con exponente 0.6 y una declinación mensual de 2.5%. Esto permite apreciar el efecto de la inyección de agua a futuro, de seguir con la tendencia dada por los pilotos.

¹⁷ PARIS de FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Editorial Ediciones Astro Data S. A., 2009. ISBN 978-980-12-3048-9. 517p.

Con la referencia marcada por las curvas tipo de declinación, se desea plantear una estrategia que permita superar la producción incremental dada por los pilotos. En la Figura 9, se muestra el ajuste de las curvas tipo a la data de producción de aceite.

Figura 9. Pronóstico de Producción de aceite (productores de primera línea).



Según el exponente de la ecuación matemática asociado a las curvas tipo, Fetkovich los relacionó con los diferentes mecanismos de empuje de los yacimientos tal como se muestra a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3. Mecanismos de Empuje por Curvas Tipo de declinación.

Mecanismo de Empuje	Exponente
Empuje por Gas en Solución	Cerca de 0.3
Pozos de Gas	0.4 a 0.5
Líquido una sola Fase	Cerca de 0
Yacimiento de Petróleo con Empuje Hidráulico	Cerca de 0.5

Fuente: Paris de Ferrer, 2009. p. 514

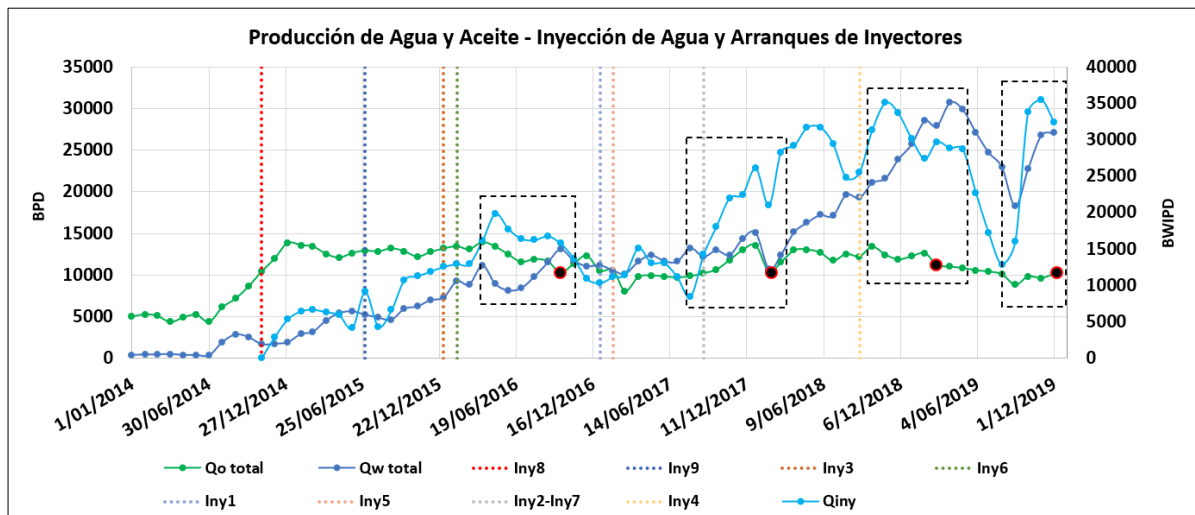
Con el análisis de la declinación aplicado a los datos de producción de aceite, se valida la influencia de un empuje hidráulico por efecto de la inyección de agua de los pilotos y se establecen unos pronósticos para evaluar la posibilidad de una optimización de la producción.

3.2 EVENTOS DE CANALIZACIÓN DE AGUA

Revisando la data de producción de los patrones, se pretende identificar eventos representativos de posible canalización de agua, para profundizar su análisis en el desarrollo de este trabajo en los próximos capítulos.

Combinando la data de producción de aceite y agua junto con los eventos de inicio de la inyección de los patrones y su tasa histórica inyectada en un análisis gráfico, se seleccionaron 4 eventos. Esto se muestra en la Figura 10, a continuación.

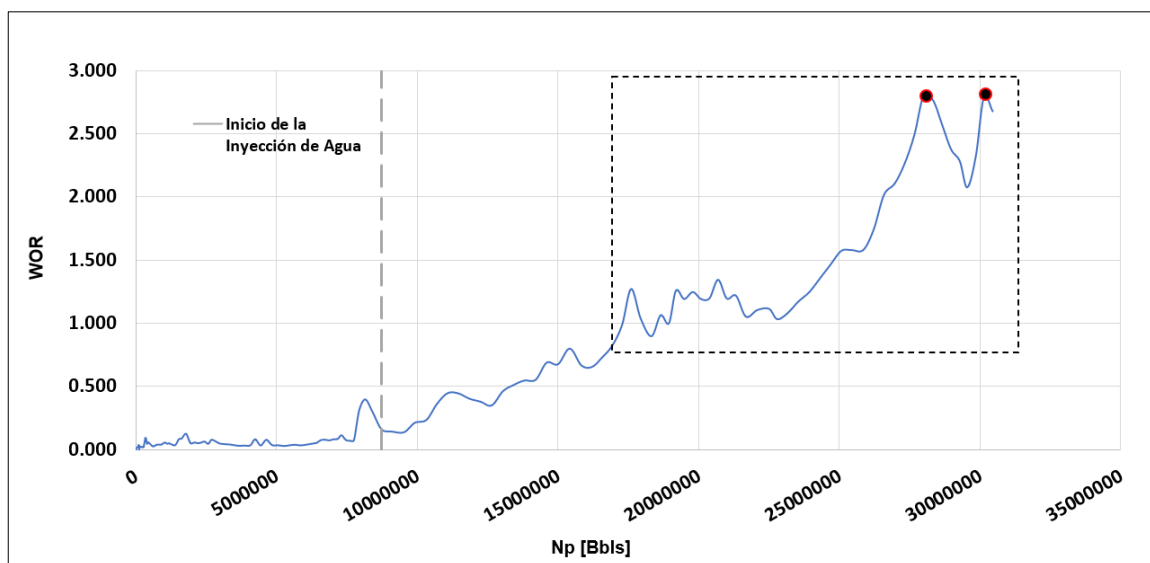
Figura 10. Selección de eventos de posible canalización (Tasas).



Para la selección de los eventos se consideró una disminución en el aporte de aceite, un incremento en el aporte de agua de producción y la tasa de inyección de agua con tendencia incremental. Esta tasa de inyección se evidencia con un desfase temporal debido a que, al inyectar, el efecto no se refleja de forma instantánea en los pozos productores. Ya que el agua inyectada tiene que desplazarse por el medio poroso hasta llegar a los pozos productores.

Adicionalmente se seleccionaron 2 eventos, analizando la curva histórica de WOR vs Np, ver Figura 11.

Figura 11. Selección de eventos de posible canalización (WOR vs Np).



En esta curva se aprecian dos picos, característicos de una alta producción de agua, que amerita su revisión a mayor profundidad.

En la Tabla 4, se resumen los eventos seleccionados como relevantes para el análisis de posibles canalizaciones de agua producto de una inyección excesiva o desbalanceada.

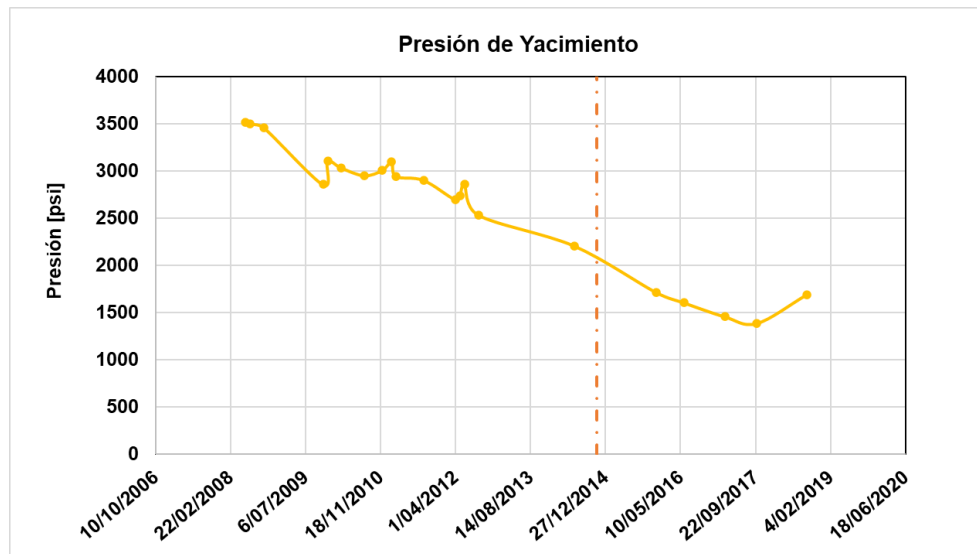
Tabla 4. Eventos de posible canalización seleccionados.

Evento	Fecha
1	Octubre 2016
2	Febrero 2018
3	Marzo 2019
4	Abril 2019
5	Noviembre 2019
6	Diciembre 2019

3.3 PRESIÓN DE YACIMIENTO

Después de un periodo entre dos y tres meses de iniciar la inyección de agua, se observa en la Figura 12 un cambio en la pendiente de agotamiento de la presión, indicio de un sostenimiento energético a raíz de la implementación de los pilotos. A finales del año 2017 se aprecia un incremento en la presión de yacimiento que amerita ser evaluado, ya que en este tipo de proyectos este factor suele ser crítico para el recobro. Es necesario buscar una presión objetivo, de tal forma que la inyección logre mantener o sostener dicho valor de presión, ya que el incrementarla de forma abrupta puede generar canalizaciones y pérdidas de producción de aceite.

Figura 12. Presión de Yacimiento del área de interés.



3.4 PRUEBAS EN POZOS PRODUCTORES (PLTs)

Se cuenta con la información de 5 PLTs tomados en fechas cercanas a los eventos seleccionados de la Tabla 4 como posibles canalizaciones de agua. En la Tabla 5 se resumen las fechas de toma de los PLTs disponibles para correlacionar en los análisis a realizar en el siguiente capítulo.

Tabla 5. PLTs disponibles y su fecha de toma o corrida.

Pozo	Fecha del PLT
P25	Enero 2018
P23	Marzo 2018
P13	Marzo 2018
P13	Febrero 2019
P18	Mayo 2019

3.5 PRUEBAS EN POZOS INYECTORES (ILTs)

Se tienen a disposición 26 ILTs medidos en fechas cercanas a los eventos seleccionados de la Tabla 4 como posibles canalizaciones de agua. La Tabla 6 resume las fechas de corrida de los ILTs disponibles para correlacionar en los análisis a realizar en el siguiente capítulo.

Tabla 6. ILTs disponibles y su fecha de toma o corrida.

Pozo	Fecha del ILT
Iny8	Octubre 2016
Iny9	Octubre 2016
Iny3	Noviembre 2016
Iny6	Noviembre 2016
Iny8	Enero 2018
Iny9	Enero 2018
Iny3	Enero 2018
Iny2	Febrero 2018
Iny4	Febrero 2018
Iny1	Marzo 2018
Iny7	Marzo 2018
Iny6	Marzo 2018
Iny9	Marzo 2019
Iny1	Marzo 2019
Iny3	Marzo 2019
Iny7	Marzo 2019
Iny2	Marzo 2019
Iny5	Marzo 2019
Iny4	Marzo 2019
Iny8	Abril 2019
Iny9	Abril 2019
Iny1	Abril 2019
Iny3	Abril 2019
Iny5	Abril 2019
Iny8	Mayo 2019
Iny4	Mayo 2019

3.6 MODELO DE SIMULACIÓN

El campo materia de estudio cuenta con un modelo estático actualizado y un modelo dinámico cotejado parcialmente. Tomando como referencia este modelo, se procedió a realizar un corte, extrayendo la zona de interés aplicando un polígono que enmarca los 9 patrones de inyección de agua, sus pozos productores de primera línea y unos pozos denominados observadores o delimitadores.

Con este corte del modelo se pretende concentrar el análisis en los resultados de los pilotos de inyección de agua, mejorando la velocidad computacional y reduciendo el tamaño en memoria para su carga.

Teniendo la zona de interés, se realizó una limpieza del modelo. Se eliminaron los pozos fuera de la zona, se validó la data de producción eliminando data no funcional o errónea y se actualizó hasta el 31 de diciembre de 2019. Se revisó pozo a pozo sus trayectorias e histórico de estados mecánicos, se modificaron algunos intervalos cañoneados dejando solo aquellos que aportaban a la formación sujeto de análisis asociada a la producción ya validada. Para los pozos productores convertidos a inyectores con historia de producción primaria, se crearon duplicados referenciados con diferentes nombres (uno para su fase como productor y otro para su fase como inyector). Se realizó la carga de la data histórica de inyección al modelo.

Se creó un pozo sintético designado como *Field* sin completamiento para cargar la historia de presión de yacimiento y poder ajustar la presión del sector. Se revisó la data de pruebas validadas de pozo, usando las presiones medidas por los sensores de las bombas electro sumergibles para calcular su equivalente en fondo BHP. Se cargaron en el modelo las BHP correspondientes a cada pozo productor.

Se generó un acuífero analítico tipo Carter Tracy muy pequeño en la frontera norte del modelo, este acuífero no tiene la fuerza para sostener la presión del yacimiento y el aporte de agua es bastante débil. En la Tabla 7 se muestran sus características.

Tabla 7. Acuífero analítico Carter Tracy.

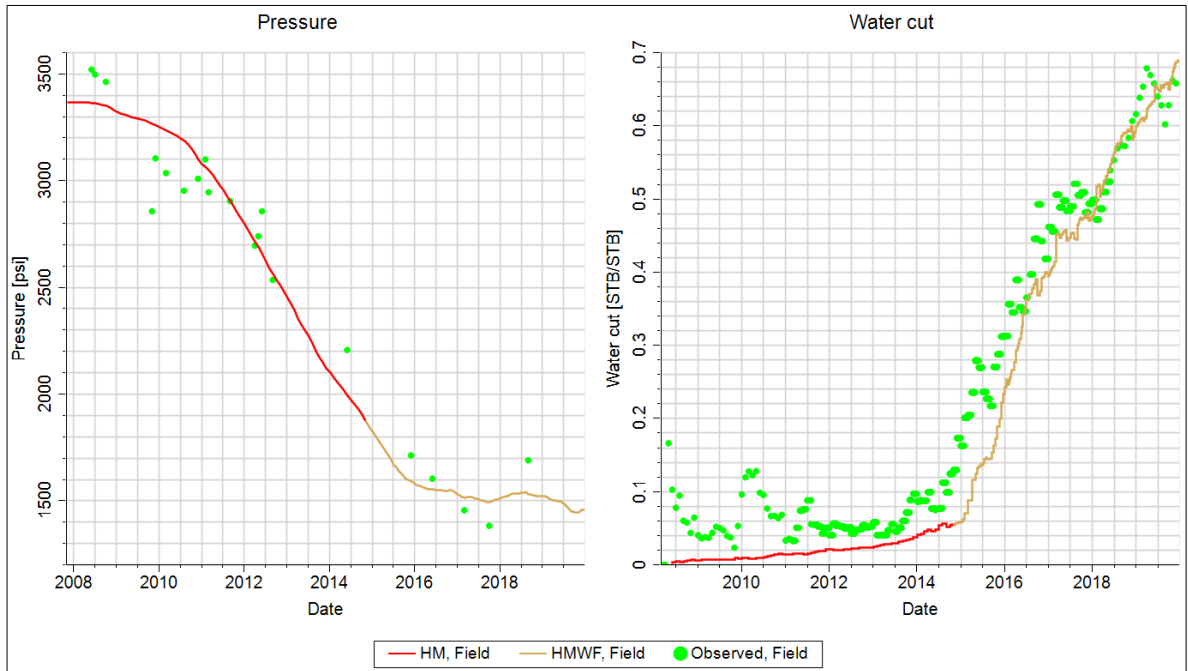
Datum	-7120 ft
Permeabilidad	5 Darcy
Porosidad	0.18
Compresibilidad total	0.00008 por cada psi
Radio externo	6000 ft
Espesor	350 ft
Angulo de influencia	300 grados
Dirección	Lateral y fondo

Para compensar la presión del yacimiento completo equivalente ajustada al sector cortado para el análisis, se usó en la definición del caso de simulación unos multiplicadores de volumen poroso en los bordes de frontera. Estos multiplicadores se variaron de forma proporcional a la región faltante del yacimiento junto con el tamaño del acuífero analítico para lograr el ajuste histórico del modelo. Finalmente, el mejor ajuste se consiguió con un factor multiplicador de 20 para la condición de frontera norte, 8 para el este y el oeste, y 26 para la frontera sur.

Para la inicialización del modelo, se usó la opción de equilibrio. La cual inicializa el modelo basado en el equilibrio hidrostático de capilaridad, mediante el cálculo de condiciones iniciales del modelo de fluidos cargado, el PVT y las propiedades petrofísicas del modelo estático.

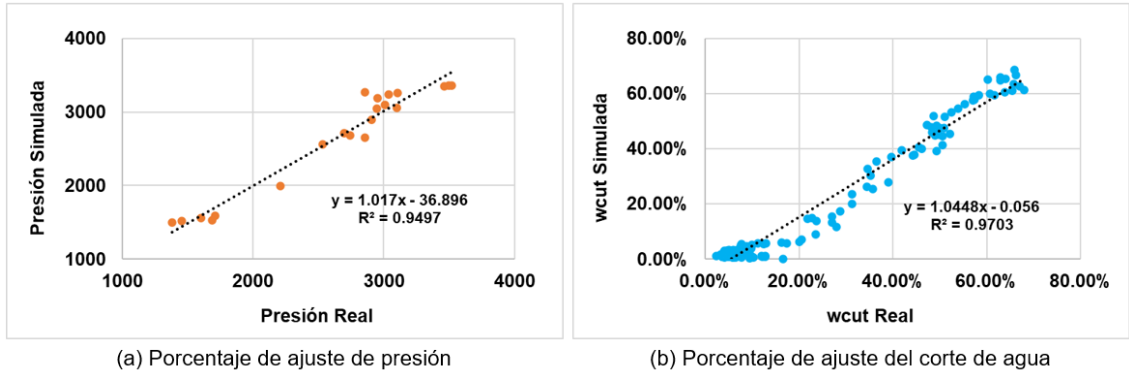
El ajuste histórico se realizó en dos etapas, la primera etapa nombrada HM corresponde a la producción primaria del sector y la segunda etapa denominada HMWF se refiere desde el inicio de inyección de agua (noviembre 2014) hasta el final de la data dura (diciembre 2019). A continuación, se muestra en la Figura 13, el resultado del cotejo histórico de la presión de yacimiento y el corte de agua.

Figura 13. Ajuste histórico (Presión y Corte de agua).



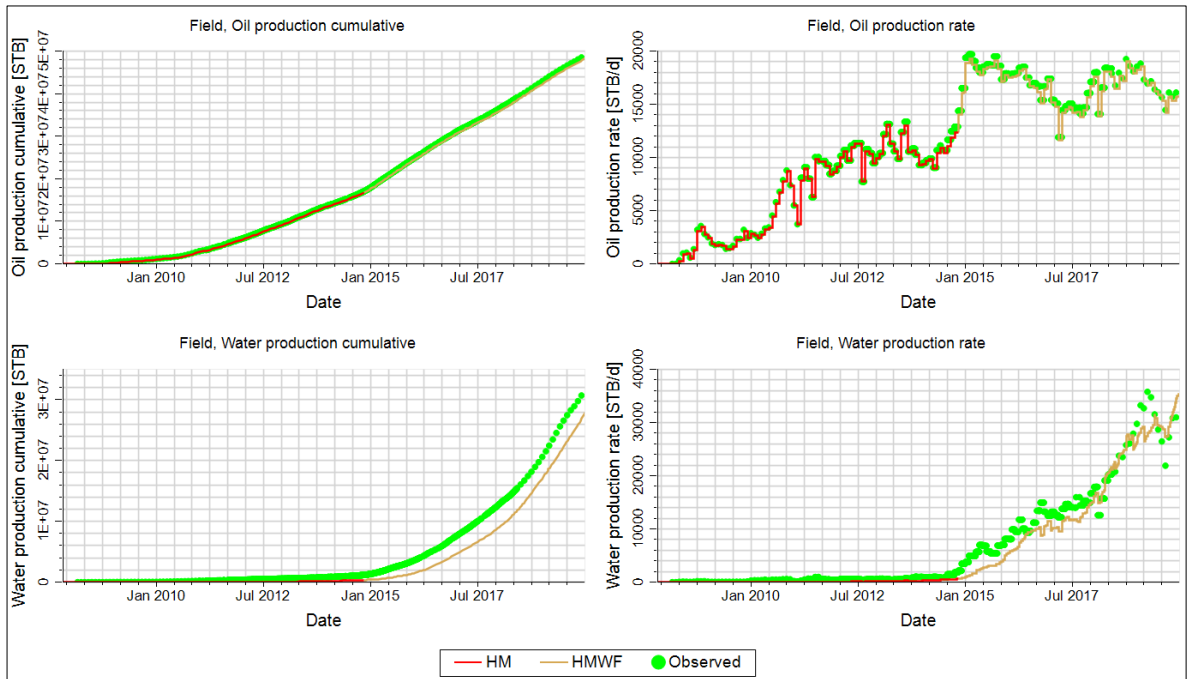
En general los modelos de simulación se consideran representativos cuando su error es menor al 10%, para el modelo usado en este trabajo el ajuste de presión cuenta con un error cuadrático medio del 6%, lo cual es bastante bueno. En cuanto al corte de agua se separó el cálculo del error en dos periodos de tiempo (uno desde el inicio del tiempo hasta marzo 2016 y el segundo desde abril de 2016 hasta diciembre 2019), para el primer periodo el error es del 65%, pero para el segundo periodo este valor se reduce al 9%. Parece un error grave en cuanto al primer periodo, pero si analizamos el porcentaje de ajuste en la tendencia mostrada en la Figura 14b, este valor está en el orden del 97% (lo cual nos da un alto grado de confianza).

Figura 14. Porcentaje de ajuste histórico (Presión y corte de agua).



La Figura 15 muestra el cotejo de aceite y agua producida respectivamente tanto acumulado como tasa en barriles por día.

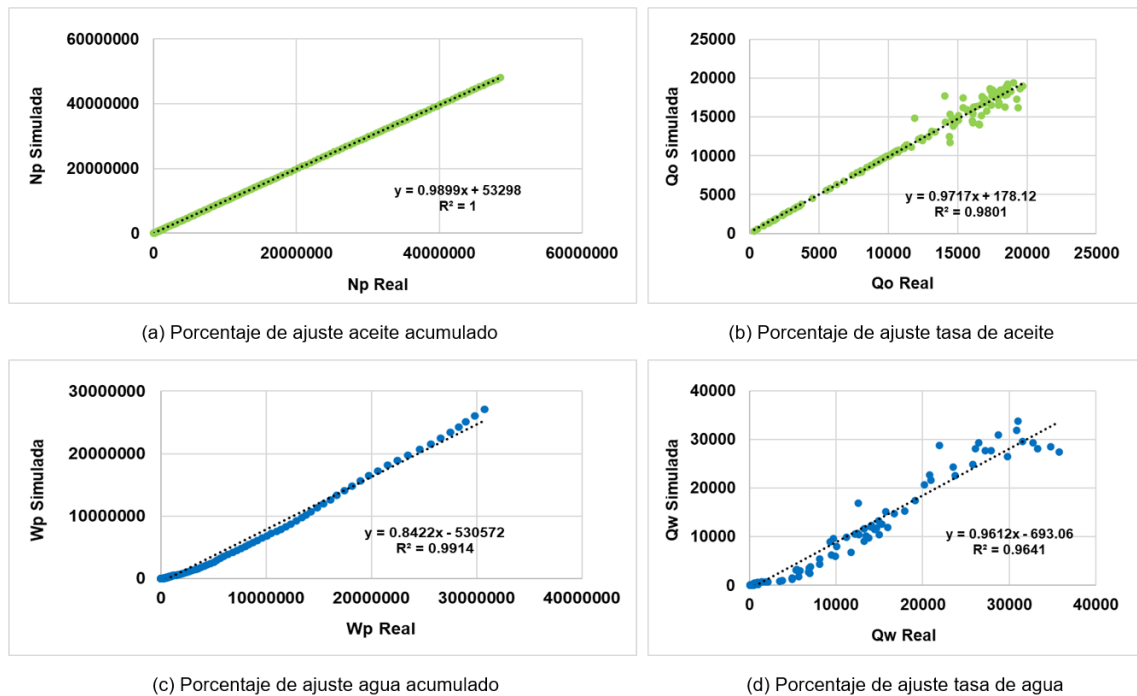
Figura 15. Ajuste histórico de Aceite y Agua producida.



Los porcentajes de error calculados para las variables de aceite acumulado (Np), tasa de aceite (Qo), agua acumulada (Wp) y tasa de agua (Qw) son 3%, 5%, 64% y 56% respectivamente. En cuanto al agua producida, se tiene una diferencia en cantidad simulada menor a la real, pero la tendencia refleja un comportamiento de ajuste del orden del 96%, aceptable para este estudio (ver Figura 16d).

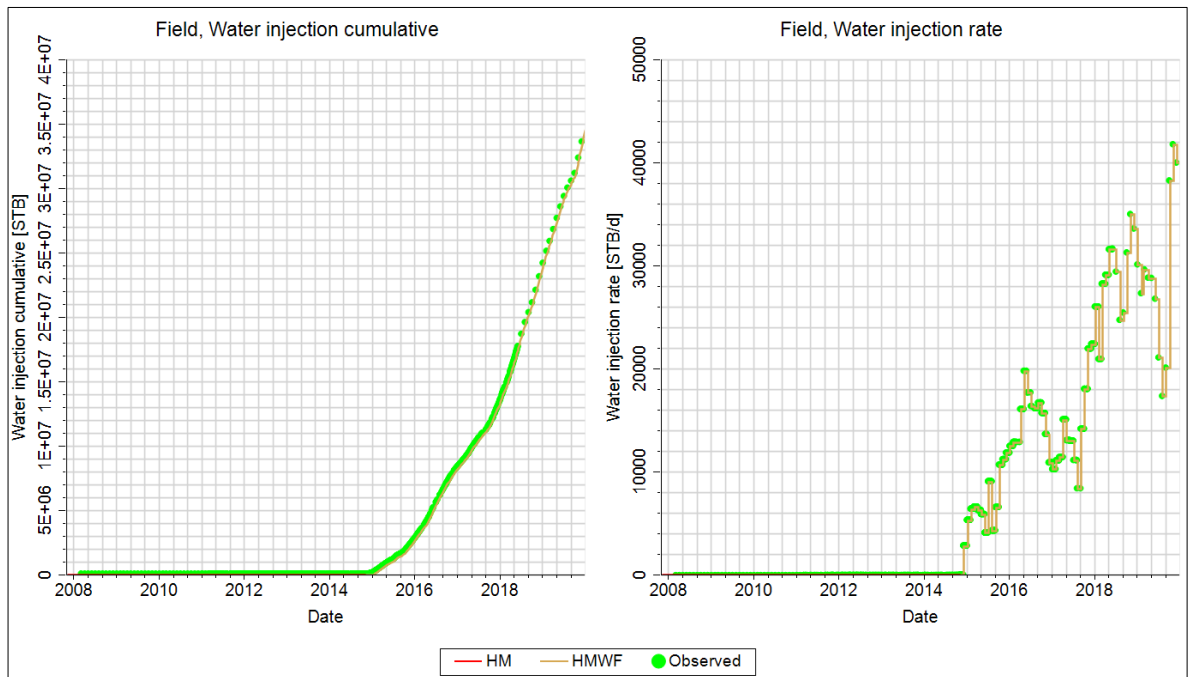
Adicionalmente es de resaltar que el error calculado puntualmente en diciembre de 2019, correspondiente al volumen de agua acumulada producida, es del 12%. Para la variable de agua producida se observa una disminución de su porcentaje de error a través del tiempo.

Figura 16. Porcentaje de ajuste histórico de Aceite y Agua producida.



Por último, se observa el ajuste de la inyección de agua en la Figura 17.

Figura 17. Ajuste histórico de Agua inyectada.



El porcentaje de error calculado para el ajuste del volumen de agua acumulada inyectada y la tasa de agua inyectada es de 4% y 5% respectivamente. Lo que evidencia un buen ajuste en la inyección de agua.

4. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

En este capítulo se analiza el comportamiento de producción de los patrones de inyección de agua. En total son 9 patrones invertidos, con 27 pozos productores de primera línea con ubicaciones irregulares, debido a que se organizaron los pilotos sobre un desarrollo primario ya establecido, que no tuvo en cuenta una futura implementación de recobro mejorado.

Para poder analizar la producción por patrones es necesario hacer una distribución de esta y revisar en más detalle los eventos de posible canalización seleccionados. Esto con el objetivo de entender mejor el desempeño del proceso en este yacimiento en particular.

4.1 DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Para distribuir la producción se aplicaron dos métodos, el primero denominado *Rate-Weighted Allocation* (el cual se basa en un balance de fluidos) y el segundo método por *Streamlines*.

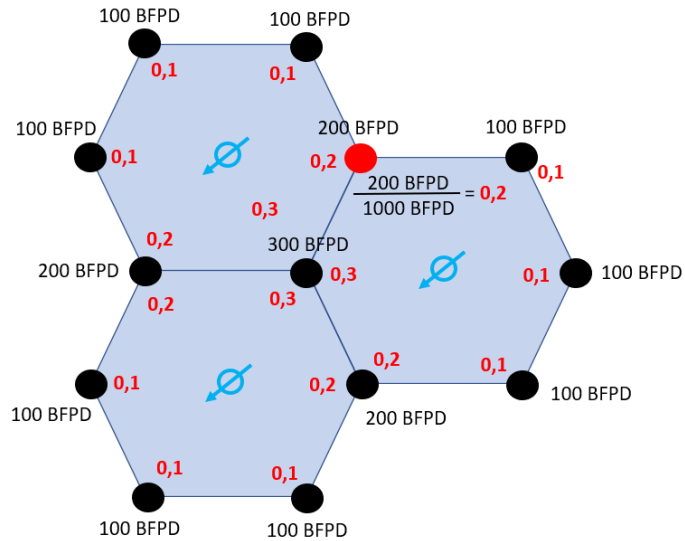
4.1.1 Método Rate-Weighted Allocation. Este método fue propuesto por Randall Koenig de la compañía Amoco Production de Houston – Texas en 1991. En un artículo donde compara su método contra una distribución por geometría, mostrando un mejor desempeño. El método consta de (3) tres sencillos pasos de cálculo mostrados a continuación:

- ❖ Distribución de la producción correspondiente a los pozos de primera línea por cada patrón. Según la ecuación número 1 y ejemplificado en la Figura 18.

$$Production Allocation_i = \frac{BFPD_i}{\sum_{i=1}^n BFPD_i} \quad (1)$$

En cada patrón sus pozos productores se cuentan de 1 hasta (n) y en la ecuación se representan con la letra (i).

Figura 18. Ejemplo de distribución de la producción.

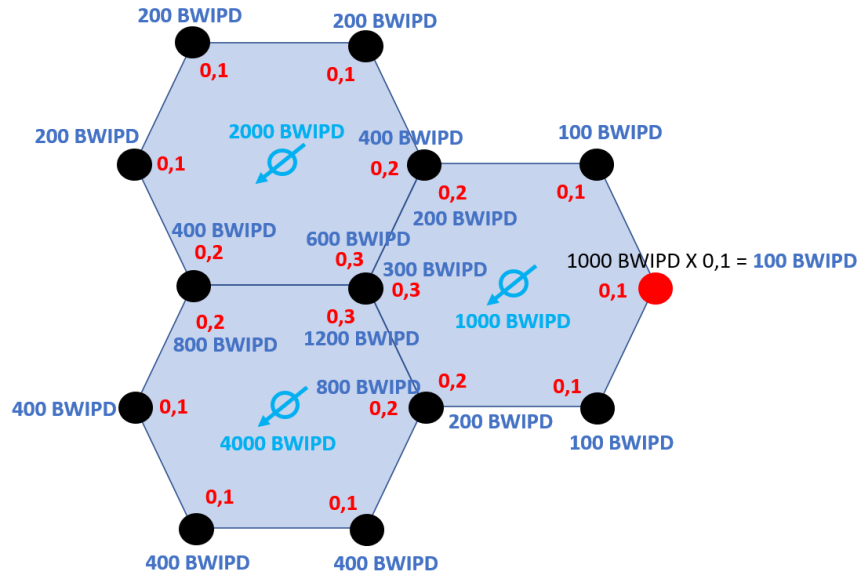


- ❖ Distribución de la inyección de forma proporcional a la distribución de la producción por patrón, es decir, la fracción de agua inyectada que le llega a cada pozo productor desde el pozo inyector por cada arreglo o patrón. Ver ecuación 2 y Figura 19.

$$Allocated Injection_{ij} = BWIPD_j \times \frac{BFPD_i}{\sum_{i=1}^n BFPD_i} \quad (2)$$

En cada patrón (j) sus pozos productores se cuentan de 1 hasta n y en la ecuación se representan con la letra (i).

Figura 19. Ejemplo de distribución de la inyección.

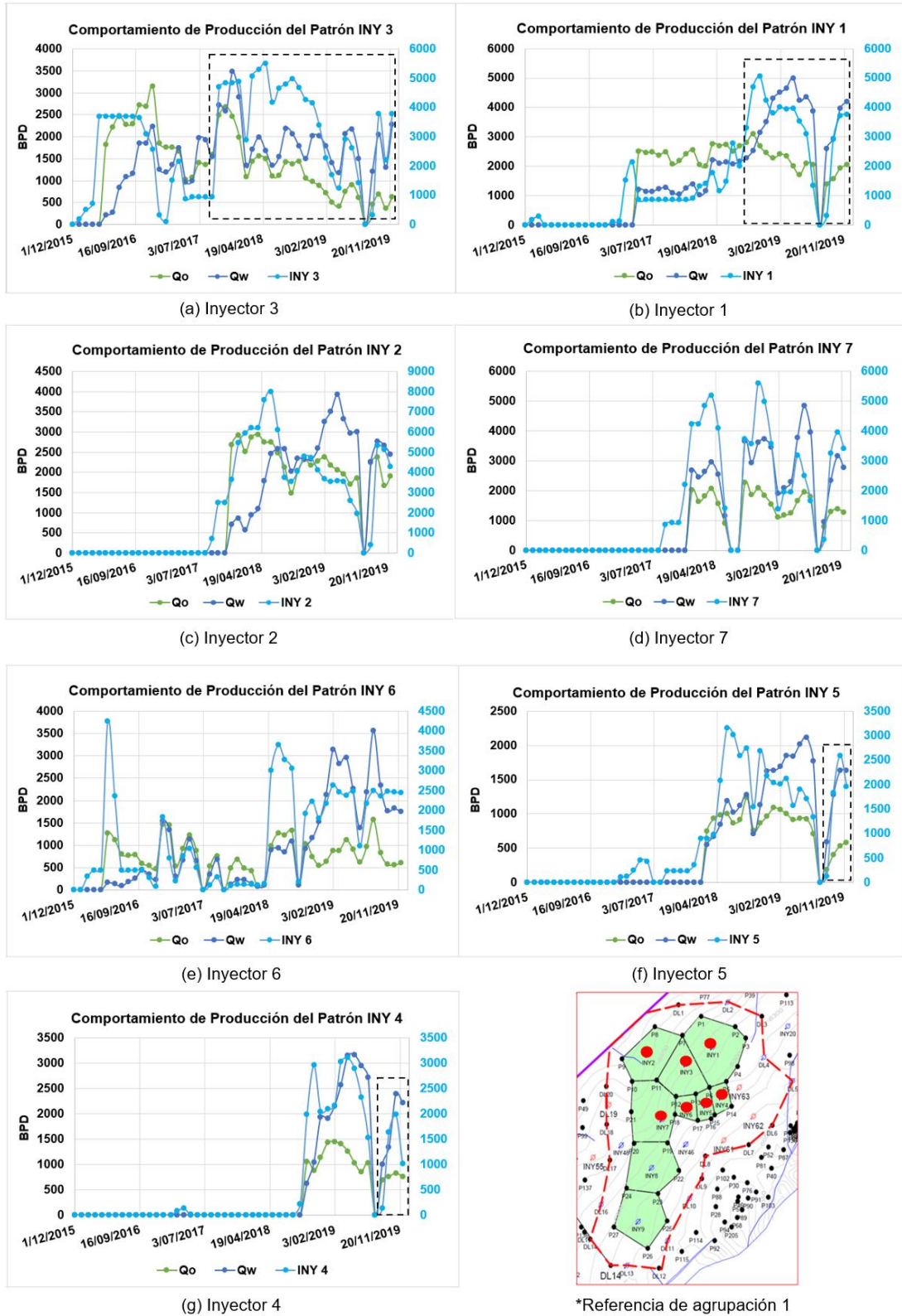


- ❖ Factor de distribución de la producción correspondiente según el arreglo o patrón de influencia, es decir, de lo que produce el pozo cuanto le corresponde a cada arreglo. Esto aplica para los pozos productores que se ven directamente afectados por dos o más pozos inyectores, como se muestra en la Figura 20 y su respectiva ecuación 3 usada para su cálculo.

$$Injection Allocation_{ij} = \frac{Allocated Injection_{ij}}{\sum_{j=1}^n Allocated Injection_{ij}} \quad (3)$$

En cada pozo productor (i) que es primera línea de (n) número de patrones, su correspondiente distribución de inyección se enumera desde (j) igual a 1 hasta (n).

Figura 21. Comportamiento de producción e inyección en 7 patrones.

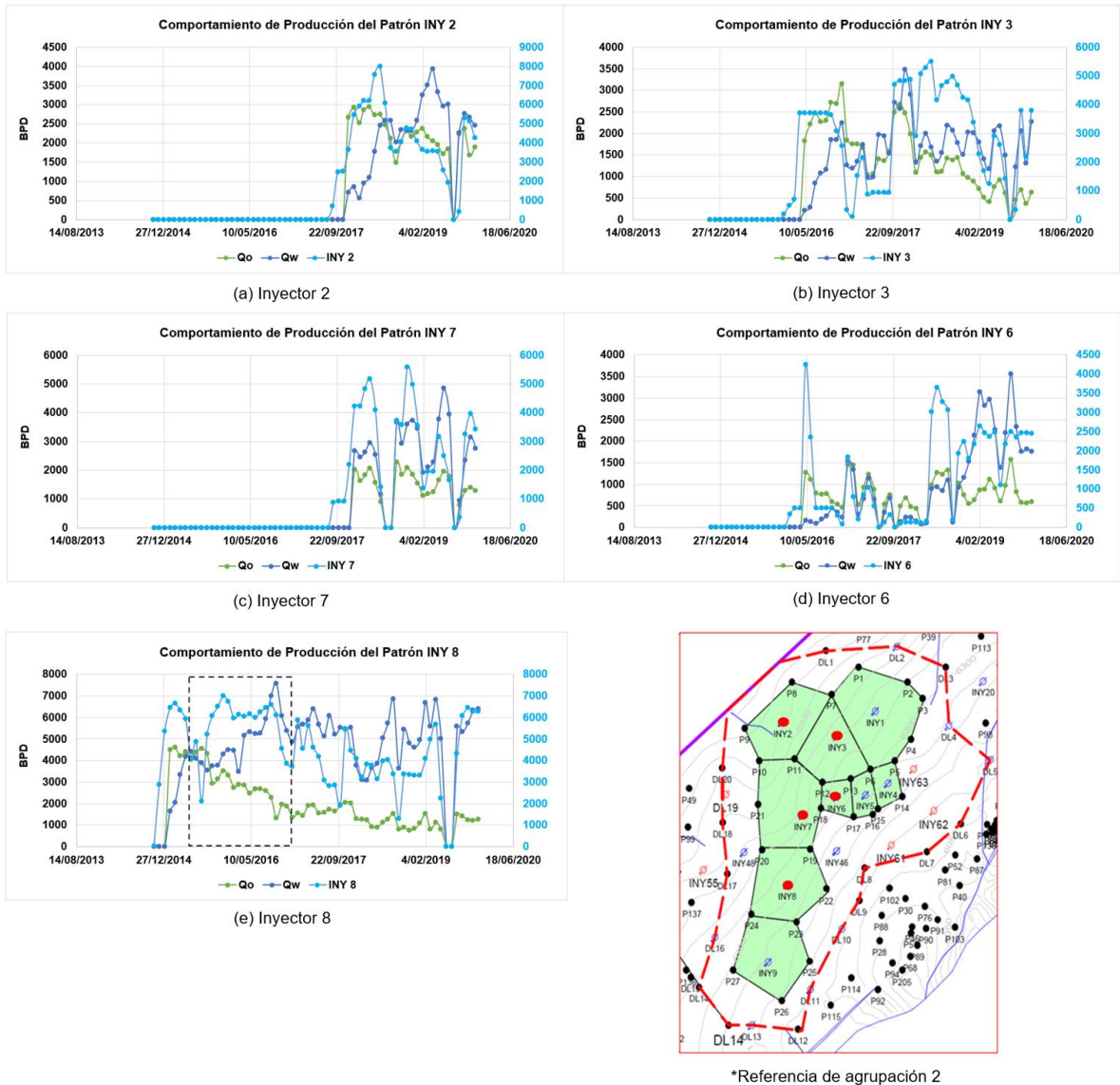


Revisando el comportamiento en cuanto a la inyección (curva azul clara), se observa mucha variación de su tasa en el tiempo. Es importante lograr una estabilización en cuanto a la tasa de inyección en un periodo de tiempo prolongado. Adicional a esa inestabilidad, se aprecia un desbalance notorio en el patrón INY 3 (Figura 21a), debido a una alta tasa de inyección en el inyector 2 (8000 bwipd) y en el inyector 3 (5500 bwipd).

Se determinan interferencias entre el INY 3 y el INY 5 (Figura 21 a y f), y el INY 2 con los INY 1 y el INY 4 (Figura 21 c, b y g).

A continuación, en la Figura 22 se visualiza el comportamiento de producción e inyección de los patrones 2, 3, 6, 7 y 8 (segunda agrupación en la zona central del área de interés).

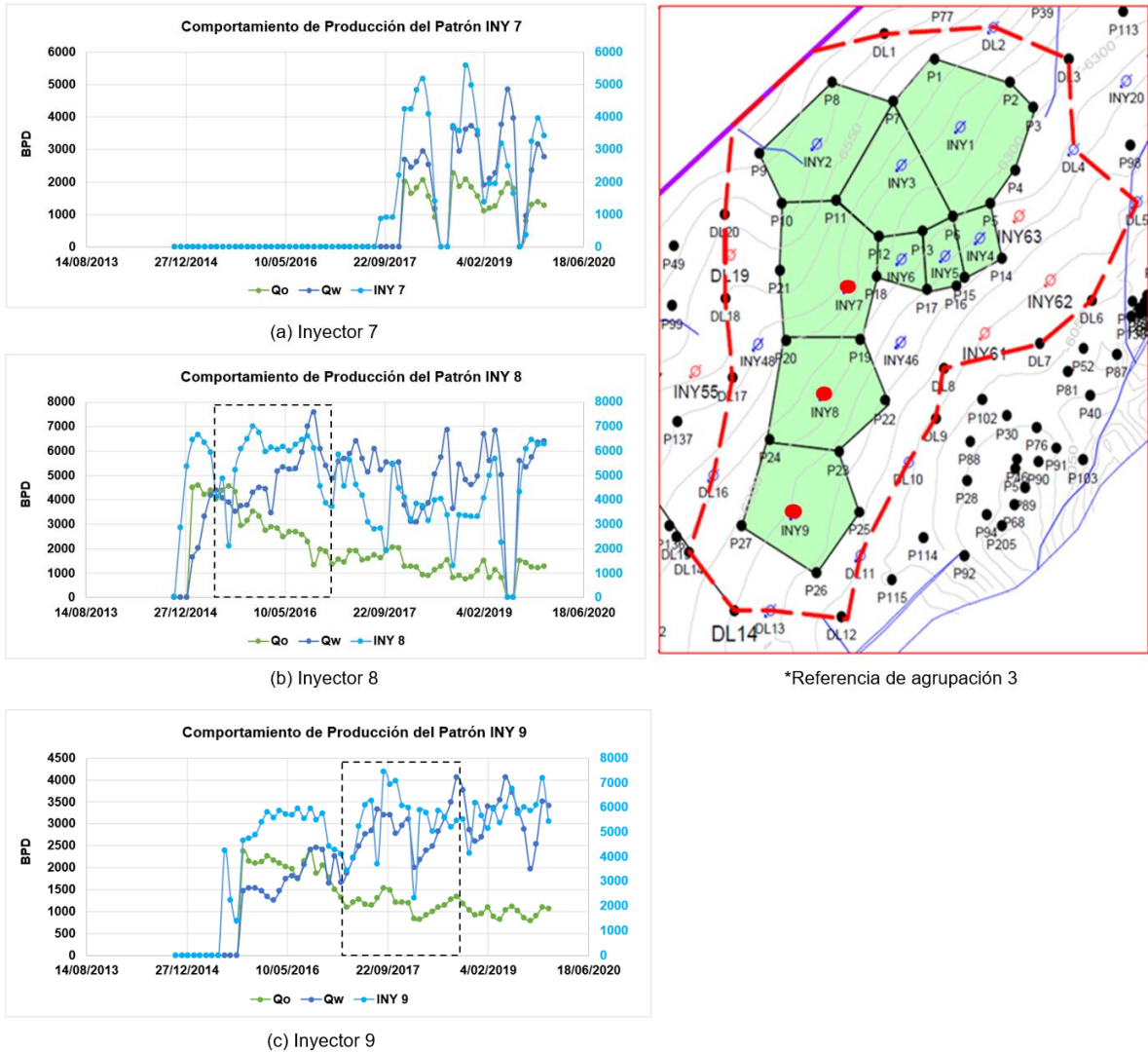
Figura 22. Comportamiento de producción e inyección en 5 patrones.



En el pozo inyector 8 (Figura 22e), se evidencia un exceso en la tasa de inyección (7000 bwipd), ver curva azul clara.

En la Figura 23, se correlaciona el comportamiento de producción e inyección distribuida en los patrones INY 7, 8 y 9 (tercera agrupación en la zona sur del área de interés).

Figura 23. Comportamiento de producción e inyección en 3 patrones.



Se logra apreciar un desbalance entre el pozo inyector 9 (Figura 23c) y el pozo inyector 8 (Figura 23b), un exceso de inyección en el INY 9 y las ya mencionadas inestabilidades en las tasas de inyección a través del tiempo. Adicionalmente analizando el cambio de corte de agua (momento en que este supera el 50%), en donde se da un cambio de fase predominante de aceite por agua, se puede concluir que ocurrió una canalización.

4.1.2 Método Streamlines. Este método se basa en líneas de flujo por donde los fluidos son transportados y calculados línea por línea, determinando su tiempo de vuelo (TOF) del inglés *Time Of Fly*. El tiempo de vuelo es calculado mediante la ecuación 4.

$$\tau = \int_0^s \frac{\phi(\delta)}{|\mu_t(\delta)|} d\delta \quad (4)$$

Normalmente los cálculos mediante esta técnica se dividen en dos partes, ya que la gravedad no está definida a lo largo de una streamline, por lo que se usan dos ecuaciones principales. La primera se basa en la ecuación de balance de materia y se define a continuación con la ecuación 5.

$$\frac{\partial s_j^c}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} = 0 \quad (5)$$

La segunda tiene en cuenta las diferencias entre fases de líquidos presentes resuelta a través de líneas de gravedad mediante la ecuación 6, a continuación.

$$\frac{\partial s_j^g}{\partial t} + \frac{1}{\phi} \nabla \cdot \vec{G}_j = 0 \quad (6)$$

En una simulación streamline, la presión se calcula sobre un mallado de simulación similar al método convencional y luego se aplican las streamlines en dirección ortogonal a los contornos de presión.

Para este trabajo se utilizó el método de streamlines, generadas a partir del caso histórico corrido mediante un modelo convencional de simulación, es decir, se realizó el ajuste histórico de un modelo de simulación convencional de inyección de agua y a partir de este se calcularon sus streamlines.

La ecuación 7 muestra como calcular el IA, de sus siglas en inglés (Injector Allocation), con las streamlines. Con este factor se distribuye el agua inyectada desde su pozo inyector hasta cada pozo productor, análogo con el factor *Allocated Injection* de la ecuación 2 del primer método usado para distribuir la producción (Rate-Weighted Allocation).

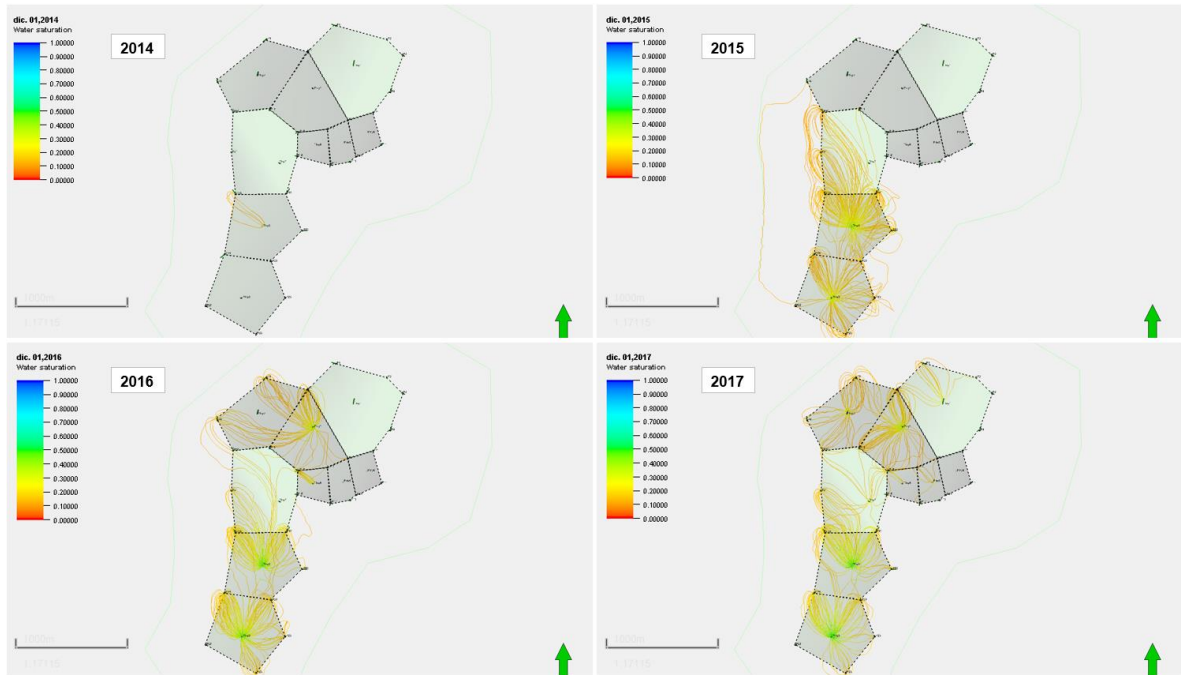
$$IA = \frac{\text{número de streamlines conectadas entre productor e inyector}}{\text{número de streamlines del inyector}} \quad (7)$$

La Figura 24 agrupa el comportamiento de los primeros 4 años de inyección de agua (2014, 2015, 2016 y 2017), en donde se fueron habilitando los pozos a inyección de forma paulatina en el tiempo por economía.

En estos primeros años las streamlines muestran un desbalance, lo cual es normal en etapas tempranas del proceso, debido a que no se tiene pleno conocimiento del comportamiento del yacimiento al alterar su mecanismo natural de empuje.

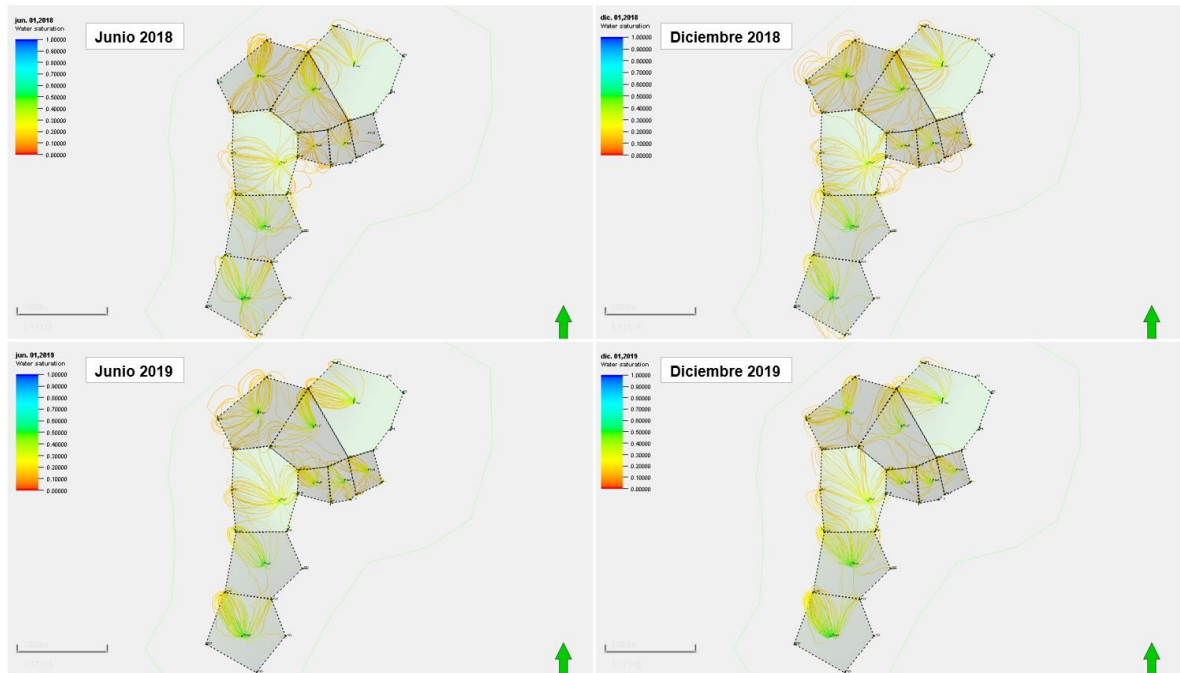
El balance entre patrones debe irse ajustando en el tiempo con data dura producto del monitoreo y seguimiento de los pilotos.

Figura 24. Streamlines primeros años de inyección.



Revisando los resultados de las streamlines, se observa una oportunidad de mejora con la búsqueda de escenarios que consigan una distribución más equilibrada. Variando tasas de inyección y caudales de extracción de los pozos productores, de tal forma que se tenga un mejor balance entre los patrones. Dicho balance deberá ser mejor al que se muestra en la Figura 25.

Figura 25. Streamlines por semestre, años 2018 y 2019.









4.2 CORRELACIONES CON EL MODELO DE SIMULACIÓN

Combinando los eventos seleccionados con los resultados de las streamlines, se seleccionarán algunas correlaciones entre pozos, sus tipos de rocas, PLT, ILT y su ajuste por simulación para su respectivo análisis.

Para referenciar los tipos de rocas en las correlaciones, estas se describen cualitativamente en la Figura 26.

Figura 26. Tipos de rocas en la formación de interés.

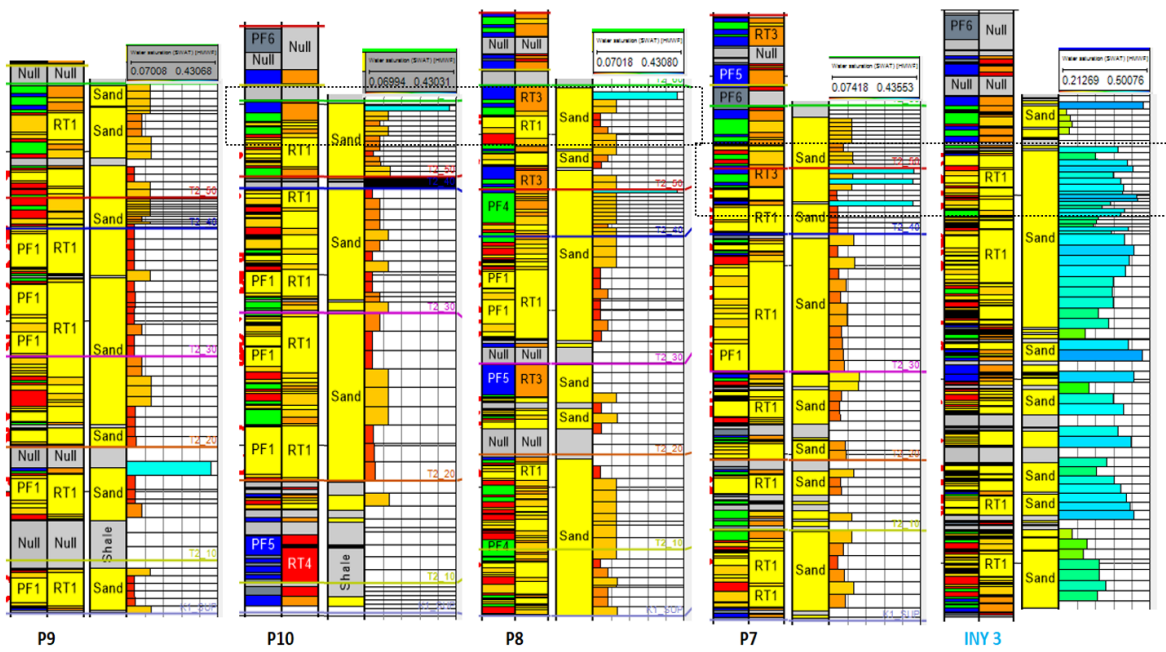
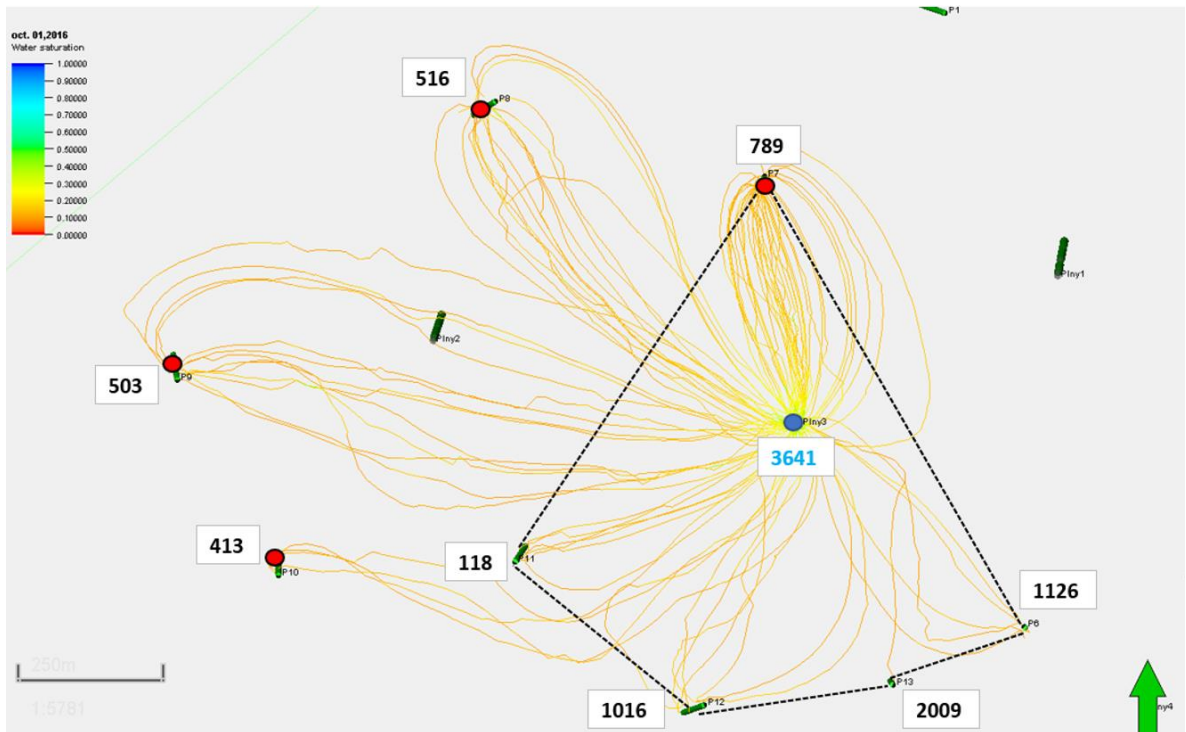
Tipo de Roca	Color	Textura	Referencia cualitativa
0			Sello
1			Muy buena
2			Buena
3			Regular
4			Mala

El primer evento de posible canalización seleccionado es octubre 2016, fecha en la cual las streamlines muestran un desbalance en los inyectores 3, 8 y 9.

Para el inyector 3 no se observa una canalización representativa, solo un pequeño canal preferencial en las arenas superiores con muy poco impacto siguiendo el flujo de las streamlines.

En la Figura 27 la correlación se organizó de izquierda a derecha desde el pozo estructuralmente más bajo hasta el más alto, en el mapa se marcaron los pozos correlacionados (pozos productores punto color rojo y pozos inyectores punto color azul) y se referenciaron sus caudales de extracción e inyección respectivamente.

Figura 27. Correlación INY 3, octubre 2016.



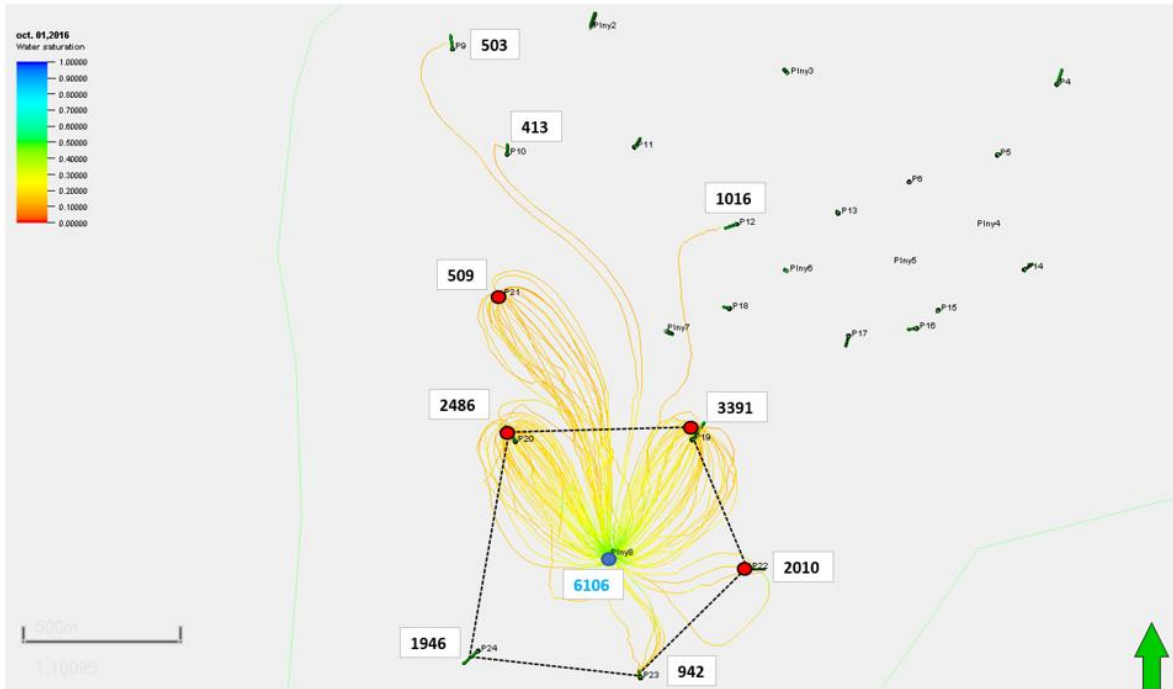
Para el pozo inyector 8, el desbalance tiene una tendencia de movimiento de fluidos hacia el noroeste del sector. En este caso comparado con el inyector 3, a pesar de que el distanciamiento entre pozos de primera línea es casi igual (en promedio 450 metros), la tasa de inyección es casi el doble y las tasas de extracción son muy elevadas.

Comparando la simulación con el ILT tomado, se valida la distribución dentro del paquete de arena, donde casi el 78% del agua inyectada se concentra en las arenas superiores.

Se observa en los pozos productores un drenaje preferencial de agua en las rocas tipo 3 tanto para la correlación del inyector 3, como para la correlación del inyector 8 (ver Figura 28).

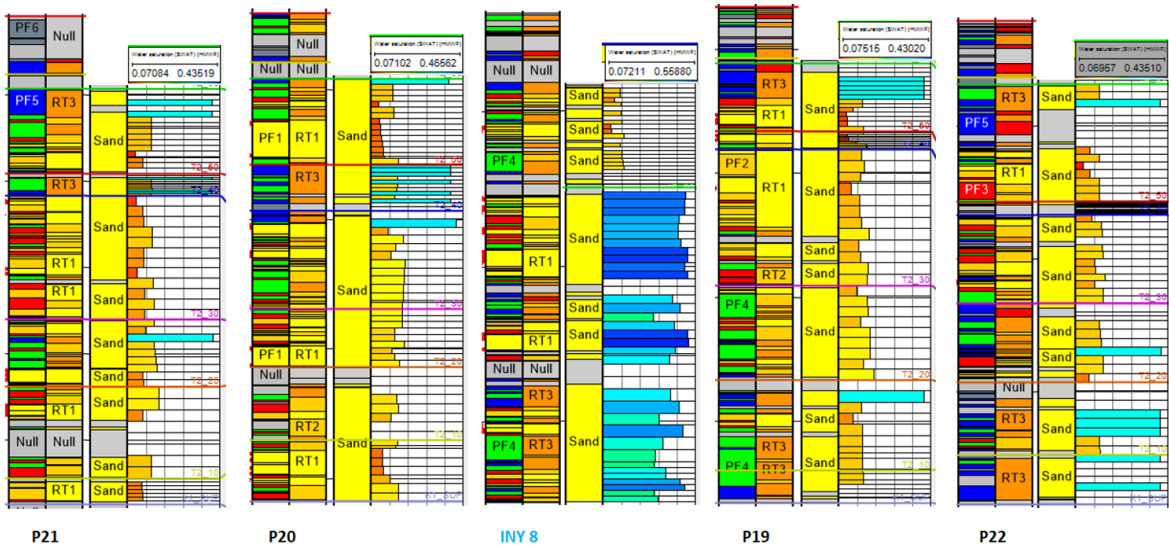
Los pozos se ordenaron de izquierda a derecha desde el pozo estructuralmente más bajo al estructuralmente más alto.

Figura 28. Correlación INY 8, octubre 2016.



ILT – Inyector 8, octubre 2016

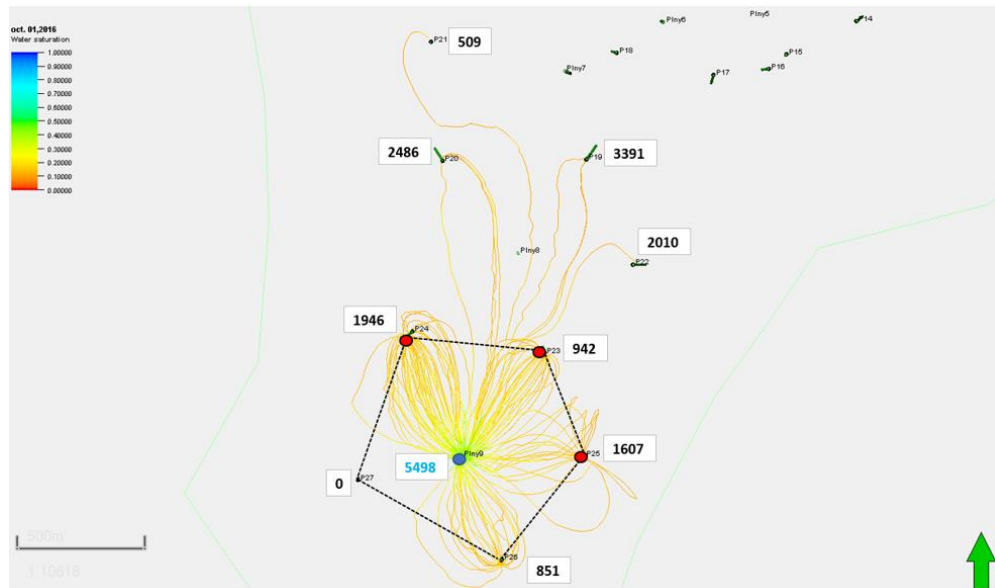
PERFORACION		MANDRIL	TEMPERATURA (F)	MILT	
Tope (ft)	Base (ft)			%	BWPD
7993.88	8003.450	M6	132.58	54.16	3642.54
8032.93	8042.500	M5	132.63	23.67	1591.61
8111.51	8121.090	M4	132.72	6.93	466.36
8150.4	8159.960	M3	132.75	8.14	547.54
8177.82	8187.360	M2	132.92	1.88	126.58
8216.43	8226.000	M1	133.24	5.22	350.86



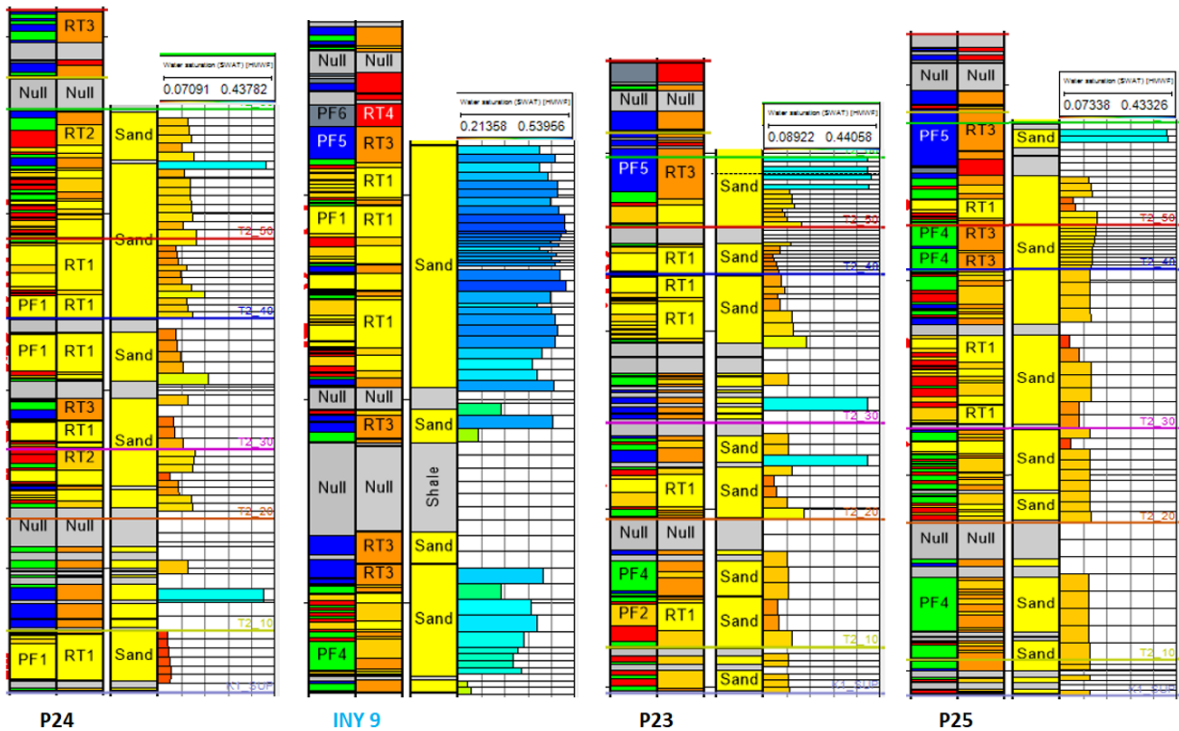
El patrón INY 9 al igual que el patrón INY 8, en su diagrama de streamlines presenta una tendencia de movimiento de fluidos en sentido noroeste del sector.

A pesar de que el pozo productor P23 no tiene una tasa de extracción tan alta comparada con sus vecinos P24 y P25, se aprecia una influencia en el drenaje hacia el norte debido a los altos caudales de los pozos de segunda línea del patrón INY 8 (los productores P19, P20 y P22) con valores de extracción de 3391 bfpd, 2486 bfpd y 2011 bfpd respectivamente. Así como se observa en la Figura 29.

Figura 29. Correlación INY 9, octubre 2016.

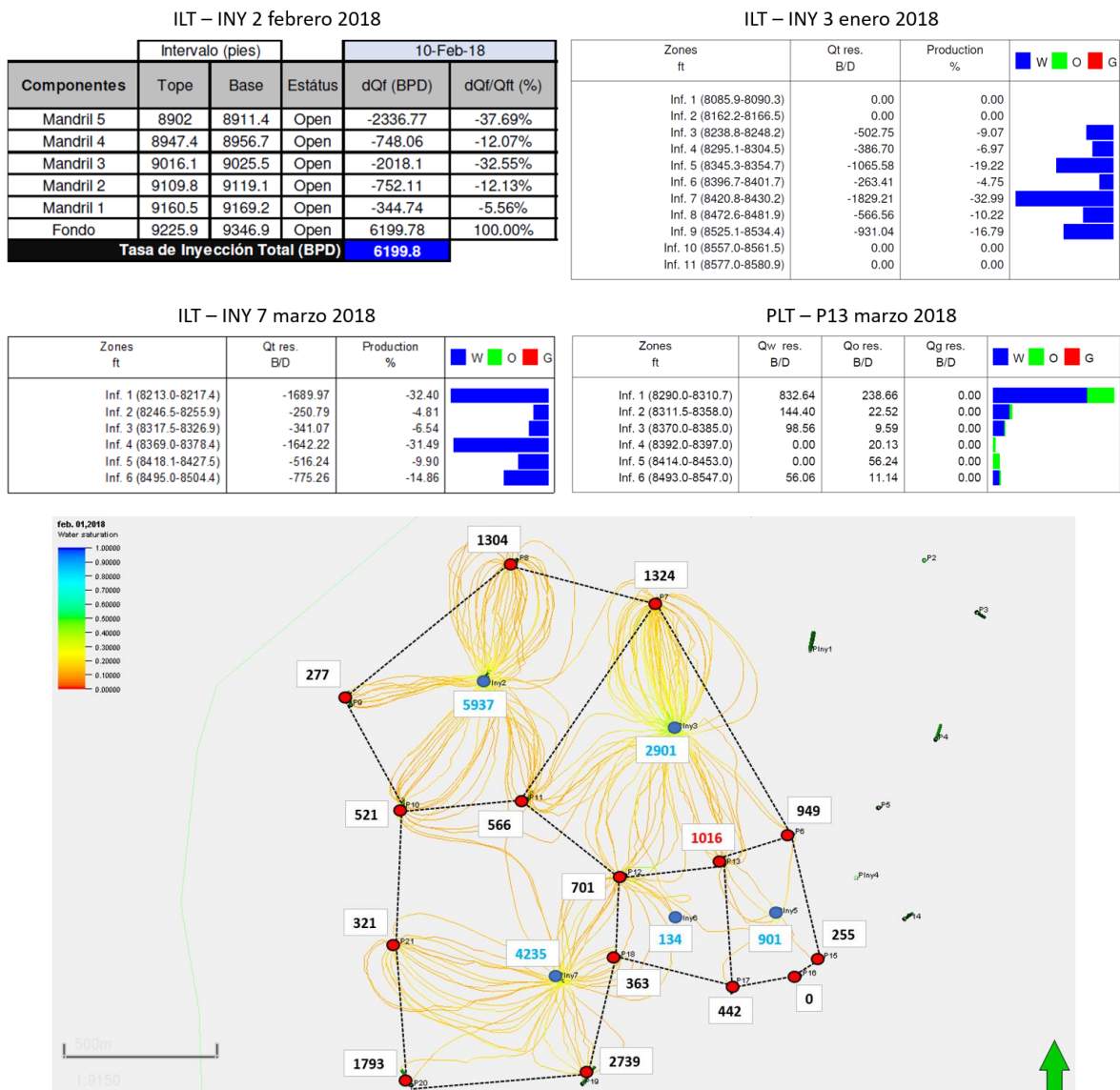


PERFORADO		PRESIÓN	TEMPERATURA	MILT	
BASE (ft)	TOPE (ft)			%	BWPD
8056	8062	2537.6	136.2	0%	0
8069	8147	2559.5	136.3	4%	249
8147	8193	2600.8	136.4	72%	4346
8205	8221	2624.8	136.8	17%	1033
8266	8335	2651.8	141.4	7%	418
8339	8343	2683.9	158.9	0%	0



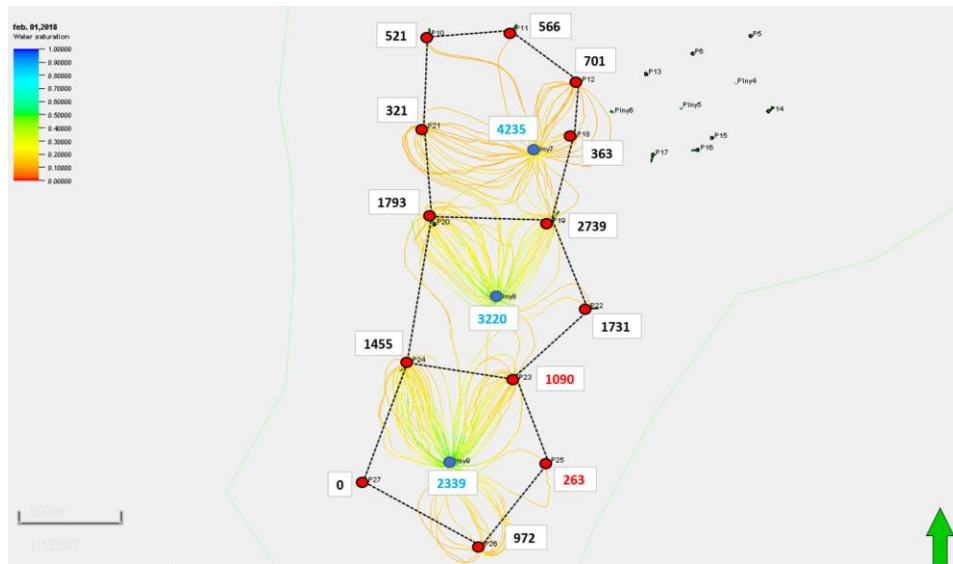
Como segundo evento, se analizó el comportamiento de los patrones de la zona norte (INY 2, 3, 5, 6 y 7). En la Figura 30 se subraya en color rojo el caudal de extracción del pozo P13, cuyo PLT muestra una canalización de agua en sus arenas superiores que al correlacionar con las streamlines y un ILT del pozo INY 7 se puede atribuir a este ultimo la irrupción de agua. Lamentablemente no se tomó ILT al inyector 5, que por la cercanía puede estar aportando algo a dicha canalización.

Figura 30. Correlación inyectores 2, 3, 5, 6 y 7 febrero 2018.



Correlacionando el comportamiento de los patrones INY 8 y 9, se determina una canalización desde el pozo inyector 9 hacia el pozo productor P23. Es de resaltar que en esta distribución (Figura 31) se observa una mejora a causa de la reducción en las tasas de inyección y algunos caudales de extracción, pero aun desbalanceados.

Figura 31. Correlación inyectores 7, 8 y 9 febrero 2018.



ILT – INY 8 enero 2018

Intervalos Abiertos	M	Topo	Base	Estátus	dOf (STBPD)	dOf/Qit (%)
7936'-8038'	6	7993.9	8003.4	Open	-165.06	-4.20%
	5	8032.9	8042.5	Open	-1043.08	-26.56%
8054'-8161'	4	8111.5	8121.1	Open	-566.61	-14.43%
	3	8150.4	8160	Open	-1375.65	-35.03%
8170'-8252'	2	8177.9	8187.4	Open	-	-
	1	8216.4	8226	Open	-	-
Caudal Total (BPD)					3927.3	

PLT – P23 marzo 2018

Zones ft	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W	O	G
Inf. 1 (8119.2-8142.0)	12.73	33.38	0.00			
Inf. 2 (8150.0-8207.0)	142.38	83.78	0.00			
Inf. 3 (8221.0-8230.0)	45.52	14.11	0.00			
Inf. 4 (8260.0-8267.0)	72.57	9.25	0.00			
Inf. 5 (8278.0-8305.0)	339.27	113.79	0.00			
Inf. 6 (8330.0-8336.0)	10.34	19.14	0.00			
Inf. 7 (8344.0-8380.0)	13.92	17.18	0.00			
Inf. 8 (8384.0-8390.0)	19.01	29.74	0.00			
Inf. 9 (8393.0-8404.0)	97.72	121.50	0.00			

ILT – INY 9 enero 2018

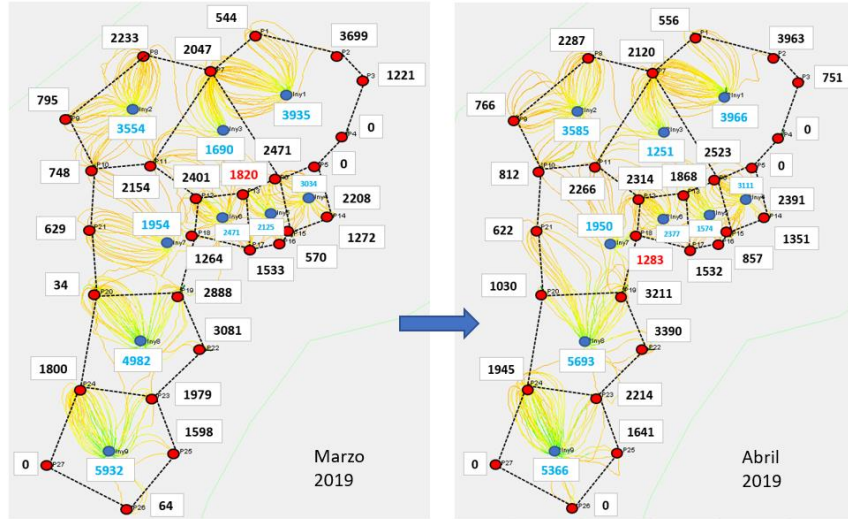
Zones ft	Qt res. B/D	Production %	W	O	G
Inf. 1 (8056.0-8062.0)	0.00	0.00			
Inf. 2 (8069.2-8103.6)	-115.26	-2.09			
Inf. 3 (8106.3-8130.3)	-179.65	-3.26			
Inf. 4 (8136.0-8159.0)	-4522.37	-82.07			
Inf. 5 (8160.4-8194.0)	-693.35	-12.58			
Inf. 6 (8205.0-8221.0)	0.00	0.00			
Inf. 7 (8266.1-8335.0)	0.00	0.00			
Inf. 8 (8339.0-8343.0)	0.00	0.00			
Inf. 9 (8855.0-8881.0)	0.00	0.00			
Inf. 10 (8886.0-8894.0)	0.00	0.00			
Inf. 11 (8898.0-8909.0)	0.00	0.00			
Inf. 12 (8914.0-8930.0)	0.00	0.00			
Inf. 13 (8940.0-8978.0)	0.00	0.00			
Inf. 14 (8982.0-9022.0)	0.00	0.00			

PLT – P25 enero 2018

Zones ft	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W	O	G
7958.3-7974.0	47.74	31.56	0.00			
7982.0-8023.0	34.86	100.96	0.00			
8030.0-8059.2	31.84	4.29	0.00			
8060.3-8090.0	19.76	59.56	0.00			
8104.0-8112.0	23.80	20.30	0.00			

Para los meses de febrero a mayo del año 2019, se evidencia canalización en los pozos P13 y P18, tal como muestra la Figura 32.

Figura 32. Correlación patrones-ILT-PLT febrero-mayo 2019.



PLT – P13 febrero 2019

Zones ft	Qt res. B/D	Production %	Production % eff.	Production % opt.	W O G
Inf. 1 (8290.0-8310.9)	1128.09	60.44	60.44	60.44	█
Inf. 2 (8311.4-8358.0)	407.89	21.85	21.85	21.85	█
Inf. 3 (8370.0-8385.0)	83.92	4.50	4.50	4.50	█
Inf. 4 (8392.0-8397.0)	0.00	0.00	0.00	0.00	█
Inf. 5 (8414.0-8453.0)	67.44	3.61	3.61	3.61	█
Inf. 6 (8493.0-8547.0)	179.20	9.60	9.60	9.60	█

ILT – INY 7 marzo 2019

Tope	Base	Estátus	dQf (BPD)	dQf/Qft (%)
8159	8162,4	Shut	0	0,00%
8220,6	8229,4	509	-441	16,2%
8269,8	8278,7	1006	-947	34,8%
8319,6	8328,5	509	-547	20,1%
8399,9	8408,8	1006	-786	28,9%

ILT – INY 5 abril 2019

Zones ft	Qt res. B/D	Production %	W O G
Inf. 1 (7929.3-7932.2)	0.00	0.00	█
Inf. 2 (8047.7-8057.2)	-797.20	-33.43	█
Inf. 3 (8174.5-8183.8)	-721.82	-30.27	█
Inf. 4 (8303.0-8312.5)	-865.75	-36.30	█
Inf. 5 (8369.5-8372.1)	0.00	0.00	█

ILT – INY 5 marzo 2019

Tope	Base	Estátus	dQf (BPD)	dQf/Qft (%)
7929,3	7932,2	Shut	0	0,00%
8047,6	8057,2	1220	-1046	46,74%
8174,2	8183,8	1006	-656	29,31%
8302,9	8312,5	1220	-536	23,95%

PLT – P18 mayo 2019

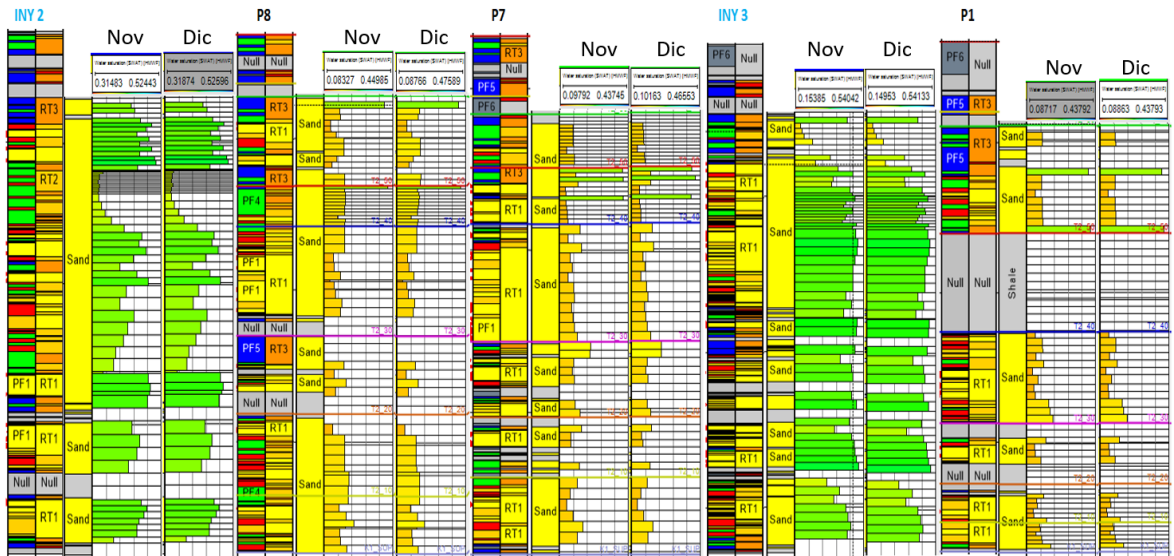
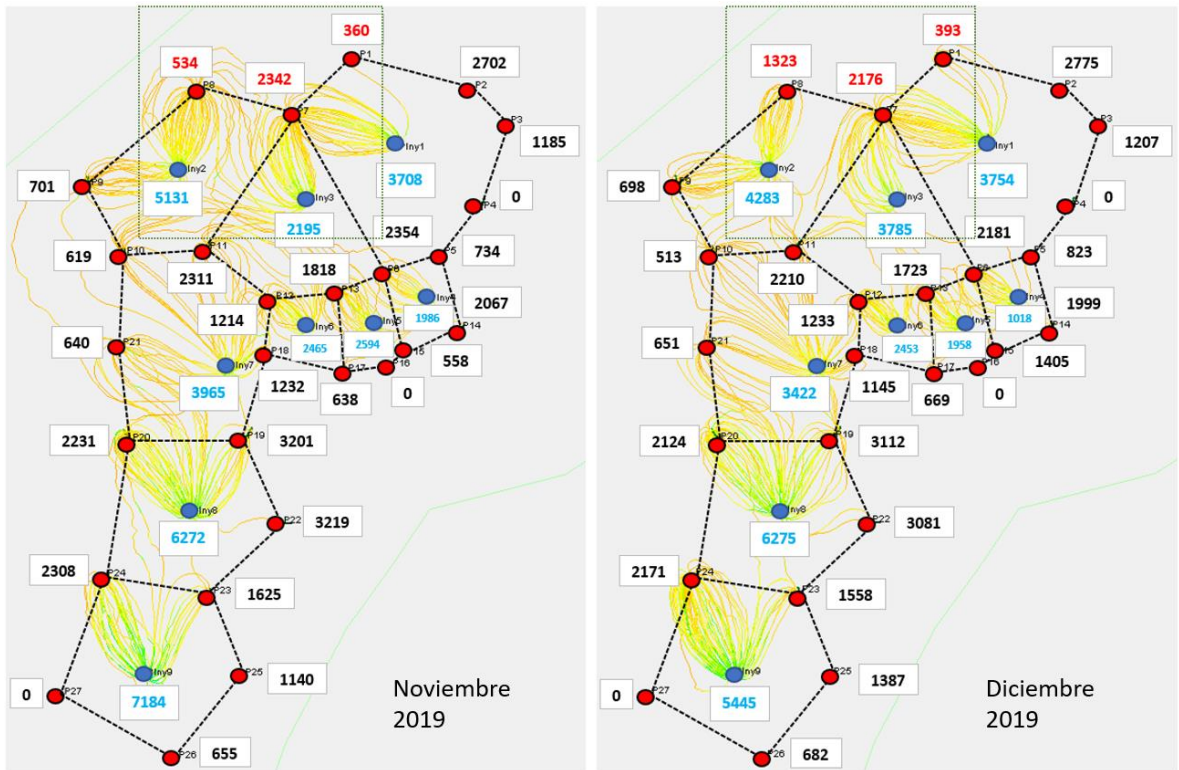
Zones ft	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
Inf. 1 (8512.0-8564.0)	57.80	6.02	10.82	█
Inf. 2 (8581.0-8625.0)	204.51	8.92	15.86	█
Inf. 3 (8645.0-8710.0)	125.96	0.00	0.00	█
Inf. 4 (8729.0-8734.0)	21.49	0.00	0.00	█
Inf. 5 (8768.0-8785.0)	261.39	143.24	195.93	█

En la tabla de eventos de posible canalización se seleccionaron los dos últimos meses de historia (noviembre y diciembre 2019), para estas fechas no se cuenta con información de ILT y PLT, por lo que el análisis se centrara en sus streamlines correlacionadas con tasas y algunos registros de simulación.

En la Figura 33 se observa un cambio en la tendencia de las streamlines de diciembre 2019 respecto a noviembre, debido a cambios en las tasas de inyección y extracción focalizando el análisis en los patrones INY 2 – INY 3.

Respecto al comportamiento de la saturación de agua a nivel pozo mostrado por los registros de simulación, no se observa gran diferencia debido al corto intervalo de tiempo.

Figura 33. Correlación patrones INY 2–INY 3 noviembre-diciembre 2019.



Con esta información se diseñarán diferentes estrategias combinando tasas de extracción e inyección, de tal forma que, el simulador muestre a través de la generación de streamlines escenarios con una mejor distribución de la inyección.

Producto del análisis se identificaron algunas restricciones en los caudales de inyección de los pozos INY 2, INY 3, INY 8 e INY 9 con valores de 8000 bwipd, 5500 bwipd, 7000 bwipd y 7000 bwipd respectivamente.

En cuanto a los caudales de extracción se pudo observar que valores mayores a 3000 bfpd generan canalizaciones, por lo cual se consideran como tasas altas de extracción y se tendrán en cuenta como restricción en las sensibilidades.

5. SENSIBILIDADES (TASA DE INYECCIÓN-CAUDAL DE EXTRACCIÓN)

Un balance ideal de los patrones por definición es aquel que sigue la ecuación 8, distribuyendo de forma igualitaria el IA para las streamlines generadas.

$$IA = \frac{100\%}{\text{número de Productores asociados al patrón}} \quad (8)$$

Con las sensibilidades de simulación se busca un mejor balance según el comportamiento de las streamlines en el mapa a medida que se hacen las variaciones de caudal de inyección y extracción. Para un balance inicial se considera el tamaño del patrón y su posición estratigráfica con el fin de definir unos rangos de inyección de agua. Para los caudales de extracción se tuvo en cuenta la distancia entre producto-inyector, su posición estratigráfica y las tasas de sus pozos vecinos.

Adicional a estas consideraciones se debe tener en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, tanto vertical como horizontal. Las variaciones en la viscosidad del crudo, que particularmente para este caso de estudio cambia de forma areal y vertical. La historia de producción de forma errática impacta la eficiencia del proceso, altas presiones en cercanías de canalizaciones de agua fuerzan a que el crudo ingrese a dicho canal¹⁸.

En los procesos de inyección de agua usados como recobro mejorado, al inicio del proceso (antes del punto de irrupción del agua o *breakthrough*), las tasas de producción son directamente proporcionales a las tasas de inyección de agua. Indicando que el movimiento de los fluidos es dominado por las fuerzas viscosas

¹⁸ MILLER, K. A. State of the Art of Western Canadian Heavy Oil Water Flood Technology. En SPE 6th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Junio 7-9, 2005.

presentes en el yacimiento durante este periodo de tiempo, después del punto de irrupción del agua se altera el dominio de fuerza por las fuerzas capilares¹⁹.

Es importante tener en cuenta que después del punto de irrupción de agua la tasa de inyección de agua es inversamente proporcional al recobro, es decir, que la eficiencia del proceso se reduce a medida que se incrementa el caudal de inyección²⁰.

5.1 PRONÓSTICO CASO BASE

Para tener un punto de comparación se definió el pronóstico caso base de simulación, con las condiciones de inyección y extracción a diciembre de 2019 (según su data histórica de producción). Dichas condiciones se muestran en la Tabla 8 a continuación.

Tabla 8. Parámetros Caso Base.

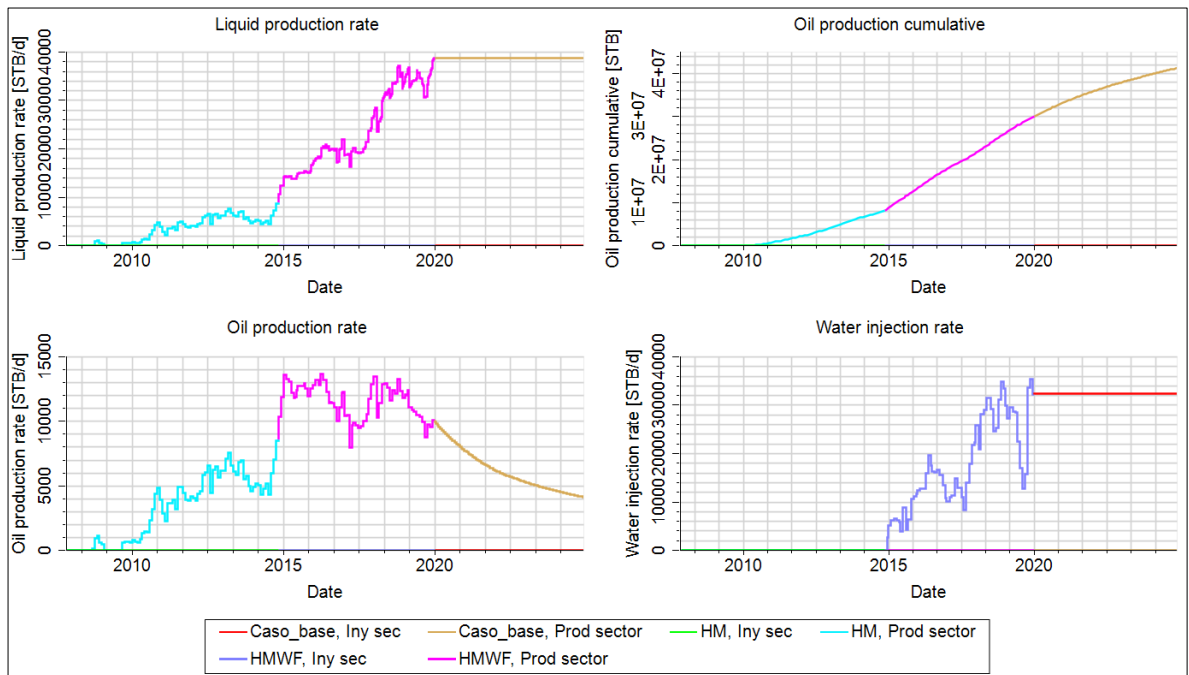
Inyector	Tasa Inyección [BWPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]
Iny 1	3752	P1	752	P10	706	P19	1965
Iny 2	4310	P2	3044	P11	676	P20	2832
Iny 3	3734	P3	2886	P12	2605	P21	1435
Iny 4	1049	P4	0	P13	2258	P22	419
Iny 5	1978	P5	645	P14	610	P23	1341
Iny 6	2453	P6	1269	P15	518	P24	3827
Iny 7	3439	P7	4327	P16	0	P25	791
Iny 8	6275	P8	3060	P17	331	P26	820
Iny 9	5501	P9	1253	P18	519	P27	0

¹⁹ MAI, A. and KANTZAS, A. Mechanisms of Heavy Oil Recovery by Low Rate Waterflooding. En SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference, Calgary, Alberta, Canada, Junio 17-19, 2008.

²⁰ MAI, A. and KANTZAS, A. Improved Heavy Oil Recovery by Low Rate Waterflooding. En SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, Octubre 20-23, 2008.

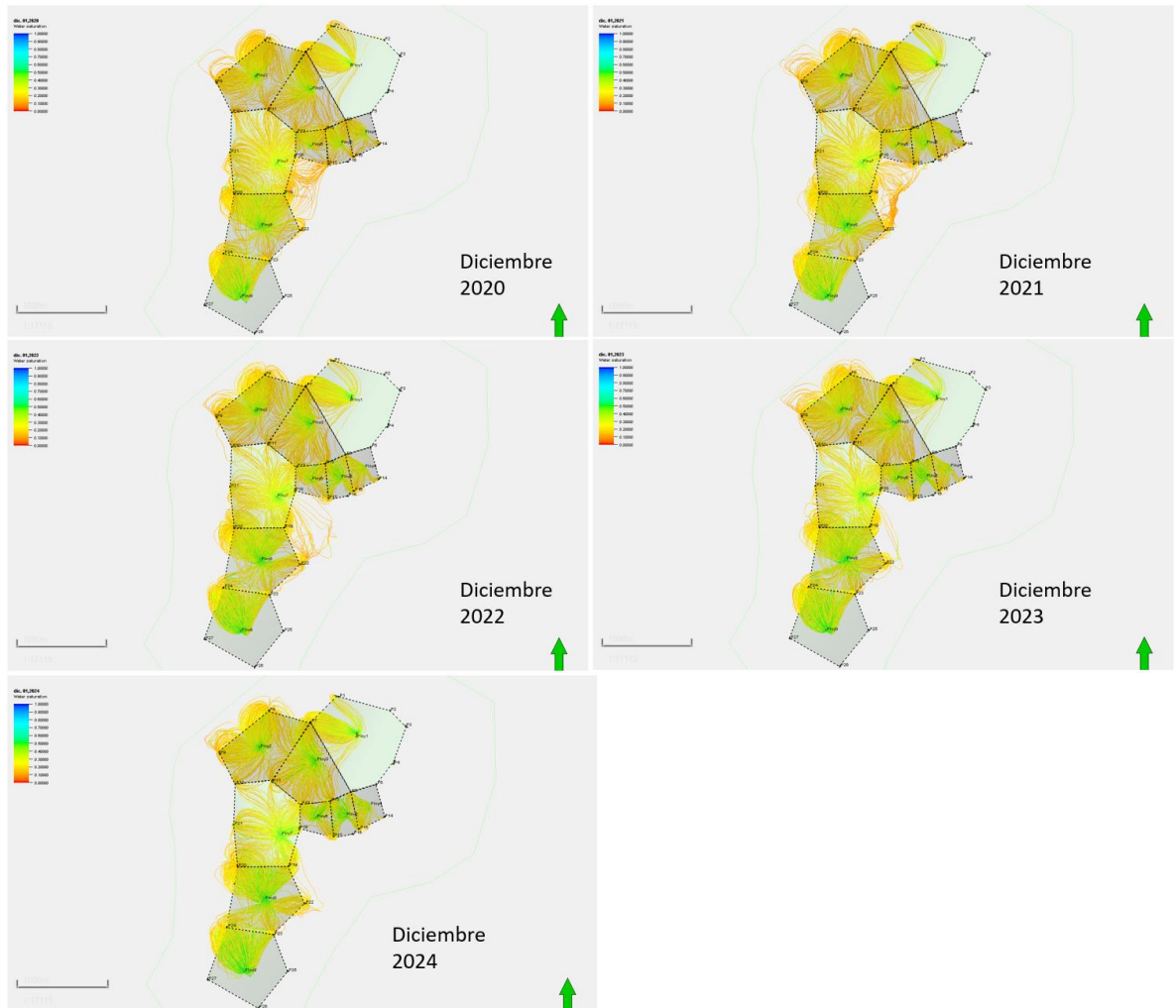
Para diciembre 2019 se contaba con 3 pozos productores inactivos (P4, P16 y P27), la condición de estos pozos se mantuvo sin cambios en el caso base. El periodo de pronóstico se definió desde enero 2020 hasta diciembre 2024. En la Figura 34 se observan los resultados del caso base junto con la historia de producción primaria y secundaria del sector.

Figura 34. Resultados caso base e histórico de producción.



La Figura 35 muestra los resultados anuales de las streamlines para el caso base.

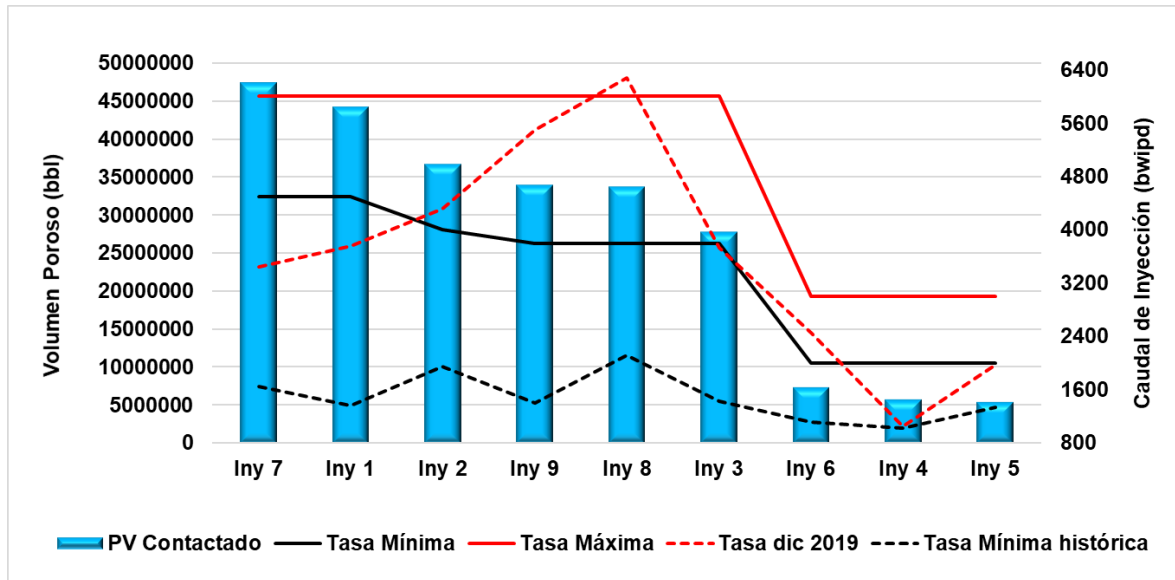
Figura 35. Streamlines caso base.



5.2 PRONÓSTICO CASO 1

Para definir este caso, se realizaron diferentes sensibilidades dentro de un rango de tasa de inyección de agua mínimo y máximo, teniendo en cuenta el tamaño de cada patrón usando sus volúmenes porosos contactados, posición estratigráfica, histórico de inyección, eventos de canalización y streamlines de su historia (ver Figura 36).

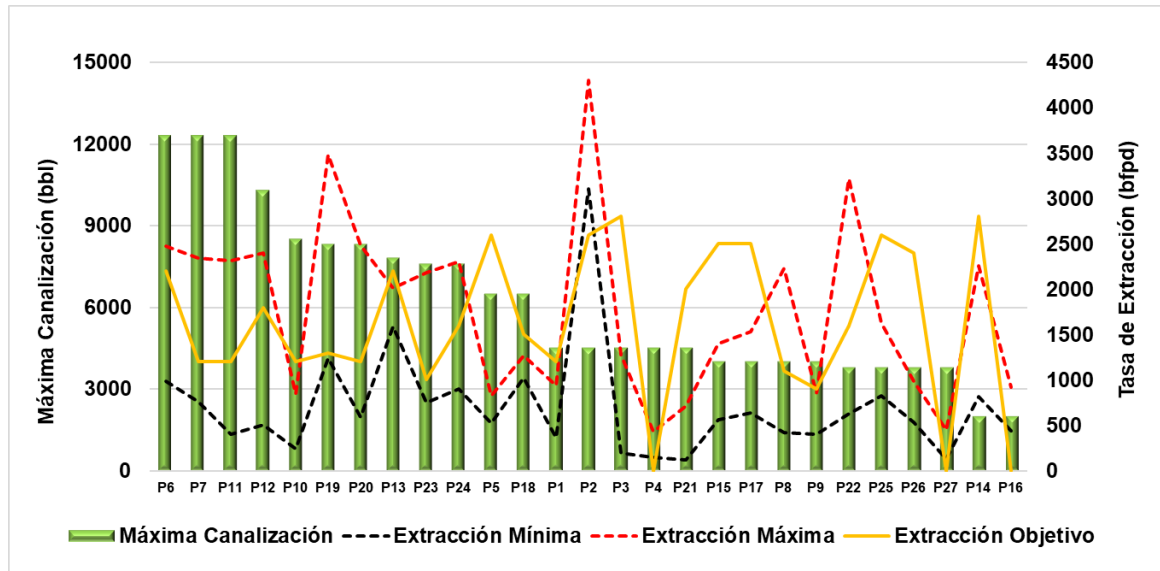
Figura 36. Pareto de inyección para sensibilidades.



Se realizaron múltiples corridas entre la tasa mínima y máxima en el Pareto. Los pozos P4, P16 y P27 se mantuvieron inactivos considerando el mejor escenario variando solo caudales de inyección.

Para los caudales de extracción, se consideró un factor denominado máxima canalización, dada la sumatoria de la tasa de inyección mínima de cada patrón al cual pertenezca dicho pozo productor. Este factor se graficó en un Pareto con los caudales históricos de extracción mínimos y máximos, junto con una tasa objetivo que fue determinada por la distancia entre productor e inyector y su posición en cuanto altura respecto a sus vecinos. La Figura 37 hace referencia al Pareto para los valores de tasa de extracción asignados a las sensibilidades.

Figura 37. Pareto de caudales de extracción para sensibilidades.



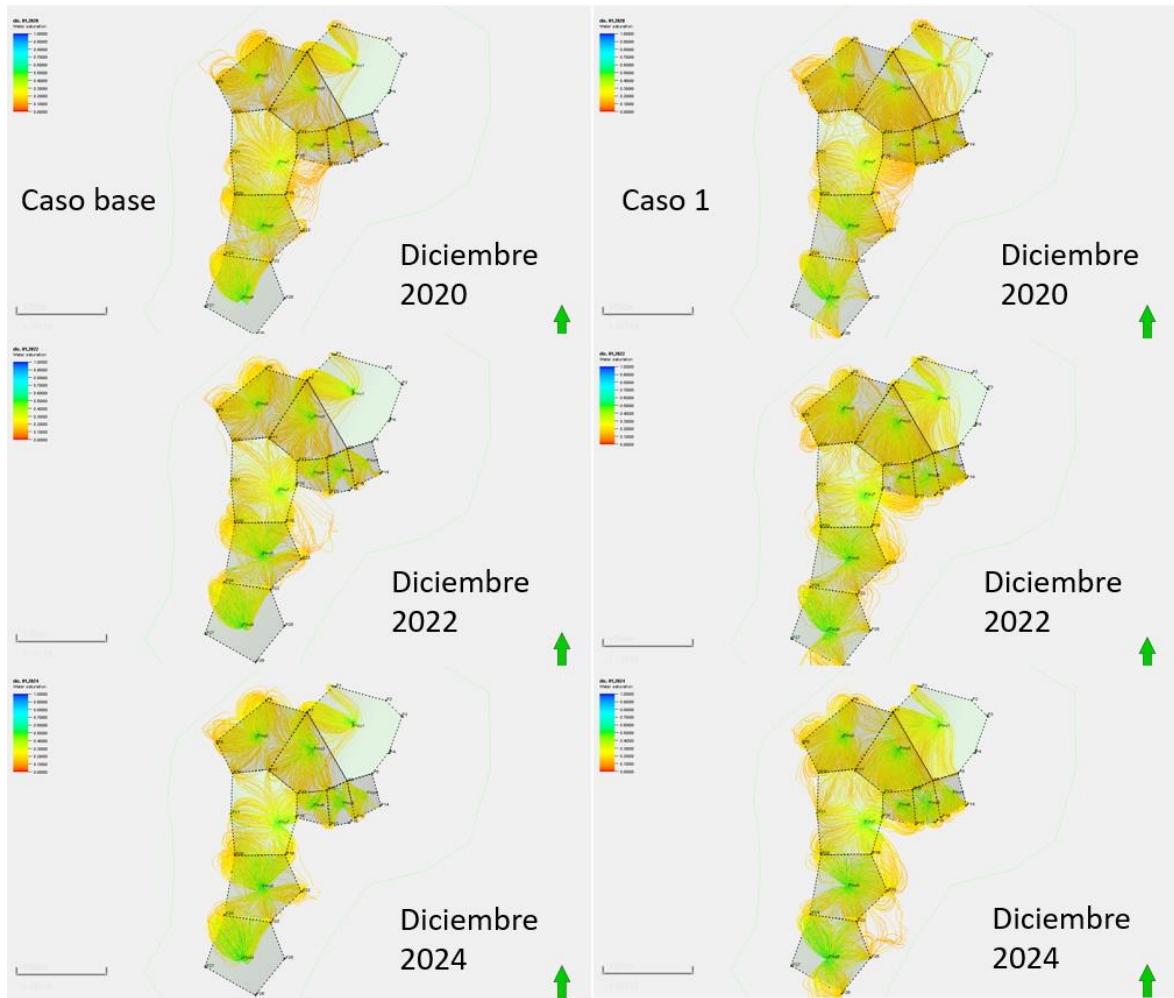
La tasa de extracción objetivo fue la tasa seleccionada para el caso 1, mostrando un mejor balance respecto al caso base y logrando optimizar la producción de aceite en un 8.5%. En la Tabla 9 se observan los parámetros usados en la corrida de simulación para el caso 1.

Tabla 9. Parámetros Caso 1.

Inyector	Tasa Inyección [BWPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]
Iny 1	4800	P1	1200	P10	1200	P19	1300
Iny 2	4300	P2	2600	P11	1200	P20	1200
Iny 3	3800	P3	2800	P12	1800	P21	2000
Iny 4	2500	P4	0	P13	2200	P22	1600
Iny 5	2500	P5	2600	P14	2800	P23	1000
Iny 6	2000	P6	2200	P15	2500	P24	1600
Iny 7	4500	P7	1200	P16	0	P25	2600
Iny 8	4300	P8	1100	P17	2500	P26	2400
Iny 9	4300	P9	900	P18	1500	P27	0

La Figura 38 muestra la comparación entre las streamlines del caso base y el caso 1 seleccionado de las sensibilidades.

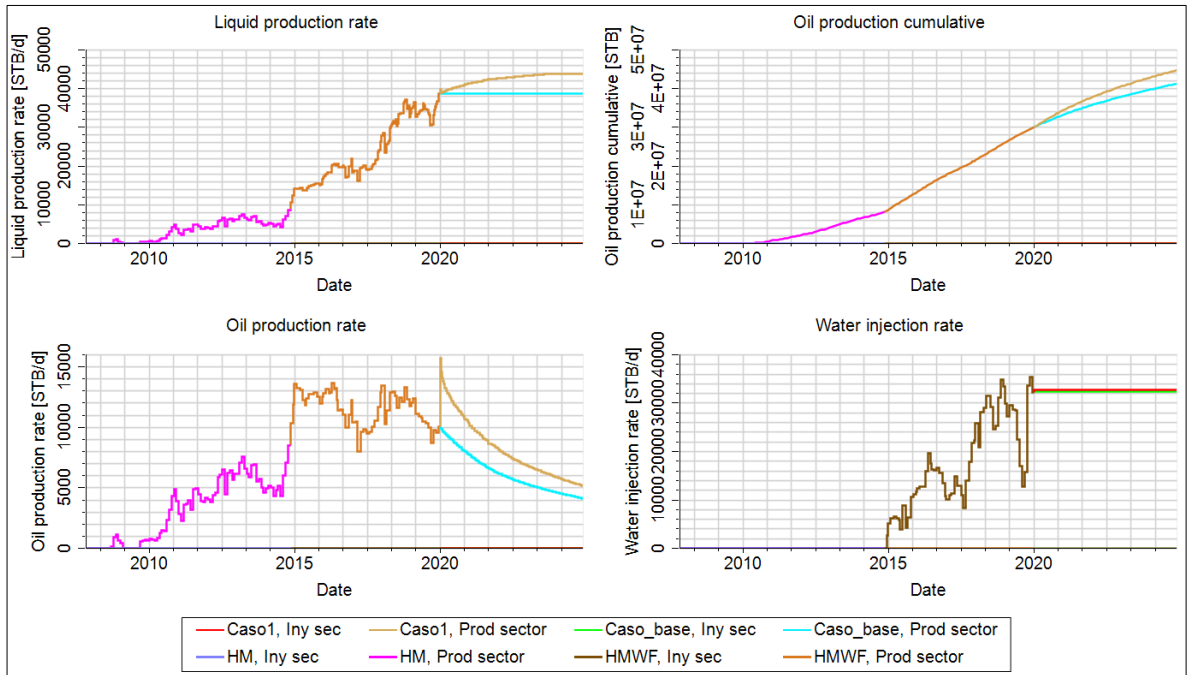
Figura 38. Comparación streamlines caso base vs caso 1.



A pesar de que el yacimiento presenta un bajo buzamiento, debido a la gran extensión, el espesor de sus arenas y su alta permeabilidad se observa una gran influencia gravitacional en el movimiento de sus fluidos.

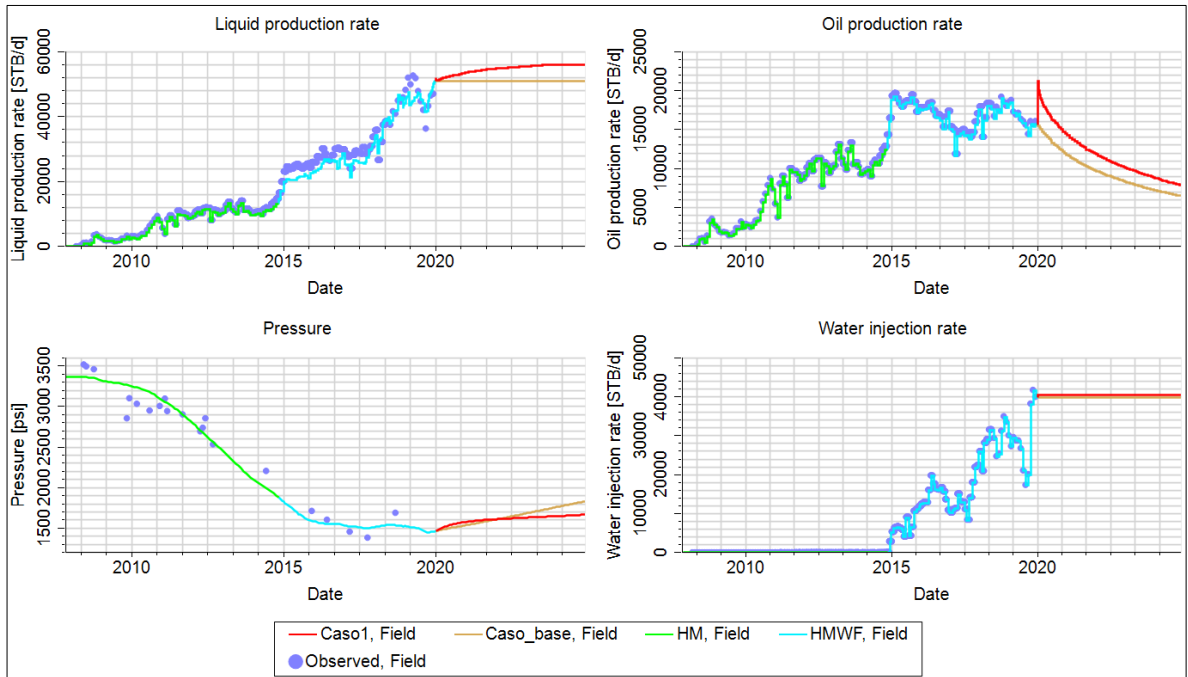
En cuanto a los resultados de producción se observa la comparación entre el caso base y el caso 1 en la Figura 39.

Figura 39. Comparación resultados producción e inyección caso base vs caso 1.



Balancing the patterns achieves an incremental increase in the average oil rate of 2001 BOPD. Reviewing the results at the sector level, the balance of the patterns allows for greater extraction while maintaining pressure. In this reservoir, controlling the pressure to a level close to the saturation pressure improves the oil viscosity at reservoir conditions, allowing for better mobility and, in equal measure, optimizing its IP. In Figure 40, this mentioned effect is observed in the pressure between the base case and the optimized Case 1.

Figura 40. Resultados producción e inyección nivel sector caso base vs caso 1.



5.3 PRONÓSTICO CASO 2

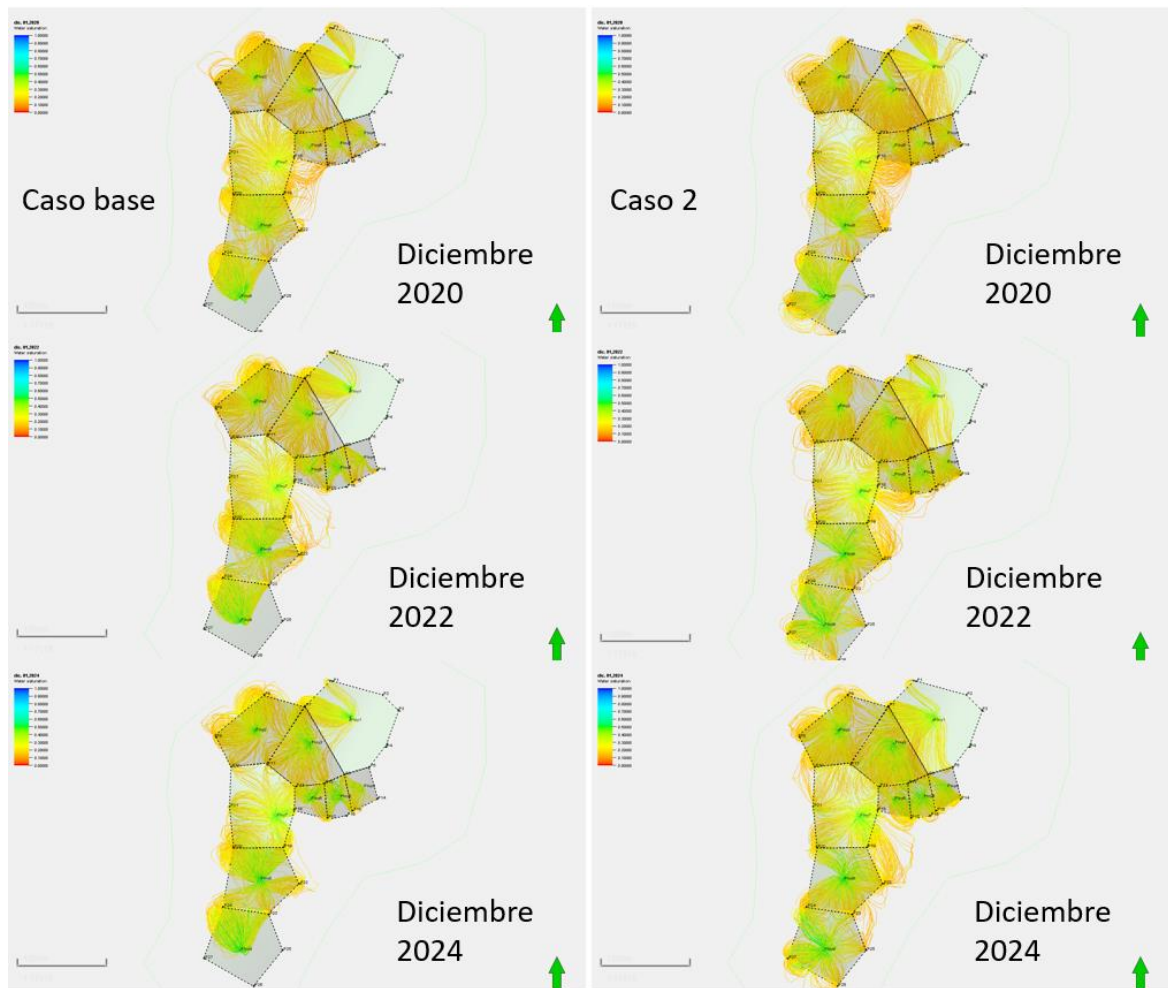
Para el caso 2 se propone un balance de los patrones reactivando el pozo P27, el cual adiciona un punto de drenaje al patrón 9, mejorando su desempeño y en consecuencia su factor de recobro. En la Tabla 10 se listan los parámetros usados en la corrida de simulación para el caso 2.

Tabla 10. Parámetros Caso 2.

Inyector	Tasa Inyección [BWPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]
Iny 1	4800	P1	1200	P10	1200	P19	1300
Iny 2	4300	P2	2600	P11	1200	P20	1200
Iny 3	3800	P3	2800	P12	1800	P21	2000
Iny 4	2500	P4	0	P13	2200	P22	1600
Iny 5	2500	P5	2600	P14	2800	P23	1000
Iny 6	2000	P6	2200	P15	2500	P24	1600
Iny 7	4500	P7	1200	P16	0	P25	2600
Iny 8	4300	P8	1100	P17	2500	P26	2400
Iny 9	4400	P9	900	P18	1500	P27	1600

La Figura 41 muestra la comparación de las streamlines entre el caso base y el caso 2.

Figura 41. Comparación streamlines caso base vs caso 2.



La Figura 42 y 43 compara la producción e inyección asociada a los patrones y el comportamiento de presión del sector respectivamente.

Figura 42. Comparación resultados producción e inyección caso base vs caso 2.

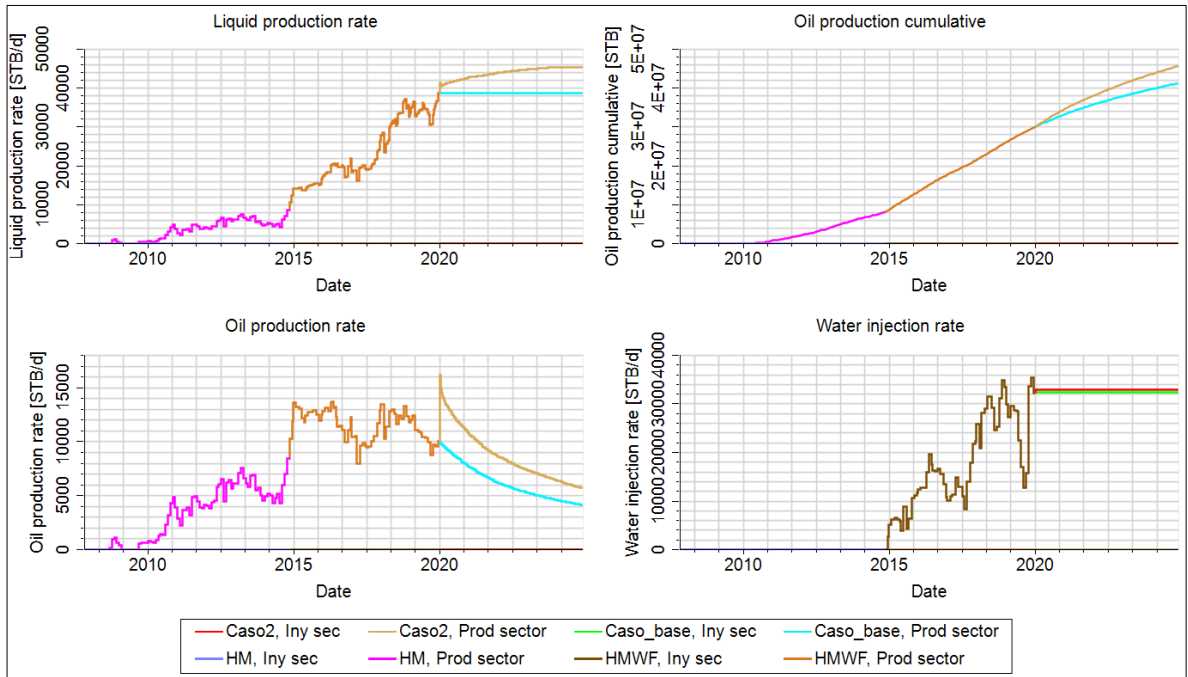
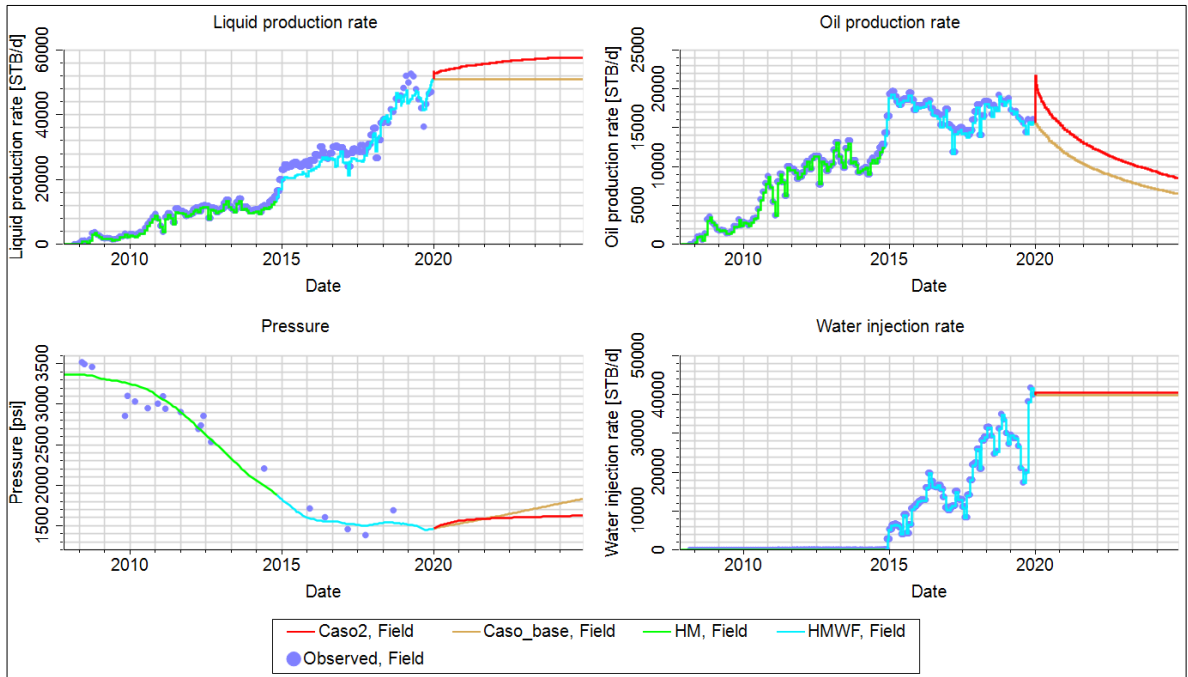


Figura 43. Resultados producción e inyección nivel sector caso base vs caso 2.



5.4 PRONÓSTICO CASO 3

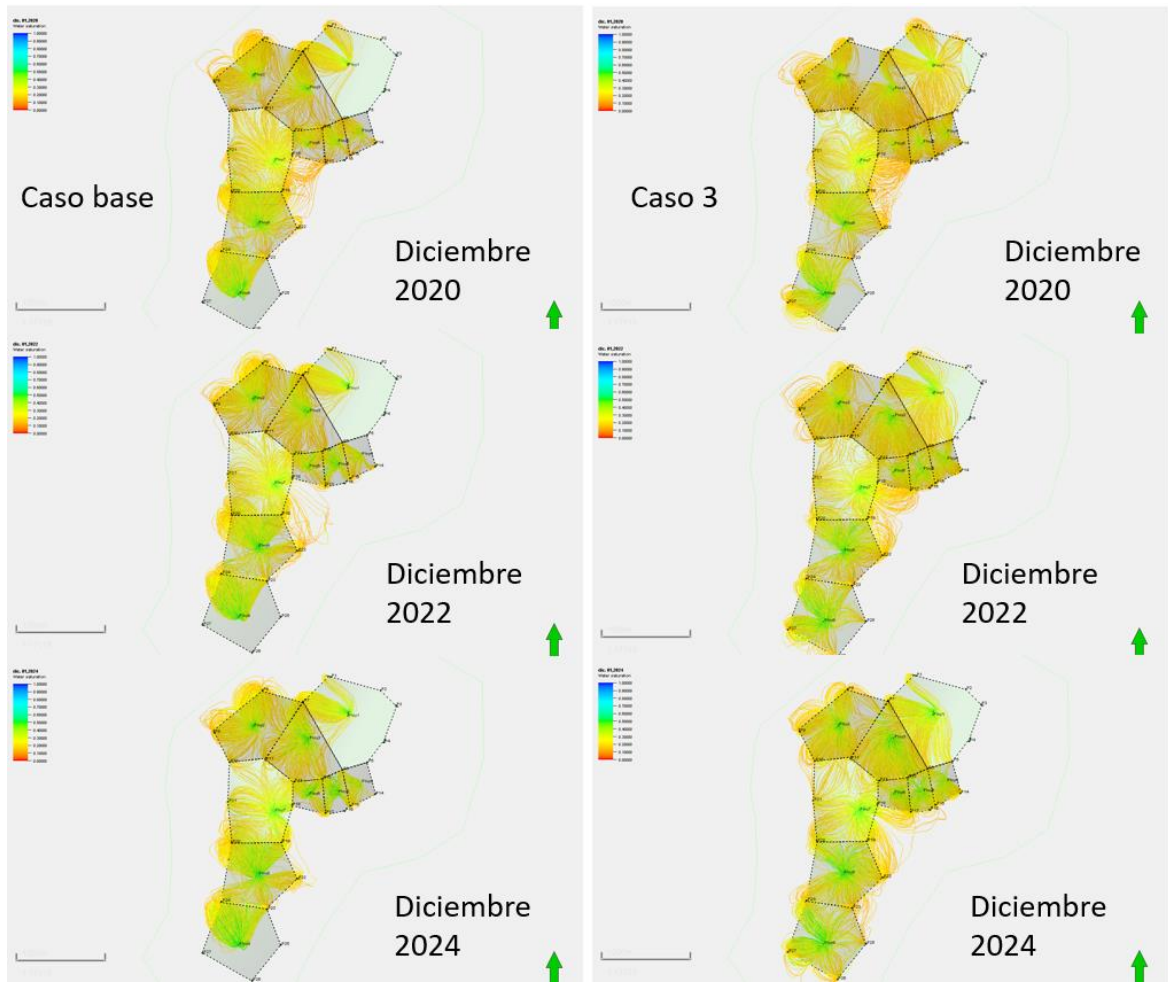
El caso 3 propone un balance de los patrones reactivando los pozos P27 y P4, los cuales adicionan un punto de drenaje al patrón 9 y al patrón 1 respectivamente, mejorando su desempeño y en consecuencia su factor de recobro. En la Tabla 11 se relacionan los valores usados en la corrida de simulación establecidos para el caso 3.

Tabla 11. Parámetros Caso 3.

Inyector	Tasa Inyección [BWPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]	Productor	Tasa Extracción [BFPD]
Iny 1	5000	P1	1200	P10	1200	P19	1300
Iny 2	4300	P2	2600	P11	1200	P20	1200
Iny 3	3800	P3	2800	P12	1800	P21	2000
Iny 4	2500	P4	2600	P13	2200	P22	1600
Iny 5	2500	P5	2600	P14	2800	P23	1000
Iny 6	2000	P6	2200	P15	2500	P24	1600
Iny 7	4500	P7	1200	P16	0	P25	2600
Iny 8	4300	P8	1100	P17	2500	P26	2400
Iny 9	4400	P9	900	P18	1500	P27	1600

La Figura 44 muestra la comparación de las streamlines entre el caso base y el caso 3.

Figura 44. Comparación streamlines caso base vs caso 3.



La Figura 45 y 46 compara la producción e inyección asociada a los patrones y el comportamiento de presión del sector respectivamente.

Figura 45. Comparación resultados producción e inyección caso base vs caso 3.

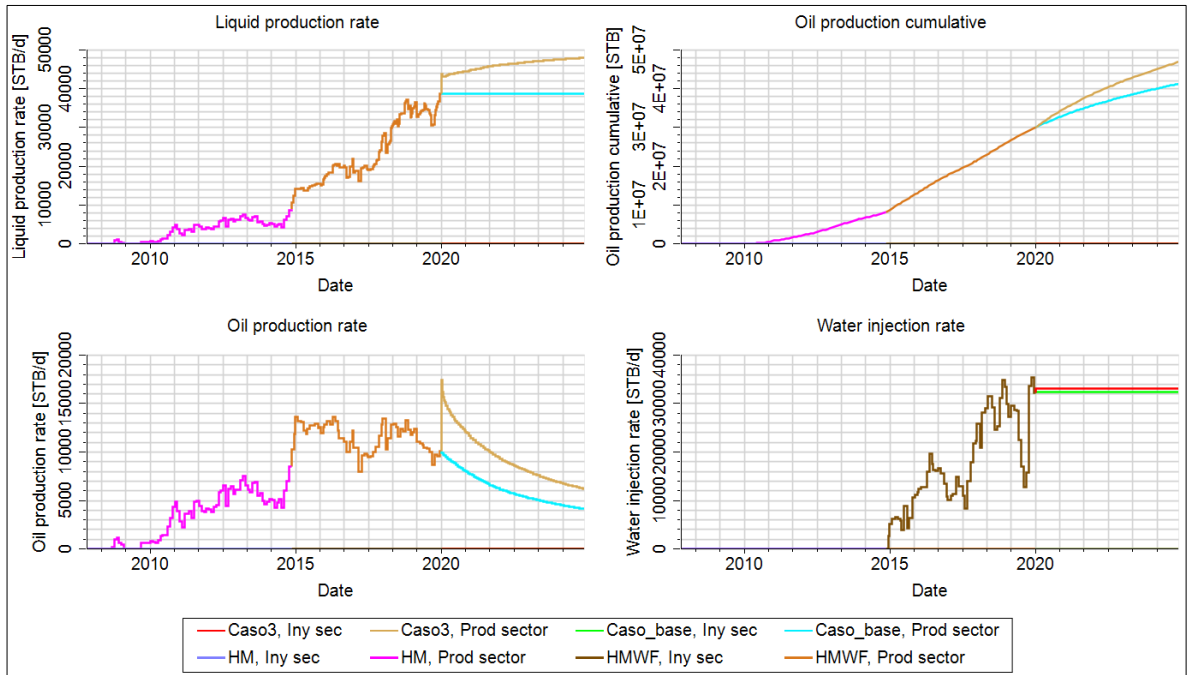
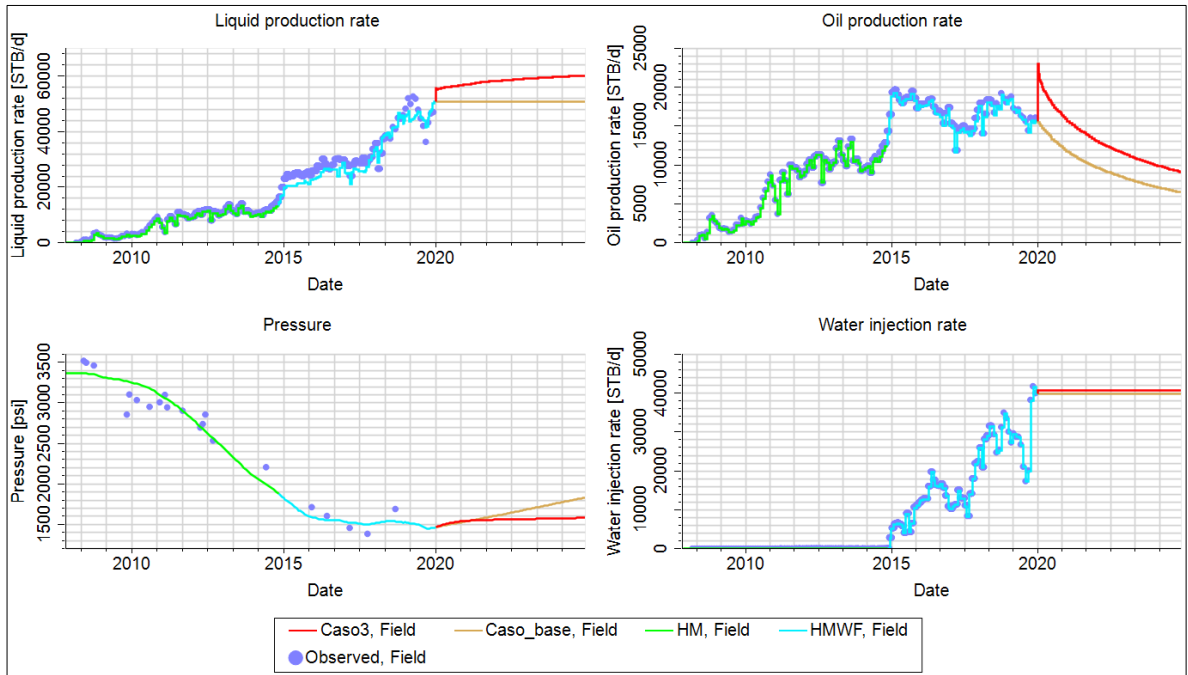
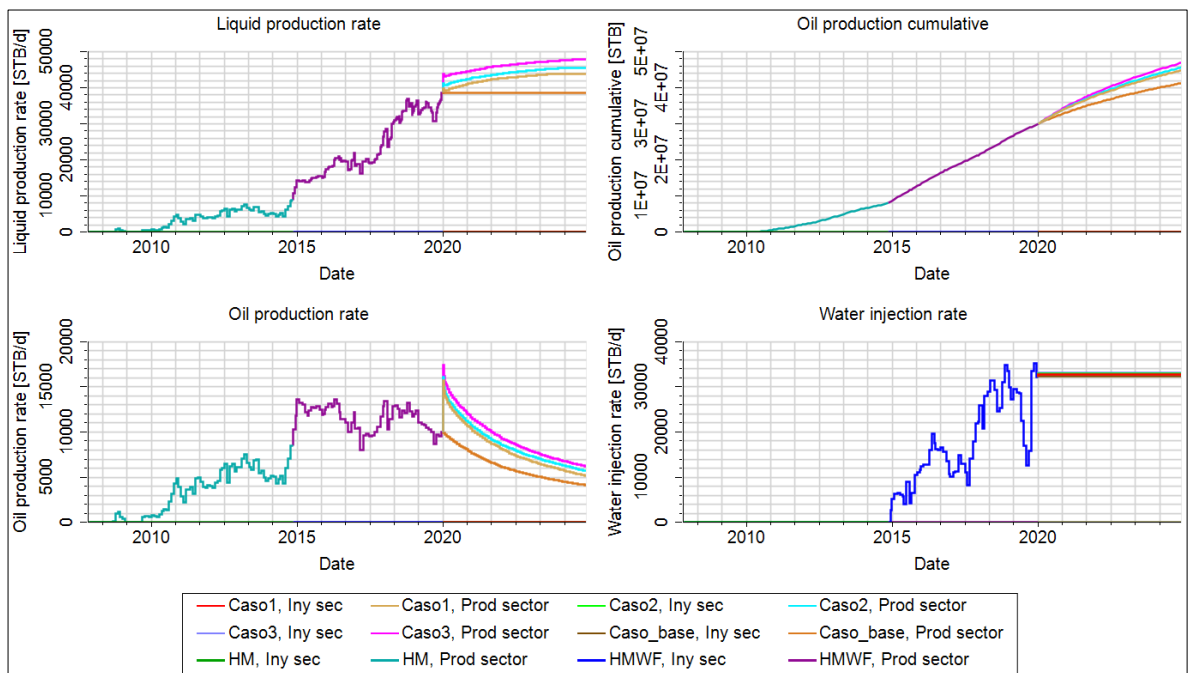


Figura 46. Resultados producción e inyección nivel sector caso base vs caso 3.



a 4.4 millones de barriles de petróleo y el caso 3 una producción incremental de 5.7 millones de barriles de petróleo. Los valores mencionados de incremental de aceite corresponden a una optimización del 8.5%, 10.7% y 13.7% para los casos 1, 2 y 3 respectivamente. En la Figura 48 se muestra el comparativo de los resultados obtenidos.

Figura 48. Resultados caso base, caso 1, caso 2 y caso 3.

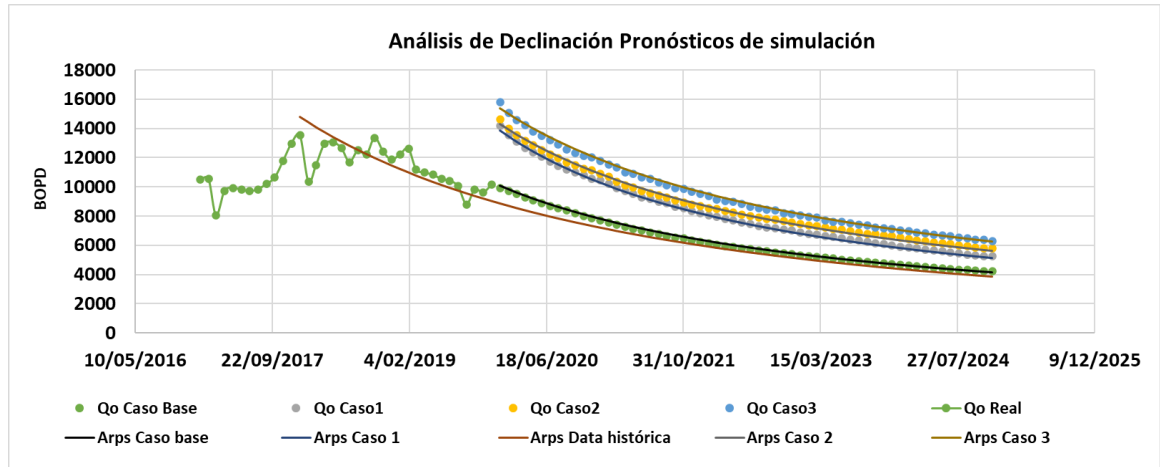


Comparando los resultados del simulador con el análisis de declinación realizado en el capítulo 3, se observa consistencia en los datos, lo cual da un alto grado de confianza. Adicionalmente se aplicaron las curvas de declinación tipo a los resultados de simulación, cuyos resultados se relacionan en la Tabla 12. Las curvas en el tiempo se muestran en la Figura 49.

Tabla 12. Parámetros Fetkovich aplicados a los resultados de simulación.

Caso	Di mensual	b	Curva tipo
Base	2.40%	1	Armónica
1	2.90%	1	Armónica
2	2.60%	1	Armónica
3	2.45%	1	Armónica

Figura 49. Comparación resultados de simulación vs curvas tipo Fetkovich.



6.2 SELECCIÓN DEL MEJOR CASO PRONÓSTICO

Para seleccionar el mejor caso se resumen los resultados obtenidos en la Tabla 13.

Tabla 13. Resumen de resultados obtenidos

Caso	Tasa Inyección Total [BWPD]	Tasa Extracción Total [BFPD]	# Pozos a Reactivar	Recobro Incremental [MBIs]
Base	32491	38889	0	0
1	33000	44000	0	3.5
2	33100	45600	1	4.4
3	33300	48200	2	5.7

La optimización recomendada es el caso 3 de simulación, ya que comparada con el caso 1 (el cual no tiene ninguna reactivación de pozo), presenta un ganancial por la reactivación de dos pozos con un valor de 2.2 millones de barriles (que equivale a una producción incremental de aceite del 62.8% respecto al caso 1). Para optimizar la producción balanceando los patrones es preciso tener los puntos de drenaje que permitan una distribución equilibrada, lo cual se consigue en el caso 3.

7. CONCLUSIONES

El balance de los patrones permite optimizar la producción en procesos de inyección de agua, con la implementación de un método práctico y sencillo apoyado en el modelo de simulación existente del campo y el uso de streamlines como herramienta de ayuda.

En el yacimiento de estudio se identificó una gran oportunidad de mejora, la cual puede incrementar la eficiencia del recobro, impactando directamente en sus reservas y en la explotación responsable de los recursos. El estudio muestra un incremento en la producción para tres escenarios con ganancias de 3.5, 4.4 y 5.7 millones de barriles de aceite en un periodo de 5 años.

La distribución ideal de inyección de agua en patrones invertidos afecta la eficiencia volumétrica, mejorando el recobro alcanzado por el proceso. Para conseguir una adecuada distribución que permita balancear los patrones se deben tener en cuenta múltiples factores tales como la heterogeneidad del yacimiento, la interacción de sus fuerzas viscosas y capilares en el medio poroso, el movimiento de los fluidos por difusión en donde estos van de una zona de mayor a menor potencial dado por las variaciones en presión al inyectar agua y las diferencias de altura de la formación productora.

El número de puntos de drenaje y su configuración geométrica en el diseño de patrones invertidos de inyección, es un factor de suma importancia que puede mejorar el balance.

El comportamiento de declinación mostrado por el simulador se ajusta a una tendencia armónica, lo cual genera cierta incertidumbre, ya que al aplicar el análisis de declinación a la data histórica se determinó una curva de tipo hiperbólica.

8. RECOMENDACIONES

Como ingenieros es importante cultivar la creatividad y curiosidad por la investigación y el desarrollo, para así seguir creciendo y compartiendo las experiencias y conocimientos adquiridos.

Es posible combinar este estudio con las facilidades de producción, garantizando una optimización más completa. Mediante un modelo de red de las tuberías instaladas para el manejo de la producción, es posible buscar un balance adicional que mejore la movilidad a nivel de superficie.

En este trabajo se realizó una propuesta de optimización de la producción basada en la mejora de la eficiencia volumétrica en el yacimiento, también es posible incrementar el recobro mejorando la eficiencia de desplazamiento con otro tipo de tecnologías como polímeros, surfactantes, nanofluidos, entre otros.

BIBLIOGRAFÍA

- AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Quinta Edición. Gulf Professional Publishing, 2019. ISBN 978-0-12-813649-2.

- AMBIA, F. A Robust Optimization Tool Based on Stochastic Optimization Methods for Waterflooding Project. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio-Texas. USA, octubre 8-10 de 2012.

- ARSENEVSKY, I, et al. Comparative analysis of different techniques for waterflood efficiency assessment (Russian). En SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow. Russia, octubre 16-18 de 2012.

- BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL Analysis. Segunda edición. OGCI and Petroskills Publications, 2003. ISBN 0-930972-14-7.

- CAMPOS, S., et al. Urucu Field Integrated Production Modeling in Occidental of Sultanate of Oman. Society of Petroleum Engineers, vol. 128742, p. 23-25.

- ERTEKIN, Turgay; ABOU-KASSEM, Jamal H.; KING, Gregory R. Basic applied reservoir simulation. SPE textbook series. Richardson-Texas, 2001. ISBN 1-55563-089-8.

- ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno de Pruebas de Presión. Tercera edición. Editorial Universidad Surcolombiana, 2014. ISBN 978-958-8154-81-7.

- FERRER GONZALEZ, José Ch. El seguimiento a proyectos de inyección de agua (parte I). En: Petroleum. Junio, 1997, No 106, p. 33-38.
- GUARIN, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pasados con movilidad. Caso formación San Fernando. Tesis de Magíster en Ciencias. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2011.
- MAI, A. and KANTZAS, A. Improved Heavy Oil Recovery by Low Rate Waterflooding. En SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, Octubre 20-23, 2008.
- -----, Mechanisms of Heavy Oil Recovery by Low Rate Waterflooding. En SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference, Calgary, Alberta, Canada, Junio 17-19, 2008.
- MILLER, K. A. State of the Art of Western Canadian Heavy Oil Water Flood Technology. En SPE 6th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Junio 7-9, 2005.
- MONTES, Erik. Modelado de los pronósticos de producción a partir del análisis integrado de datos y métodos estadísticos no paramétricos. Tesis de Magíster en Ciencias. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2016.
- NARANJO, Carlos Eduardo. Factibilidad de la inyección de agua en las arenas Mugrosa del campo Lisama. Tesis de Magíster en Ciencias.

Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2010.

- NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Primera edición. Editorial Limusa, 1987. ISBN 968-18-2113-0.

- PARIS de FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Editorial Ediciones Astro Data S. A., 2009. ISBN 978-980-12-3048-9. 517p.

- SIU, A. L., et al. Re-engineering the well calibration procedure for a large number of high productivity wells. En SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston-Texas. USA, febrero 11-14 de 2001.

- SMITH, James T.; COBB, William M. Waterflooding. 1997.