

Evaluación técnico-económica de un proceso de recobro por inyección de agua utilizando simulación numérica para un campo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Alejandra Forero Gómez

Trabajo de Grado para Optar el título de Magister en Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis
en Ingeniería de Yacimientos

Director

Nicolás Gaitán Pinzón

Magister in Oil and Gas Exploration and Production, Reservoir Evaluation and Management

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Dedico esta Tesis a mi mamá Gloria Nancy Gómez Cano, mi papá Juan Alfonso Forero Quintero, a Nicolás Gaitán Pinzón y a mi tesoro Fito. Gracias por su apoyo constante y su comprensión durante todos estos años.

Agradecimientos

Agradezco la ayuda de las personas e instituciones que contribuyeron significativamente en el desarrollo del trabajo, la toma de datos, préstamo de literatura y equipo, discusiones técnicas, asistencia en la preparación de tablas, ilustraciones, lectura y corrección del documento.

A Leandro Carbone

A Nicolás Gaitán Pinzón

A la Universidad Industrial de Santander

A los docentes de la Maestría

Tabla de Contenido

Introducción

1. Objetivos	12
1.1. Objetivo General	12
1.2. Objetivos Específicos	12
2. Marco de Referencia	13
2.1. Marco teórico- conceptual	13
3. Descripción del campo.....	18
3.1. Localización	18
3.2. Marco Geológico Regional.....	19
3.2.1. Estratigrafía.	19
3.2.1.1. Basamento..	21
3.2.1.2. Formación Chicoral.....	21
3.2.1.3. Formación Potrerillo.....	22
3.2.1.4. Formación Doima.....	23
3.2.1.5. Formación Barzalosa.....	24
3.2.1.6. Formación Honda	25
3.2.1.7. Formación Mesa.....	26
3.2.2. Geología Estructural del Campo de estudio.	27

3.2.3. Geología del petróleo.....	28
3.2.4. Sistema Petrolífero.....	29
3.2.5. Caracterización geoquímica.....	30
3.2.6. Historia de Producción del Campo.. ..	33
3.2.7. Modelo de Simulación Numérica.	35
4. Metodología de trabajo.	39
4.1. Fase 1: Escenarios y Sensibilidad.....	39
4.1.1. Ajuste histórico y caso base.	39
4.1.1.1. Caso Base	42
4.1.1.2. Escenarios de predicción del método de recobro de inyección de agua utilizando simulación numérica.	44
4.2. Fase 2: Análisis de resultados.....	81
4.3. Fase 3: Evaluación Económica.....	87
5. Conclusiones	103
6. Recomendaciones	105
Referencias Bibliográficas.....	106

Tabla de Figuras

<i>Figura 1.</i> Mapa de localización del Contrato de Asociación Río Opia.	18
<i>Figura 2.</i> Columna estratigráfica de los Campos de estudio.	20
<i>Figura 3.</i> Sección Estructural del Campo de estudio.	27
<i>Figura 4.</i> Eventos Tectono – Estratigráficos del yacimiento de estudio.	28
<i>Figura 5.</i> Polígono del contrato y grilla de simulación del Campo de Estudio, en propiedad de porosidad.	34
<i>Figura 6.</i> Mapa Estructural a tope de la Fm. Chicoral.	35
<i>Figura 7.</i> Distribución de porosidad, permeabilidad, saturación de petróleo, Rs y volúmenes conectados.	37
<i>Figura 8.</i> Mapas de Net Pay, Porosidad y Saturación de agua.	38
<i>Figura 9.</i> Ubicación de los pozos en el modelo de simulación, fase solution gas-oil ratio Rs. ...	44
<i>Figura 10.</i> Ubicación en el modelo de simulación del pozo R0-1 convertido en inyector.	46
<i>Figura 11.</i> Ubicación en el modelo de simulación de los pozos R0-1 y R0-5 convertido en inyector.	53
<i>Figura 12.</i> Ubicación en el modelo de simulación de los pozos R0-1 y R0-6 convertido en inyector.	60
<i>Figura 13.</i> Ubicación en el modelo de simulación del pozo R0-6 convertido en inyector.	67
<i>Figura 14.</i> Ubicación en el modelo de simulación del pozo R0-6 convertido en inyector.	74
<i>Figura 15.</i> Diagrama y estado mecánico del pozo captador de agua.	86

Tabla de tablas

Tabla 1. Caracterización geoquímica de muestras de la Formación Chicoral	31
Tabla 2. Análisis Tipo SARA Crudo Formación Chicoral	31
Tabla 3. Análisis de Biomarcadores Crudo.....	31
Tabla 4. Calidad geoquímica del crudo.....	32
Tabla 5. Gravedad API.....	32
Tabla 6. Distribución de celdas en el modelo	36
Tabla 7. Campo de estudio. Escenario P50 OOIP y Factor de Recobro	43
Tabla 8. Escenario A, casos de simulación a diferentes caudales.....	52
Tabla 9. Escenario B, casos de simulación a diferentes caudales	59
Tabla 10. Escenario C, casos de simulación a diferentes caudales	66
Tabla 11. Escenario C, casos de simulación a diferentes caudales	73
Tabla 12. Escenario E, casos de simulación a diferentes caudales	80
Tabla 13. Resultados en términos de factor de recobro, tasas de inyección de agua, perfiles de producción de fluidos y relación agua petróleo	81
Tabla 14. Información económica campo de estudio.....	88
Tabla 15. Detalle de los costos fijos y variables que componen el Opex	89
Tabla 16. Información económica campo de estudio Caso WF_VD_12	89
Tabla 17. Información económica campo de estudio Caso WF_VE_6	92
Tabla 18. Información económica campo de estudio Caso WF_VD_11	94
Tabla 19. Información económica campo de estudio Caso WF_ VE_5	97

Resumen en español

Título: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROCESO DE RECOBRO POR INYECCIÓN DE AGUA UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.*

Autor: Alejandra Forero Gómez**

Palabras claves: evaluación, técnica, económica, recobro, inyección de agua, simulación numérica.

Descripción:

La simulación numérica de un yacimiento es un estudio valioso que permite a la gerencia del activo la toma de decisiones soportada en la predicción de producción y la respuesta del yacimiento en caso de simular una o varias actividades específicas para el incremento del factor de recobro y el ajuste de los planes de desarrollo.

El Campo de Estudio ha sido desarrollado mediante recobro primario, y el cálculo actual muestra un bajo factor de recobro que presenta la oportunidad y el potencial de este para incrementar las reservas de hidrocarburos mediante un método de recobro secundario que contribuya en la caracterización del yacimiento y a la adecuada explotación del mismo.

Para poder analizar los escenarios de producción del campo y definir si se implementa a futuro un proceso de recobro por inyección de agua, fue importante emplear la simulación numérica de dicho proceso, para reducir la incertidumbre en la toma de decisiones y viabilizar una inversión económica importante en pruebas de laboratorio y pruebas piloto en campo. Se cuenta con un modelo dinámico ajustado a partir del cual se generaron los escenarios de simulación de recobro por inyección de agua a comparar con un escenario base de predicción.

Los resultados obtenidos fueron analizados y se seleccionaron los mejores escenarios para evaluarlos económicamente y de esta manera elegir el mejor caso que tecno-económicamente cumpla con los parámetros para el adecuado aprovechamiento de los recursos y reservas del Campo.

* Trabajo de grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa académico de Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos. Director Nicolás Gaitán Pinzón.

Summary

Title: TECHNICAL AND ECONOMICAL EVALUATION OF A WATERFLOODING RECOVERY PROCESS USING NUMERICAL SIMULATION FOR A FIELD LOCATED IN THE VALLE MEDIO DEL MAGDALENA BASIN*

Author: Alejandra Forero Gómez **

Key words: evaluation, technical, economical, recovery process, water injection, numerical simulation.

Description:

The numerical simulation of a reservoir is a valuable study that allows asset management to make decisions supported by the prediction of production and reservoir response in case of simulating one or more specific activities to increase the recovery factor and the adjustment of development plans.

The Study Field has been developed through primary recovery, and the current calculation shows a low recovery factor that presents the opportunity and potential of this to increase hydrocarbon reserves through a secondary recovery method that contributes to the characterization of the reservoir already the proper exploitation of it.

In order to analyze the production scenarios of the field and define if a recovery process by water injection is implemented in the future, it was important to use the numerical simulation of said process, to reduce uncertainty in decision-making and enable a significant economic investment in laboratory tests and pilot tests in the field. There is an adjusted dynamic model from which the simulation scenarios of recovery by water injection were generated to be compared with a prediction base scenario.

The results obtained were analyzed and the best scenarios were selected to evaluate them economically and, in this way, choose the best case that techno-economically complies with the parameters for the adequate use of the resources and reserves of the Field.

* Master thesis.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa académico de Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos. Director Nicolás Gaitán Pinzón.

Introducción

El Campo de estudio se ubica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, tiene un mecanismo de producción de Gas en Solución y no hay evidencia de un acuífero que mantenga la presión del yacimiento. Este fue descubierto en el año 1987, cuando se perforó su primer pozo se adelantó la campaña de perforación de 3 pozos adicionales, los cuales se abandonaron en 1993 debido a baja productividad; en 2006 se perforó un nuevo pozo, que tras la prueba extensa fue declarado como comercial y posteriormente se perforaron los otros 3 pozos que componen el campo, a una profundidad promedio de 4500 ft. En superficie colinda con otros dos Campos que comparten el mismo yacimiento y tienen una extensión mayor. El Campo de estudio se encuentra en la parte alta de un monoclinal y tiene una extensión de 207 Acres, por lo cual el estudio de este campo es prácticamente un *sector model*.

En los 15 años de historia de producción del Campo, se ha obtenido producción de petróleo y gas asociado, con una producción muy baja de agua siendo el BSW del orden de 0.01%. El crudo tiene un API de 27°, la presión actual del yacimiento son 1450 psi y este solo se ha desarrollado a partir de metodología de recobro primario con Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico, se evidencia la necesidad de plantear un plan de desarrollo mediante la evaluación de un método de recobro como la inyección de agua.

Para poder analizar los escenarios de producción del campo y definir si se implementa a futuro un proceso de recobro por inyección de agua, fue importante, para el adecuado gerenciamiento del

yacimiento, emplear la simulación numérica de dicho proceso, para reducir la incertidumbre al momento de tomar decisiones y realizar una inversión económica importante, como pueden ser pruebas de laboratorio y planes piloto en campo.

Se cuenta con un modelo dinámico actualizado y ajustado, a partir del cual se generarán los escenarios de simulación de recobro por inyección de agua.

Simular el recobro por inyección de agua acorde al tipo de yacimiento descrito, permitirá un incremento del factor de recobro del campo y una monetización más eficiente de los recursos del subsuelo.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Evaluar técnica y económicamente el proceso de recobro de inyección de agua utilizando simulación numérica, para un Campo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.2. Objetivos Específicos

Generar escenarios de predicción del método de recobro de inyección de agua utilizando simulación numérica, sensibilizando parámetros como patrones de inyección, espaciamiento entre pozos inyectoros y productores, ubicación de pozos inyectoros y tasas de inyección de agua.

Evaluar los mejores escenarios de recobro por inyección de agua, según el resultado de las sensibilidades de parámetros realizadas en el objetivo anterior, en términos de factor de recobro, tasas de inyección de agua, perfiles de producción de fluidos, relación agua petróleo y capacidad de tratamiento de las facilidades de superficie.

Evaluar económicamente los escenarios más relevantes anteriormente simulados, a partir del análisis del Valor Presente Neto, la Tasa Interna Retorno y el Payback.

2. Marco de Referencia

2.1. Marco teórico- conceptual

Las evaluaciones y propuestas de recobro mejorado se han implementado como una metodología efectiva para el aumento del porcentaje de las reservas recuperables de los yacimientos que han sido desarrollados por producción primaria con porcentajes de recuperación variados debido a las tecnologías aplicadas.

Cuando se habla de recobro secundario, se refiere al conjunto de procesos mediante los cuales se recupera crudo que no pudo ser producido por etapas de producción primaria y para el cual se deben inyectar fluidos y componentes que no se encuentran de manera natural en el yacimiento. Estas metodologías se enfocan en el sistema roca-fluido y la interacción de las fuerzas capilares y viscosas con el fin de encontrar condiciones favorables para el flujo de los fluidos en el yacimiento ya sea por adición de calor, transferencia de masa, interacción física o química del fluido inyectado y el crudo o cambio en las propiedades del crudo para facilitar su movilidad.

La inyección de agua fue descubierta de manera accidental a finales del siglo XIX en Pennsylvania, cuando el agua de producción de varias arenas someras se desplazó a través de las formaciones productoras de hidrocarburo, ingresando a los intervalos productores, incrementando así la producción de crudo en los pozos aledaños. Se entendió entonces que la inyección de agua

aparte de mantener la presión del yacimiento incrementaba la producción de hidrocarburo, (Blanco, 2006).

Desde su desarrollo la inyección de agua ha sido uno de los métodos de recuperación secundaria más utilizado a lo largo de los años, ya que ha permitido recuperar volúmenes remanentes de petróleo de aquellos yacimientos que, a razón de su tiempo de producción, ya no cuentan con la energía necesaria para llevar sus fluidos hasta la superficie, (Blanco, 2006).

Este método de recobro consiste en la inyección de agua a altas presiones en el yacimiento mediante varios pozos denominados pozos inyectoros, con el objetivo de aumentar la producción de crudo en la superficie e incrementar la energía en el yacimiento.

Thakur (1998) explica que la inyección de agua es ampliamente utilizada en los procesos de recuperación secundaria por las siguientes razones: el agua generalmente se encuentra disponible para el proceso, tiene un bajo costo en comparación a otros fluidos de inyección, el agua se propaga fácilmente a través del medio poroso, conserva una alta eficiencia a la hora de desplazar aceites livianos y medianos, y, es relativamente fácil de inyectar.

La inyección se puede hacer de manera periférica, fuera de la zona de petróleo, cerca del contacto agua-petróleo; o de manera de arreglo de pozos, dentro de la zona de petróleo, en arreglos geométricos que dependen de las características del yacimiento, para obtener un barrido uniforme, (Paris de Ferrer, 2001).

La inyección de agua en un yacimiento se puede ver afectada por los siguientes parámetros, que deben ser analizados previamente: la geometría del yacimiento, las propiedades de los fluidos, la profundidad del yacimiento, la litología y las propiedades de la roca, la distribución de la saturación de los fluidos, la heterogeneidad y continuidad de las zonas productoras, las permeabilidades relativas y la humectabilidad, (Ahmed, 2018).

Se hace un análisis de los principios físicos que gobiernan la inyección de agua, como las propiedades relacionadas a la inyección de agua y el desplazamiento de fluidos inmiscibles. Para el diseño de la inyección de agua se debe analizar el tiempo óptimo del inicio de la inyección de agua, la fuente del agua. (Análisis iónico y mineral, prueba de compatibilidad fluido-fluido. prueba de compatibilidad roca-fluido), la selección del patrón de inyección (Patrón de inyección irregular o patrón de inyección regular), un estudio de tasa crítica que anticiparía arenamiento o migración de finos por efecto del flujo y finalmente la predicción de la inyección de agua.

Para el análisis que involucre las variables operativas de superficie, se relacionan las variables de la capacidad de producción de las bombas, los límites de inyección de agua, la planta de tratamiento de agua y la capacidad del almacenamiento del agua.

El mejor caso de simulación numérica de inyección de agua que después de un análisis técnico detallado se considere apropiado para su aplicación en el campo, se evalúa también por medio de las variables de rentabilidad.

La variable más empleada en la evaluación de un proyecto es el Valor Presente Neto “VPN” que permite determinar si una inversión se maximiza y se recuperar lo invertido, si cubre los costos y se obtienen beneficios. Para esto se calcula la diferencia entre los ingresos y los egresos periódicos mediante el uso de una tasa de oportunidad.

Se acepta un proyecto evaluado por Valor Presente Neto cuando el resultado es mayor o igual a cero. Es importante resaltar que un resultado de Valor Presente Neto negativo evidencia que no se están obteniendo beneficios o que estos no alcanzan a cubrir las expectativas del proyecto.

Mete (2014) definió que el análisis de esta variable de rentabilidad tiene dos supuestos importantes, primero que los ingresos son reinvertidos a una tasa igual a la tasa de expectativa hasta el final del proyecto y segundo que los egresos tienen un costo financiero igual a la tasa de expectativa.

Altuve, J. G. (2004) expone que la Tasa Interna de Retorno “TIR” es el método de evaluación de rentabilidad de proyectos de inversión que se entiende como la tasa de interés ganada por una inversión alternativa sobre el saldo no recuperado de una inversión.

Por otra parte, Lledó P. (2007) simplifica el concepto en aquella tasa de descuento que hace el VAN igual a cero. En el caso de proyectos independientes que tienen una única TIR, este criterio de decisión nos daría la misma recomendación que el VAN. Sin embargo, es muy importante tener en claro que el criterio de la TIR varía según cual sea la estructura de fondos del proyecto. Para proyectos con flujos de fondos negativos al inicio y luego flujos positivos, el criterio de decisión

es invertir en aquellos proyectos cuya TIR sea superior a la tasa de descuento. Mientras que, si la estructura del flujo de fondos es la inversa, o sea primero flujos positivos y luego negativos, el criterio de decisión será el de invertir en aquellos proyectos cuya TIR sea inferior a la tasa de descuento.

El *PayBack* se define como el periodo de recuperación en el que se recupera la inversión realizada para el desarrollo del proyecto. Como indican Reyes, C., & Del Cisne, M. (2017), este criterio es importante a la hora de definir si se invierte en un proyecto o no. Todos los valores que se trabajan incluyen el valor del dinero en el tiempo.

3. Descripción del campo

Se presentan a continuación los puntos principales para la descripción del campo como el marco geológico regional, estratigrafía, geología estructural del campo de estudio, geología del petróleo, sistema petrolífero, caracterización geoquímica, historia de producción de los campos.

3.1. Localización

El Campo de estudio a se localiza en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la jurisdicción del Departamento del Tolima, en la margen Occidental del Río Magdalena aproximadamente a 45 Km. de la ciudad de Ibagué y entre el sistema de fallas de Alvarado e Ibagué, ver Figura 1.

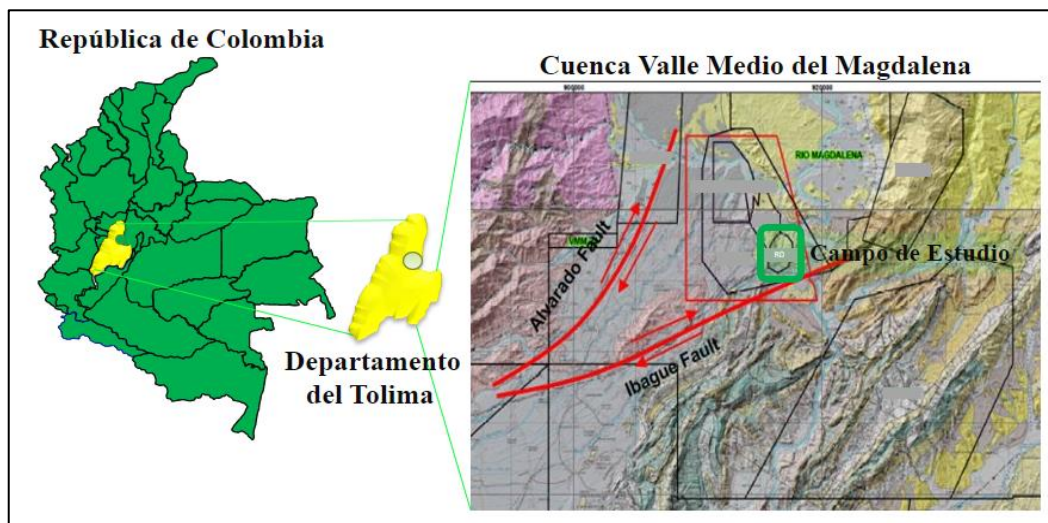


Figura 1. Mapa de localización del Contrato de Asociación Río Opia.

Adaptado de Ingeominas.

3.2. Marco Geológico Regional.

El Campo de estudio se localizan en las inmediaciones del Valle Medio del Magdalena, depresión morfológica correspondiente a una cuenca alargada en dirección NNE-SSO, limitada por la Cordillera Central al Oeste (complejo ígneo-metamórfico del Batolito de Ibagué) y la Cordillera Oriental al Este (Bituima). Los límites norte y sur están definidos por los trazos del sistema de fallas de desplazamiento de rumbo tipo dextral de Alvarado e Ibagué respectivamente (Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A. J., Taborda, A., 1995, p.1421).

La geometría del área, corresponde a un bloque monoclinal, buzando hacia el Este, el cual se profundiza por fallamiento de tipo normal a nivel del basamento, en una dirección Oeste-Este, por debajo del sistema de fallas de cabalgamiento (Bituima, Cambao etc.), que están asociadas al flanco occidental de la Cordillera Oriental, conformando de esta manera una compleja cuenca, la cual se caracteriza por una deformación múltiple y periodos de subsidencia y erosión alternantes, desde el Maastrichtiano hasta el presente. Esta área está conformada principalmente por anticlinales fallados (Corrigan, H. T., 1967, p.57).

3.2.1. Estratigrafía. Se define como secuencia estratigráfica perforada en los activos y en áreas vecinas exploratorias la siguiente estratigrafía, que pueden apreciarse en la Figura 2: Grupo Honda, Formación Barzalosa, Formación Doima, Formación Potrerillo, Formación Chicoral y Basamento Económico

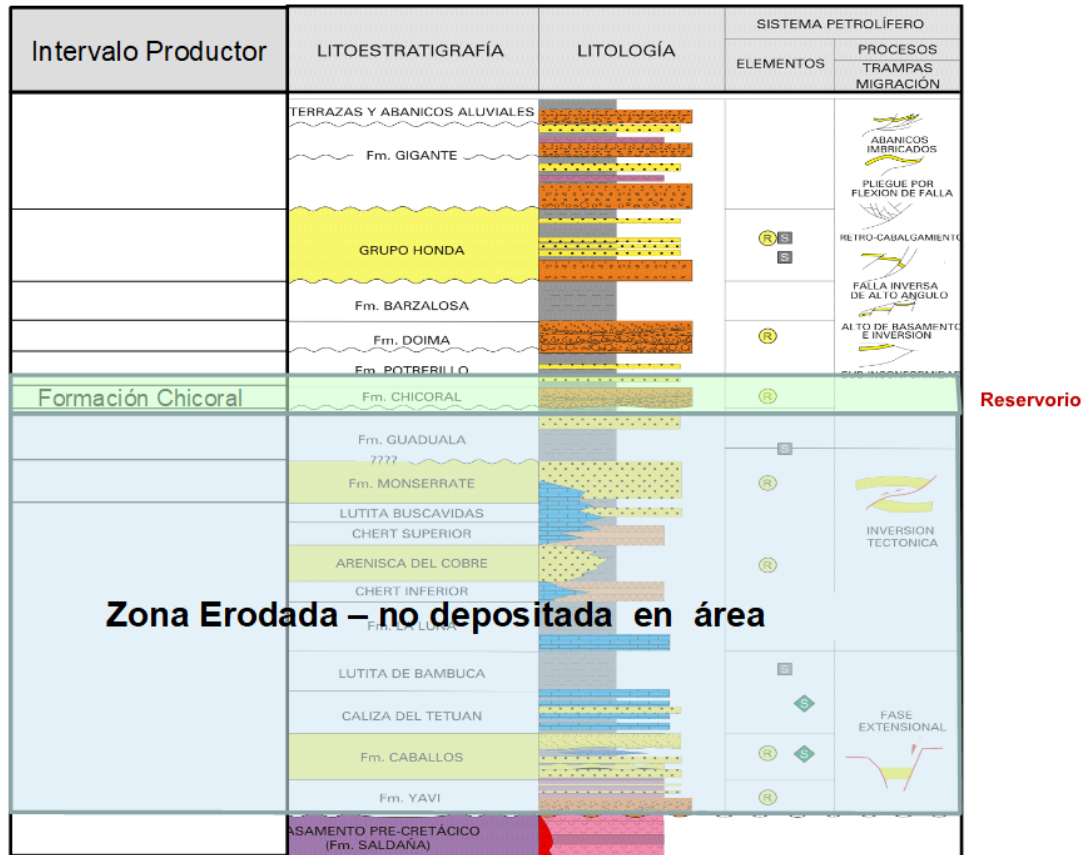


Figura 2. Columna estratigráfica de los Campos de estudio.

Información de ICEP (2020).

Las Formaciones encontradas que componen el yacimiento del Campo de estudio, se definen por cambios litológicos, tasa de perforación y correlación de registros eléctricos durante la perforación.

A continuación, se describen brevemente, de base a tope las Formaciones presentes en el Campo de estudio:

3.2.1.1. Basamento. *El Basamento fue determinado principalmente por la aparición de rocas de origen ígneo y metamórfico, así Como por la disminución de la rata de perforación. El Basamento es de color blanco moteado de verde medio, verde medio a oscuro, gris medio a oscuro, negro, menor rosado; fractura angulosa; duro a muy duro. Compuesto predominantemente por feldespatos, plagioclasas, anfíboles y clorita.*

El estudio petrográfico realizado indica que el Basamento es de tipo metamórfico de alto grado; se clasifica como gneises cuarzo-feldespáticos compuestos predominantemente por cuarzo, plagioclasa y clorita. La plagioclasa se encuentra levemente alterada y el bandeamiento del gneis es irregular y discontinuo (ICEP, 2006, p.12).

3.2.1.2. Formación Chicoral. *Corresponde a la base y al segmento clásticamente más grueso del Grupo Gualanday. Según Chenevart (1963, en De Porta 1974), la Formación Chicoral se constituye de areniscas y conglomerados con un espesor que oscila entre los 250 y los 320 m.*

Esta unidad está compuesta por un conjunto de areniscas de grano grueso y conglomerados polimícticos, con cantos rodados de cuarzo lechoso y chert; y en menor proporción, areniscas cuarzosas, rocas ígneas y metamórficas, en una matriz arenosa-arcillosa, formando bancos masivos y capas frecuentemente lenticulares. Ocasionalmente, se presentan limolitas y arcillolitas abigarradas.

De acuerdo con sus características eléctricas y litológicas, la Formación Chicoral se ha dividido en tres unidades de base a tope: a) Inferior: Secuencia compuesta por conglomerados polimícticos

con intercalaciones de bancos de areniscas y algunos niveles de arcillolitas; b) Paquete de arenas con delgadas intercalaciones de arcillolitas. Las arenas son conglomeráticas, cuarzosas, translúcidas, limosas, no calcáreas, hidratables y solubles; c) Superior: está caracterizado por intercalaciones de areniscas conglomeráticas y arcillolitas.

El ambiente de depositación es continental, sintectónico, con espesos aluviones depositados sobre una llanura aluvial, los cuales son luego dispersados por corrientes de alta energía (ICEP, 2006, p.15).

3.2.1.3. Formación Potrerillo. *Esta unidad corresponde a la formación intermedia del Grupo Gualanday. Según Chenevart (1963, en De Porta 1974), la Formación Potrerillo consta principalmente de arcillolitas rojas que en la base de la unidad alternan con areniscas gruesas. Ascendiendo en la sucesión estratigráfica las areniscas son cada vez de grano más fino y las arcillolitas aumentan su espesor. En la parte superior de la unidad existen solamente arcillolitas.*

Se encuentra caracterizado por intercalaciones de arcillolitas con areniscas conglomeráticas, en las que existe muy pobre presencia de hidrocarburos. Esta formación presenta al tope, intercalaciones de chert amarillo, ocre, gris, gris rojizo; muy duro, de fractura angulosa y ocasionalmente con superficies redondeadas.

Las arcillolitas son varicoloreadas púrpura muy claro, gris claro, gris verdoso, amarillo, ocre, pardo, pardo amarillo, pardo rojizo; homogéneas, moderadamente firmes, consolidadas a blandas, homogéneas, algo limosas, no calcáreas, solubles, gomosas, pegajosas e hidratables.

Las areniscas son cuarzosas, de color blanco, blanco translúcido, amarillo, hialino; con grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso a conglomerático, subangulares a subredondeadas, subesféricas, de pobre selección, sueltas y con raros granos manchados de aceite pardo claro. Presentan muy pobre manifestación de hidrocarburos.

Espesor: 200 – 300 pies aprox. Edad: Eoceno Tardío a Oligoceno Temprano. Contacto: Discordante con la suprayacente Formación Doima y la infrayacente Formación Chicoral. Ambiente: Continental – Fluvial (ICEP, 2006, p.16).

3.2.1.4. Formación Doima. *Esta unidad corresponde al tope del Grupo Gualanday, y constituye uno de los reservorios paleógenos más prolíficos del Valle Superior del Magdalena. Chenevart (1963, en De Porta 1974), define la Formación Doima como una unidad formada por areniscas conglomeráticas y conglomerados con un espesor que varía entre los 350 y los 700 m.*

Espesor: 600 – 700 pies aprox. (250 - 300 pies corresponden al nivel arenas petrolíferas). Edad: Oligoceno. Contacto: Discordante en su base con la Formación Potrerillo y discordante al tope en su contacto con la Formación Barzalosa. Ambiente: Fluvial, meandriforme, arenas de baja energía. Se han reconocido depósitos de canal de alta sinuosidad asociados con ríos meandriformes y canales de baja sinuosidad en un ambiente de ríos trenzados. Estos canales se encuentran cortando depósitos de llanura de inundación. Canales de alta sinuosidad son asociados a ambientes de muy baja energía. Las arenas originadas por estos canales forman cuerpos lenticulares cuya continuidad lateral depende de la acreción lateral. Las arenas son sublíticas, compuestas de cuarzo feldespato

(alterados) y mica, con matriz arcillosa. Estas arenas presentan, en general, buena continuidad lateral.

Por motivos operacionales, se ha dividido esta unidad en dos miembros: un miembro inferior arenoso que se compone por una intercalación de arcillolitas y areniscas cuarzosas. Las arcillolitas son varicoloreadas, moderadamente consolidadas a blandas, de grano fino a medio; y un Miembro Superior, principalmente de un paquete homogéneo de arcillolitas con delgadas intercalaciones de arenas. Las arcillolitas son varicoloreadas, consolidadas a blandas. Las areniscas son cuarzosas, blancas, predominantemente de grano medio a fino, menor grueso, (ICEP, 2006, p.16).

3.2.1.5. Formación Barzalosa. *Esta formación es predominantemente blanda, compuesta por areniscas con intercalaciones medias de arcillolitas y esporádicas y delgadas intercalaciones de limolitas. El tope se define por cambio en la velocidad de perforación (R.O.P) y la presencia de arena cuarzosa, hialina y translúcida.*

Las areniscas halladas son sublíticas, compuestas principalmente por cuarzo blanco, blanco translúcido, hialino, subtranslúcido; con abundantes fragmentos líticos verde oscuro, negro, parduzco oscuro a negro, gris oscuro; predominantemente de grano medio a fino, ocasionalmente grueso, subredondeadas a subangulares, subesféricas, de buena a regular selección, sueltas, sin manchamiento de aceite ni manifestaciones de hidrocarburos.

Las arcillolitas son varicoloreadas pardo amarillento claro, pardo rojizo, menor gris verdoso oscuro, gris oscuro, localmente gris muy claro a blanco (muy soluble), localmente pardo grisáceo

a pálido (muy limosa), ocasionalmente púrpura a púrpura claro; blandas, menor moderadamente firmes a firmes, textura sedosa, menor textura terrosa, localmente limosas, localmente muy solubles, no calcáreas, no a ligeramente hidratables.

Además, presentan trazas de arena sublíticas – cuarzosa de grano fino a medio. Espesor: 200 – 350 pies aprox. Edad: Oligoceno. Contactos: Discordante con la Formación Honda al tope y la Formación Doima que la infrayace. Ambiente: Continental, en ambiente de baja a moderada energía, principalmente asociado a ambiente de llanura aluvial a lacustre. Las sucesiones de facies son granodecrecientes hacia el techo (ICEP, 2006, p.17).

3.2.1.6. Formación Honda: *Esta formación presenta dos ambientes fluviales de depositación, uno de bajo gradiente-alta sinuosidad correspondiente a ríos meándricos y desarrollado durante una época de baja actividad tectónica y/o volcánica en el área fuente, caracterizada por una facies de lodolitas rojizas con subordinadas areniscas, arcosas a subarcosas, color canela, no conglomeráticas, granodecrecientes; el segundo ambiente, de alto gradiente-baja sinuosidad probablemente correspondiente a ríos trezados y desarrollado durante una época de moderada a alta actividad tectónica y/o volcánica, con una facies de areniscas grises, conglomeráticas, arcósicas, sin granodecrecimiento, con intercalaciones monótonas de lodolitas.*

a) Inferior: sección predominantemente arcillolítica con intercalaciones de areniscas y algunas trazas de limolita.

b) Medio: sección compuesta por areniscas intercaladas con niveles de limolitas y arcillolitas.

C) Superior: conformada por potentes paquetes homogéneos de arcillolita homogénea, moderadamente consolidada a blanda.

Espesor: 900 – 1000 pies aprox. Edad: Mioceno. Contactos: Discordante con la Formación Mesa (ausente en la zona a perforar) en su tope, y la infrayacente Formación Barzalosa. (ICEP, 2006, p.18).

3.2.1.7. Formación Mesa: *Hace referencia al carácter morfológico que presentan estos sedimentos tabulares y que por efectos de la erosión destacan sobre la planicie con el aspecto de grandes mesas (De Porta 1974).*

Conformada por tres unidades: (1) una “unidad conglomerática inferior” con clastos volcánicos y no volcánicos; (2) una “unidad volcánica media”; y (3) una “unidad conglomerática superior” con abundantes clastos claros, no volcánicos, y escasos clastos volcánicos presentes sólo en el costado oriental de la Subcuenca de Neiva. Hettner (1892)

En el área sur, esta secuencia vulcanoclástica está constituida por fragmentos granulares heterogéneos. Se presentan principalmente clastos de rocas ígneas, metamórficas y tobas volcánicas, abundantes arenas sublíticas ricas en cuarzo translúcido, abundantes líticos oscuros, pardos oscuros a negros de grano medio a fino y localmente muy grueso a conglomerático. Hacia la base de esta formación el grano decrece hasta muy fino a fino.

Espesor: 200 – 300 pies aprox. Edad: Plioceno. Contactos: Inferior normal con la Formación Honda, (Cooper et al., 1995). Ambiente: Continental de abanico, depositado en ambiente de llanura aluvial. Son materiales pobremente seleccionados, en su mayoría angulares con algún contenido de subredondeados, depositados por ríos que transportaban materiales de la Cordillera Central (ICEP, 2006, p.20).

3.2.2. Geología Estructural del Campo de estudio. Se asocia a un alto estructural ocasionado por la convergencia oblicua de las fallas de Ibagué y Alvarado contra el Batolito de Ibagué, lo que origina una disminución del espacio disponible ocasionando el levantamiento del bloque, por el efecto de cuña estructural, definiendo condiciones de sedimentación variables al sur, al norte y en el bloque mismo, de modo particular creando un Sinforme en el bloque Central, como se muestra en la Figura 3.

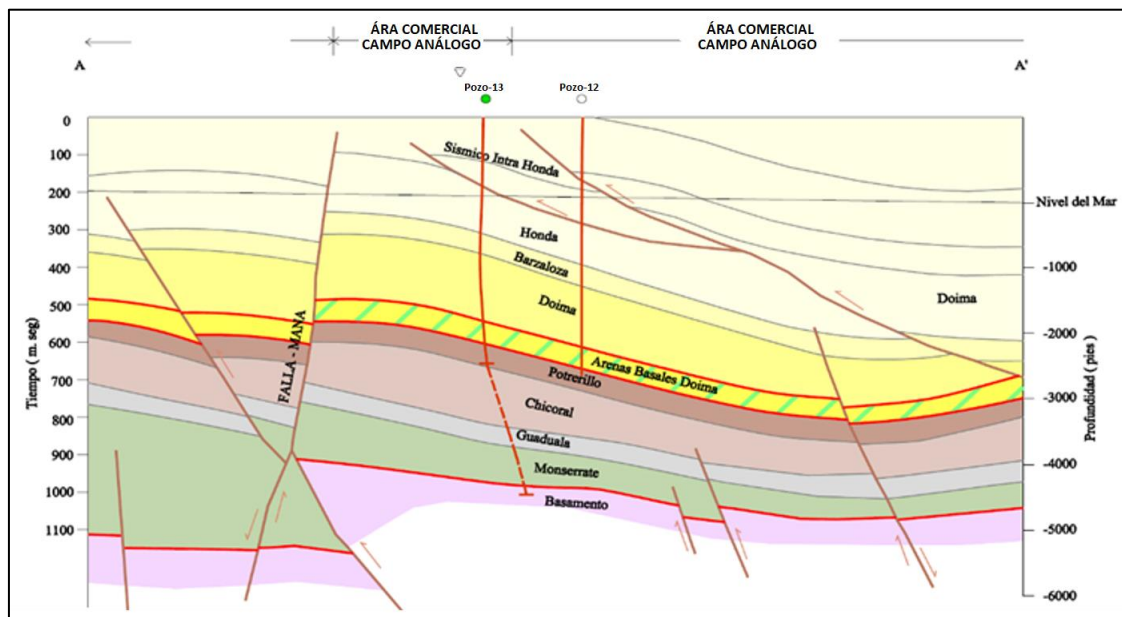


Figura 3. Sección Estructural del Campo de estudio.

Información de ICEP (2020).

La relación con la evolución tectónica de las Cordilleras Central y Oriental define el llenado de este Sinforme (Sarmiento 2001, Cooper et al 1995). Ver la *Figura 4*.

CARTA DE CORRELACION EVENTOS TECTONO ESTRATIGRAFICOS						
S						N
EPOCA		NEIVA	GIRARDOT	CAMPO DE ESTUDIO	MMB SUR	EVENTO
TERCIARIO	RECIENTE	GRUPO HONDA	GRUPO HONDA	GRUPO HONDA	GRUPO REAL	TU - 3
	MIOCENO					SB - 3
	L					
	M					
	E					
	EOCENO OLIG.	BARZALOSA	BARZALOSA	BARZALOSA	SANTA TERESA	
	L					
	E					
	EOCENO OLIG.	DOIMA POTRERILLO CHICORAL	GUALANDAY	DOIMA POTRERILLO CHICORAL	SAN JUAN DE RIO SECO	TU - 2
	L					
	M					
	E					
	PALEO.					SB - 2
	L					
	E	GUADUALA	GUADUAS	SECA (GUADUALA)	SECA HOYON	TU - 1
CRETACEO	MAESTR.	F. MONSERRATE	F. MONSERRATE	F. TABLA (MONSERRATE)	F. CIMARRONA	SB - 1
	CAMPANIAN					

Figura 4. Eventos Tectono – Estratigráficos del yacimiento de estudio.

Información de ICEP (2020).

3.2.3. Geología del petróleo. Los sedimentos del Grupo Villeta son considerados como las rocas generadoras por excelencia en la cuenca del Valle del Magdalena. Corrigan (1967).

Con el levantamiento y retrabajamiento de la Cordillera Central durante el Cretácico Tardío y el Terciario, fueron originados los depósitos de las arenas productoras en el Campo de estudio.

A lo largo de todo este periodo, los eventos tectónicos tensionales se incrementaron, produciendo fallas normales que afectaron el Basamento. Más tarde, un segundo y fuerte evento tectónico compresional post – cretáceo, desarrollaría las fallas inversas que han afectado gran parte de la cobertura sedimentaria hasta épocas recientes (ICEP, 2006, p.19).

Es posible que los hidrocarburos encontrados en el yacimiento del campo hayan migrado a las arenas de la Formación Chicoral con antelación a los últimos eventos tectónicos que afectaron las estructuras, a través de capas permeables que permitieron la movilización del petróleo lateralmente y las discordancias terciarias o las fallas que hicieron posible la migración en sentido vertical, permitiendo el entrapamiento de estos (ICEP, 2006, p.19).

La trampa es de carácter estratigráfico y estructural. El entrapamiento estructural se asocia principalmente a la acumulación de hidrocarburos en la Formación Chicoral, mientras que el entrapamiento estratigráfico, se caracteriza por cambios faciales asociados a su ambiente de sedimentación dominado por corrientes fluviales trenzadas. En la Formación Chicoral. La migración de los fluidos es controlada por macro y microfracturas de origen tectónico (ICEP, 2006, p.19).

3.2.4. Sistema Petrolífero. La Formación Chicoral, en el área de estudio, aporta entre el 70% y el 80% de la producción de petróleo en el área.

Su potencialidad se encuentra determinada por la capacidad de almacenamiento definida por un net pay entre 180 a 560 pies de espesor, en el cual las propiedades inherentes de la roca almacén,

presentan porosidades similares en toda la sección productora, en promedio 16% y la capacidad sellante de la Formación Guaduala, que produce un sello con recubrimiento efectivo y a la integridad mecánica del mismo.

Las acumulaciones de petróleo en este sistema se generaron durante el final del segundo evento tectono-estratigráfico, debido a la entrada de la ventana de generación del Grupo Villeta, definida por el incremento de la presión litostática y la migración hacia el este del eje axial de la cuenca (Villamil 2003), lo cual ocasiona el requerido cambio de presión para el desplazamiento del hidrocarburo, en función del *input* de material terrígeno vs. Orgánico (ICEP, 2006, p.29).

3.2.5. Caracterización geoquímica. Se realizó la caracterización de geoquímica del crudo teniendo en cuenta las características geoquímicas, análisis de Pirolisis y evaluación de a roca; análisis tipo SARA, para definir su composición y clasificación genética; análisis de biomarcadores, particularmente la relación pristano/fitano (PR/PH) y relación isotópica C27, C28 y C99 para determinar la fuente, obteniendo los siguientes resultados, ver la *Tabla 1*:

- Contenido orgánico: TOC% clasificado como pobre con máximos valores de 0.1%. El potencial generador de hidrocarburos (S1) varía entre 0.1 – 0.5 mg TOC/gr roca, considerado extremadamente bajo para permitir la transformación de materia orgánica en kerógeno. La madurez (T_{máx} °C) presenta un valor promedio de 305°C la cual indica que el hidrocarburo almacenado dentro de la Formación es migrado dado que los valores de T_{máx} (calculados por la pirolisis) sugieren que las muestras analizadas no alcanzan los valores mínimos requeridos para entrar en ventana de generación. (T_{máx}=435°) (ICEP, 2006, p.35).

Tabla 1.

Caracterización geoquímica de muestras de la Formación Chicoral

Pozo	TOC%	S1	IH	Tmax °C
Muestra Chicoral	0.1 – 0.02	0.25 0.50	113	350°-400°
Muestra Chicoral	0.02-0.07	0.5-1	188	350°-370°

Nota: Información de ICEP (1996).

Composición y Clasificación Genética. Fue definida en función de los parámetros geoquímicas tipo SARA, ver la *Tabla 2.*, clasificado como “Parafínico-Nafténico” sugiriendo una base común y una clasificación genética de un ambiente lacustre a marino somero, ver

- *Tabla 3.*

Tabla 2.

Análisis Tipo SARA Crudo Formación Chicoral.

POZO	EDAD	% SATURADO	% AROMATICO	% RESINA	% ASFALTENO
Muestra Chicoral	Mioceno	25,34	36,80	31,97	5,89

Nota: ICEP 2007-2008. Caracterización geoquímica de muestras de crudos de los Campos.

Tabla 3.

Análisis de Biomarcadores Crudo

POZO	C27 / C29	% C27	% C28	% C29	ESTERANO/IFOP
Muestra	1.28	28.5	31.2	40.3	0.53

Nota: ICEP 2008.

- Evaluación Geoquímica. Los crudos producidos tienen virtualmente la misma composición molecular, la cual es resaltada por la cromatografía de alta resolución de gases (HRGC) (ICEP, 2006, p.41).
- Calidad Geoquímica del crudo. La calidad geoquímica del crudo presenta un amplio rango en el contenido de azufre entre 0.776 y 1.258 sugiriendo un efecto reductor en la roca fuente y la variación en el contenido de azufre es una función de la facie orgánica asociada a la roca generadora. En función del contenido de azufre este crudo se clasifica como “sweet crude”, ver Tabla 4.

Tabla 4.

Calidad geoquímica del crudo

POZO	AZUFRE (%PESO)	V (MG/KG)	FE (MG/KG)	NI (MG/KG)	GRAVEDAD API°
Muestra	1,227	75,01	3,71	51,63	25

Nota: ICEP 2008.

- Gravedad API del Crudo. Con base a las determinaciones de la gravedad API del crudo de la Formación Chicoral se encuentra entre 25 y 27°, ver Tabla 5.

Tabla 5.

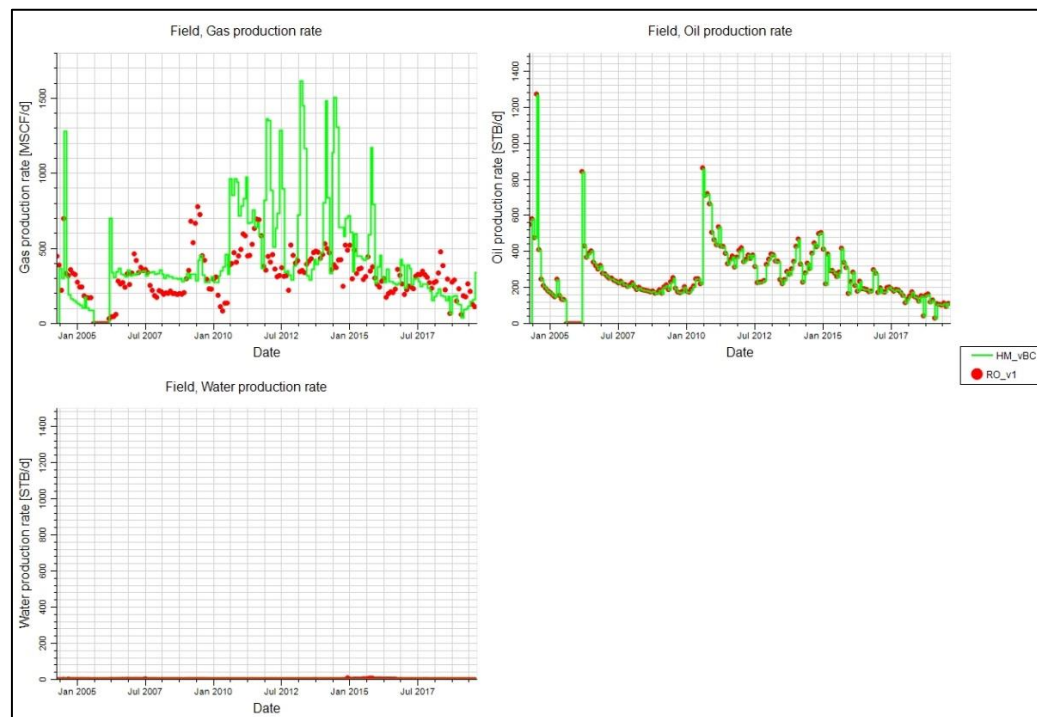
Gravedad API

POZO	PROFUNDIDAD TVD (Ft)	GRAVEDAD API	GRADIENTE GEOTERMICO °F/100 ft
Muestra Chicoral	4500	27.0°	0.45

Nota: ICEP 2008.

3.2.6. Historia de Producción del Campo. Se presenta a continuación el comportamiento de producción de petróleo, gas y agua, correspondiente al Campo de estudio durante toda su vida productiva. Inició su producción en 2004, por métodos primarios con bombeo mecánico y cavidades progresivas. Este yacimiento tiene un mecanismo de gas en solución y se encuentra por debajo del punto de burbuja, ver

3.2.7. Gráfica 1. La producción actual es de 112 bopd, 344 kscfd y 0.09 bwpd. La producción acumulada es N_p : 49,293 bbl, G_p : 79,719 kscf y W_p : 49 bbl.



Gráfica 1. Comportamiento de Producción Campos de estudio.

Como se había mencionado anteriormente, el Campo de Estudio se encuentra en la parte alta de un monoclinal y tiene una extensión de 207 Acres, por lo cual el estudio de este campo es prácticamente un *sector model*, ver Figura 5, compuesto por cuatro pozos productores: R0-1, R0-

4, R0-5 y R0-6. Los pozos BUN-01, BUN-02, BUN-03 y BUN-04 fueron perforados en 1993 y abandonados en 1993. A continuación, se presenta su ubicación en un Mapa Estructural a tope de la Fm. Chicoral que permite comprender su distribución en el área, ver la Figura 5y la Figura 6.

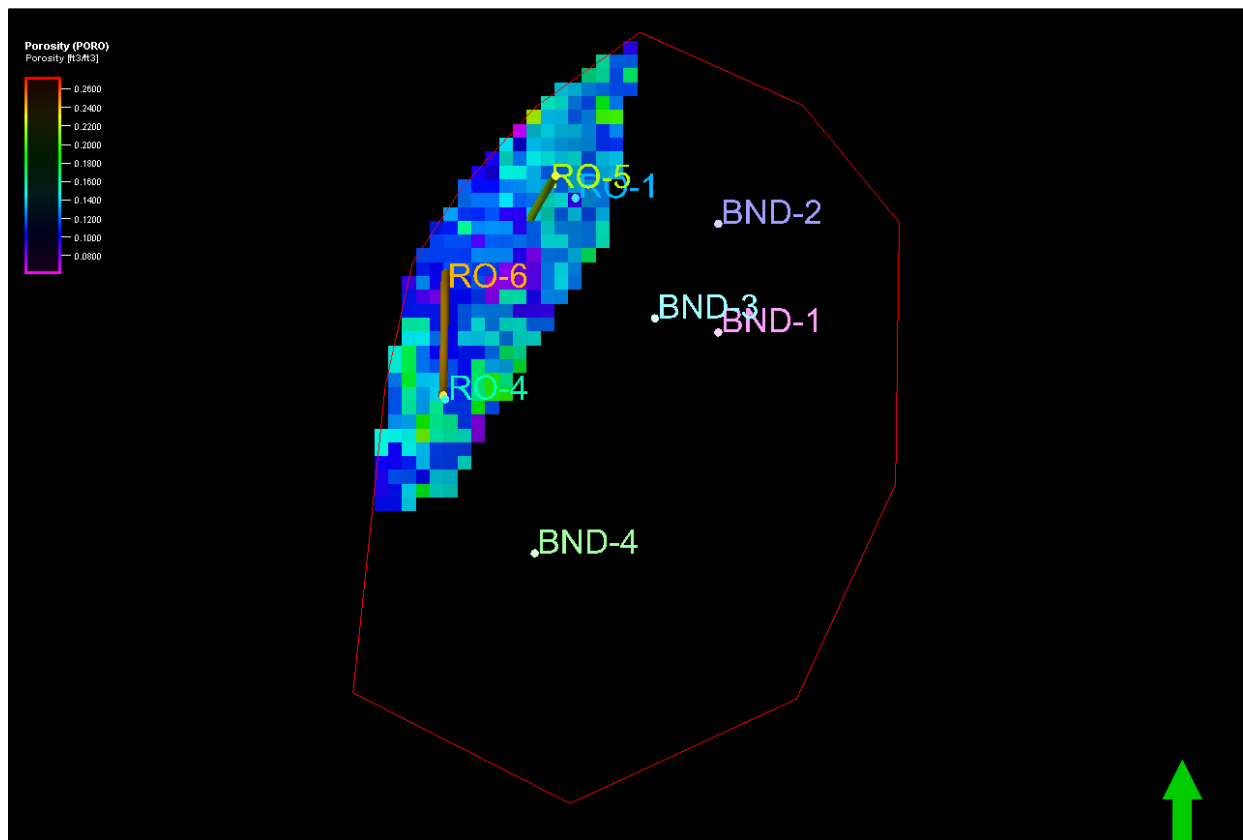


Figura 5. Polígono del contrato y grilla de simulación del Campo de Estudio, en propiedad de porosidad.

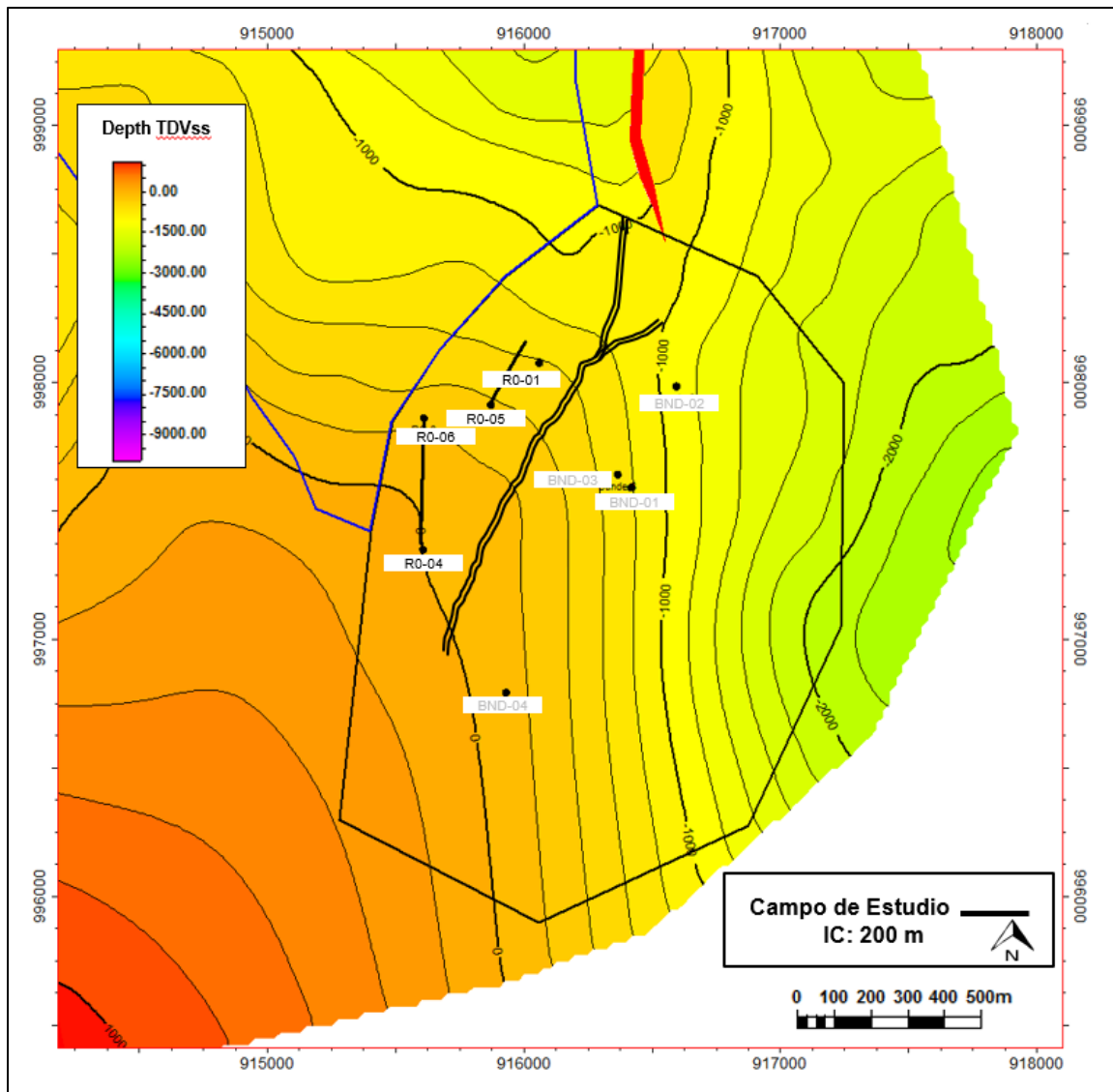


Figura 6. Mapa Estructural a tope de la Fm. Chicoral.

Información de ICEP (2020).

3.2.8. Modelo de Simulación Numérica: Se describen las generalidades del modelo de simulación numérica empleado para realizar la evaluación.

Para la construcción del enmallado se aplicó el proceso *Structural Gridding* en Petrel con el que el modelo de *Structural Framework* se convierte a un modelo geocelular, el cual es utilizado

para la población de propiedades. Dada la cercanía de los pozos se generó el modelo con tamaño de celda no mayor a 50 mt. en XY, por lo que el resultado fue una malla de millones de celdas, ver Tabla 6.

Tabla 6.

Distribución de celdas en el modelo.

Modelo Dinámico	
Número celdas	16 I x 25 J x 918 K
Celdas totales	367,200
Celdas activas	95,900
Longitud promedio	50 m
Ancho promedio	50 m
Espesor promedio	1 ft

Se integró el modelo tridimensional con los modelos de fluidos, interacción roca-fluidos con la información de pozos y producción, constituyéndose lo que en definitiva es el modelo dinámico, que en este caso de estudio está distribuido en 1 región de equilibrio para la Formación Chicoral.

Se inicializó el modelo cuya primera corrida calculó las saturaciones y presiones iniciales a partir de las condiciones iniciales definidas. El proceso de inicialización del modelo sirvió para validar la distribución de los fluidos y la presión inicial, ver *Figura 7* y *Figura 8*.

También se corroboraron los volúmenes iniciales de petróleo estimados para el yacimiento, del balance de materiales del modelo dinámico (34,76 MMBbl) versus los volúmenes del modelo estático (34.01 MMBbl); de esta manera se constató el volumen de petróleo original en sitio (OOIP.) dado el valor cercano al arrojado por el modelo estático (variación del 1.02%), lo cual

validó el modelo para continuar a la etapa del ajuste histórico. El ajuste histórico se presenta en el desarrollo del numeral 4.1.1.

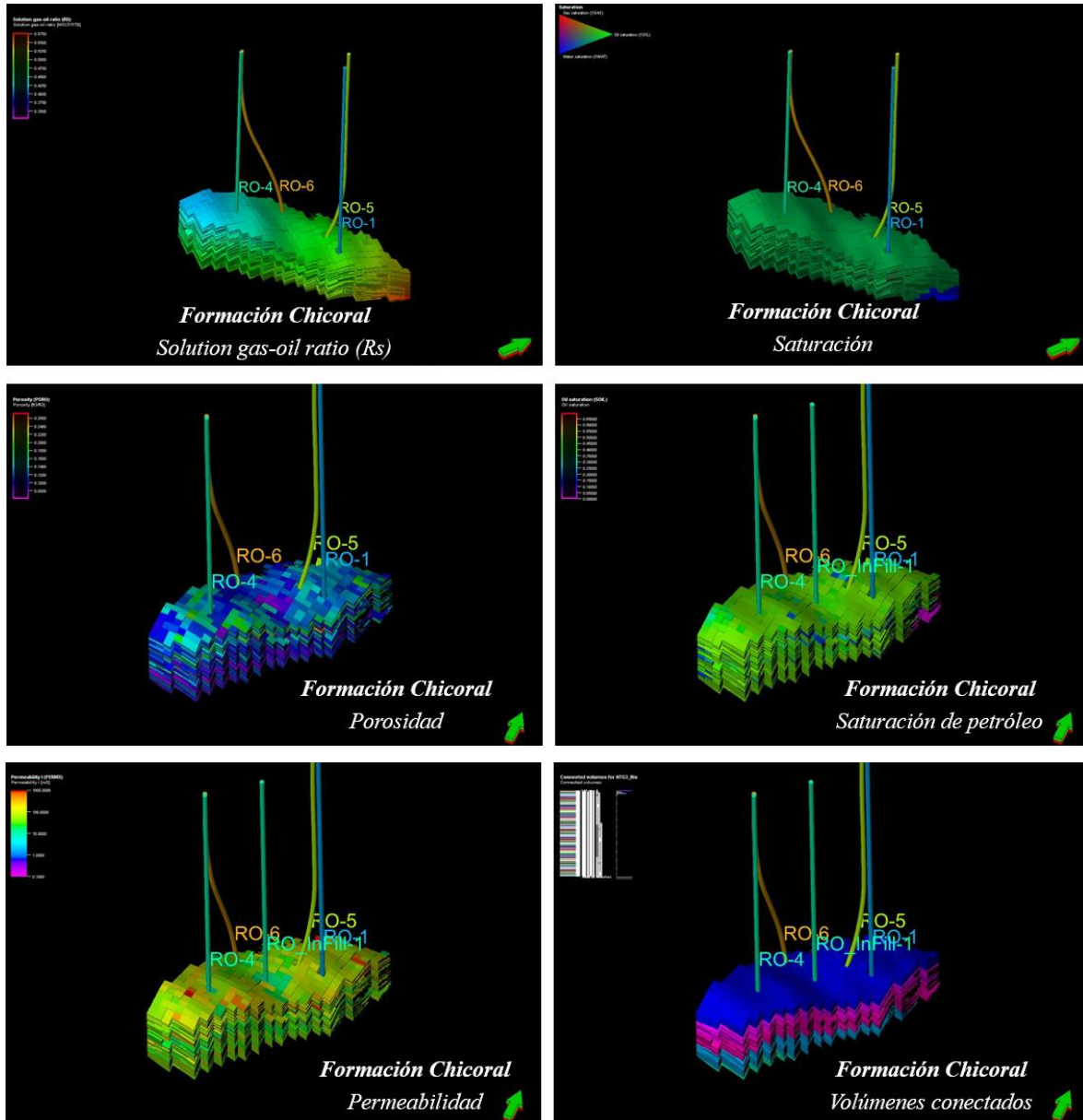


Figura 7. Distribución de porosidad, permeabilidad, saturación de petróleo, R_s y volúmenes conectados.

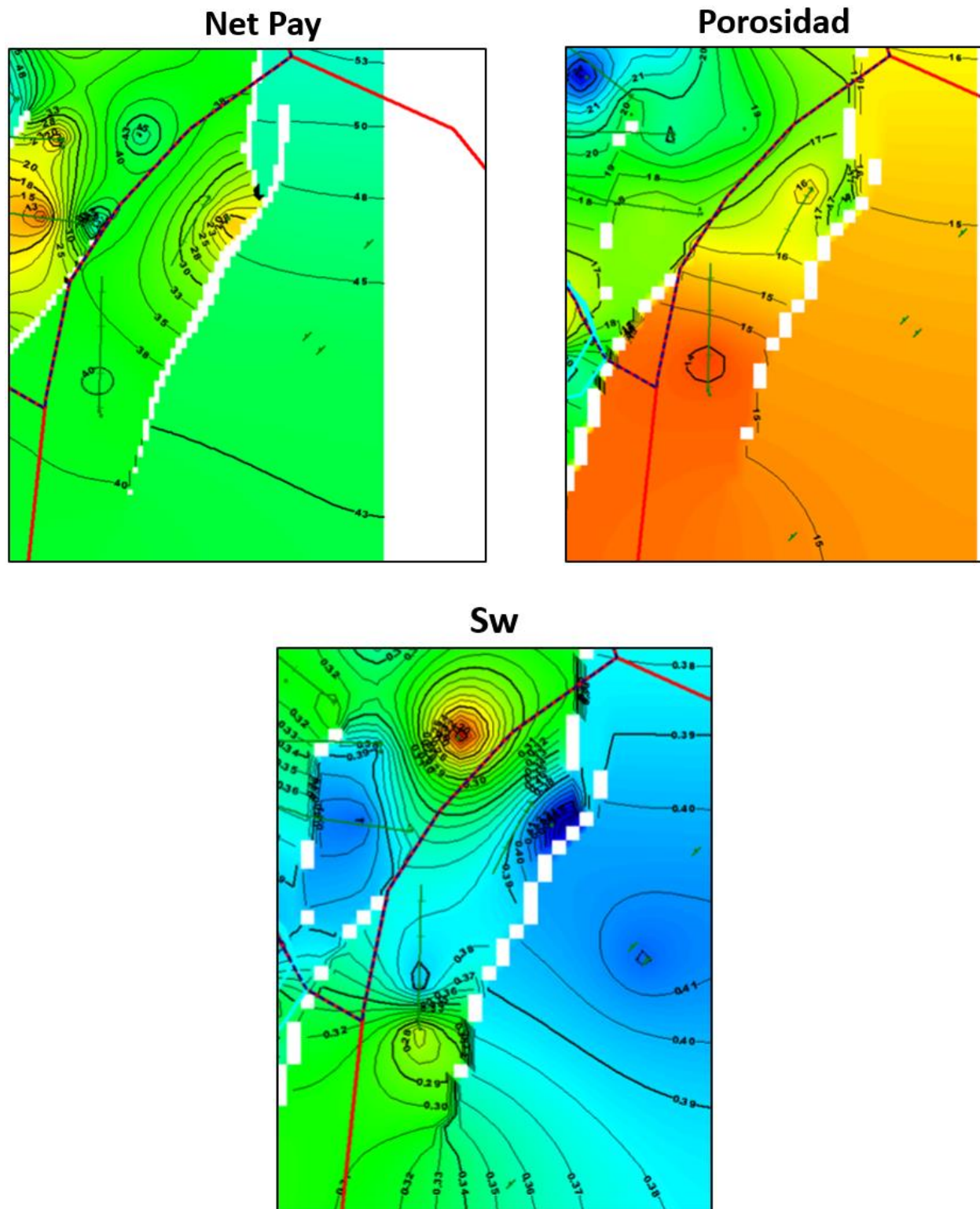


Figura 8. Mapas de Net Pay, Porosidad y Saturación de agua.

Información de ICEP (2020).

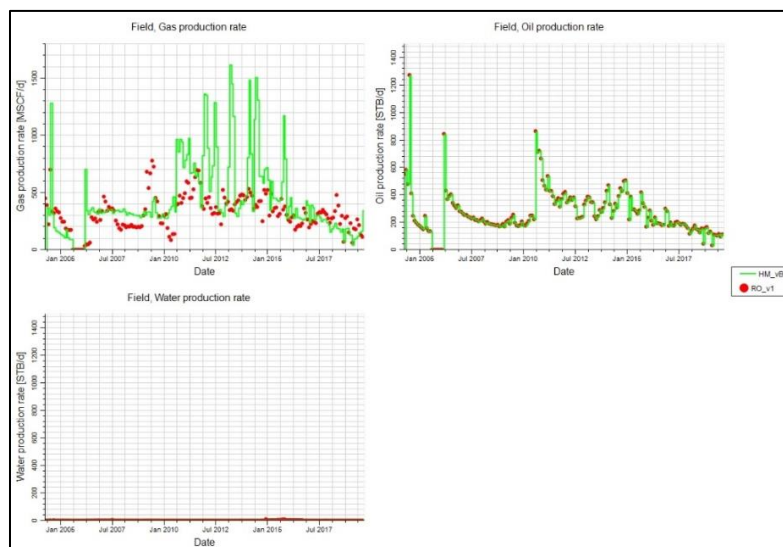
4. Metodología de trabajo.

4.1. Fase 1: Escenarios y Sensibilidad.

Generar escenarios de predicción del método de recobro de inyección de agua utilizando simulación numérica, sensibilizando parámetros como patrones de inyección, espaciamiento entre pozos inyectoros y productores, ubicación de pozos inyectoros y tasas de inyección de agua.

4.1.1. Ajuste histórico y caso base. Para generar los escenarios de predicción se partió de un caso base generado tras el chequeo del ajuste histórico del modelo dinámico con el que se trabajó este estudio de simulación.

Se presenta el ajuste histórico para petróleo, gas y agua que cumple con las diferencias mínimas con respecto a la data observada y es apto para continuar con la fase de predicciones, *Gráfica 2*.

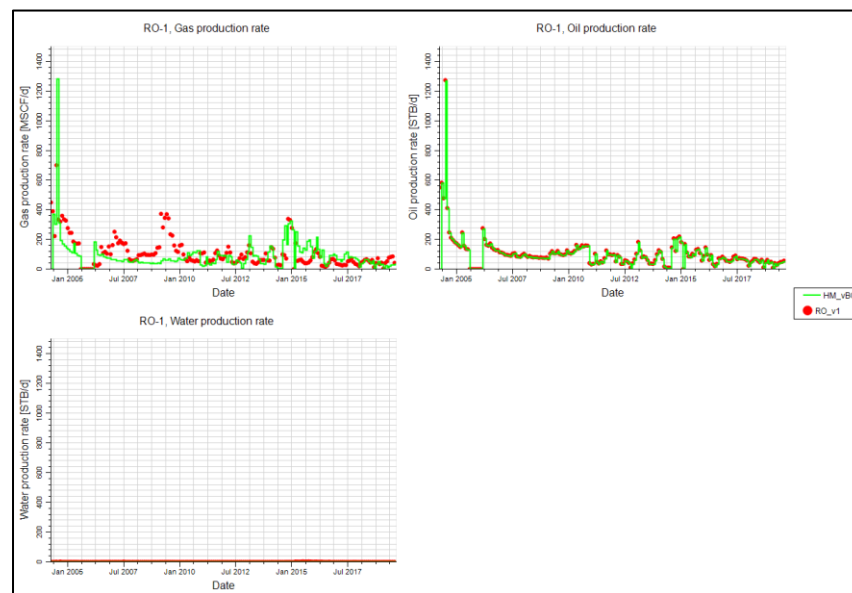


Gráfica 2. Ajuste histórico de producción

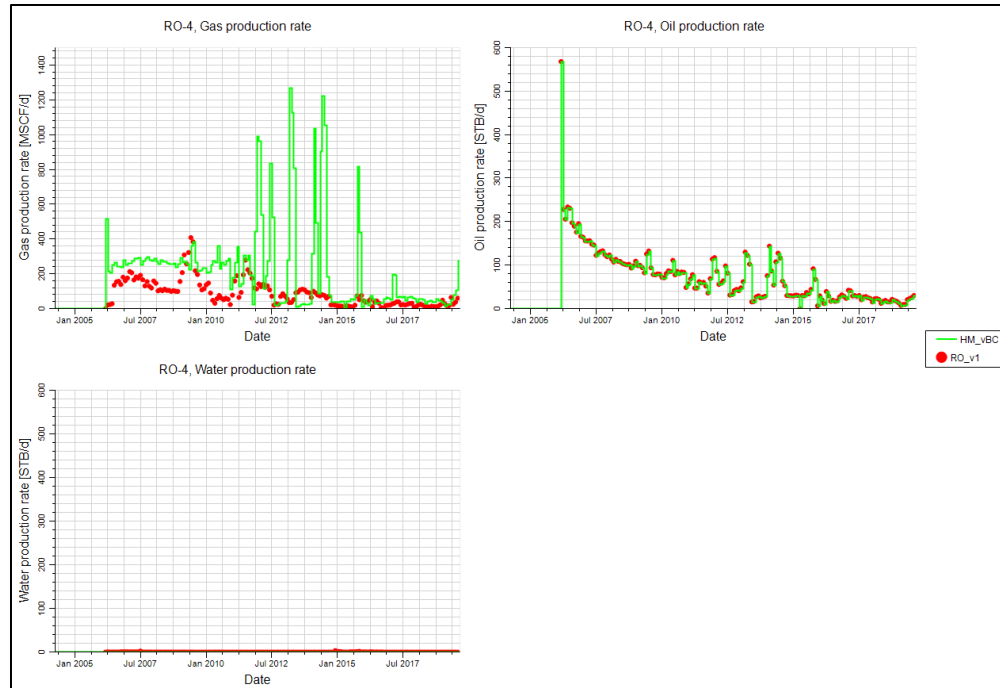
La producción de petróleo acumulada obtenida tras el ajuste es del 99.7%, la producción de gas acumulada es del 99% y la producción de agua acumulada es del 99.5%.

Para el ajuste de la tasa de agua se tuvo en cuenta que la producción es muy baja. Debido al agotamiento de la presión del yacimiento, se evidencia que no existe un acuífero activo que de sostenimiento a la presión y el BSW% es del 0%.

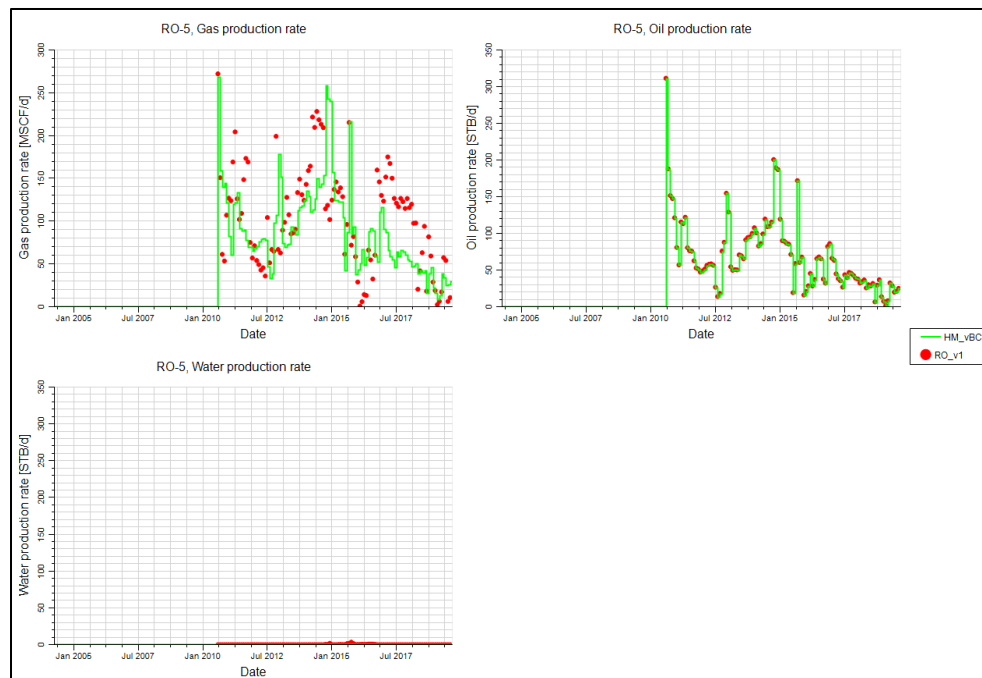
Además del ajuste a nivel full field, el análisis pozo a pozo permitió evidenciar el cotejo del petróleo, el gas, el agua y la presión, tal como se observa en las gráficas que se presentan a continuación, ver Gráfica 3, Gráfica 4, Gráfica 5 y Gráfica 6.



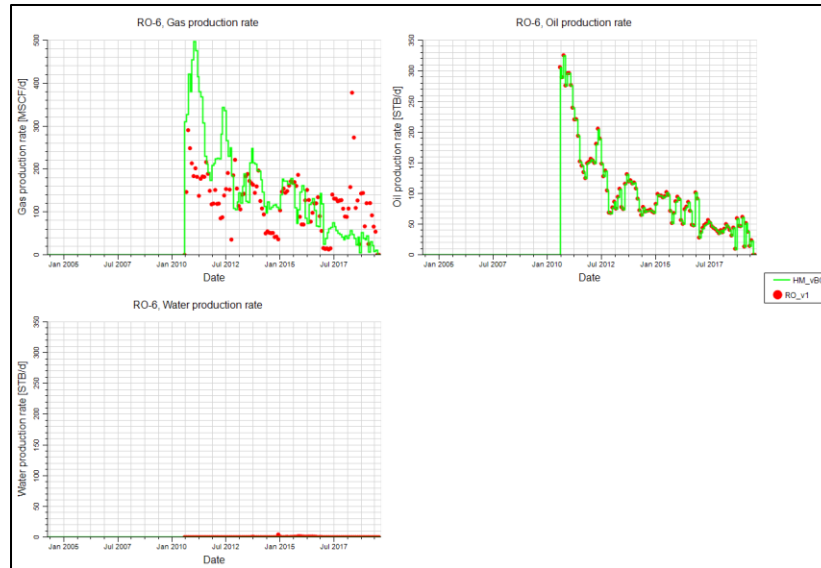
Gráfica 3. Ajuste histórico de producción R0-1



Gráfica 4. Ajuste histórico de producción R0-4



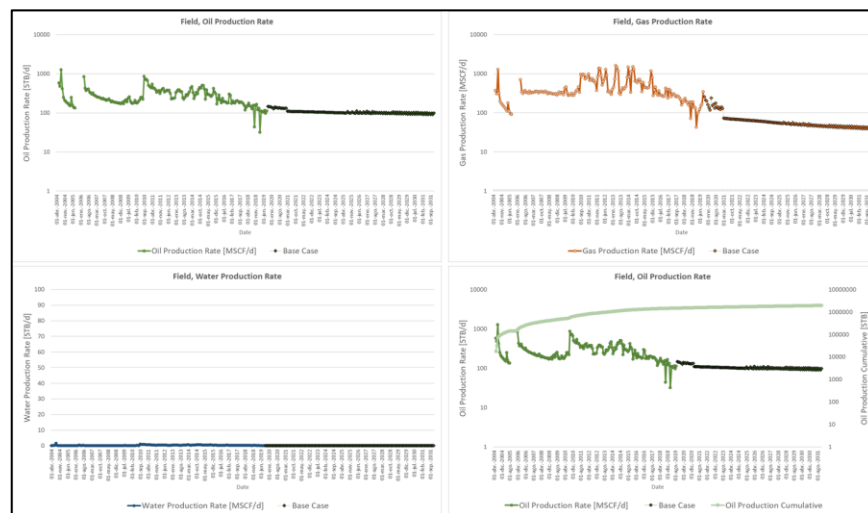
Gráfica 5. Ajuste histórico de producción R0-5



Gráfica 6. Ajuste histórico de producción de R0-6

Dado el ajuste histórico y representatividad del modelo, este se empleó para plantear los escenarios de simulación de inyección de agua.

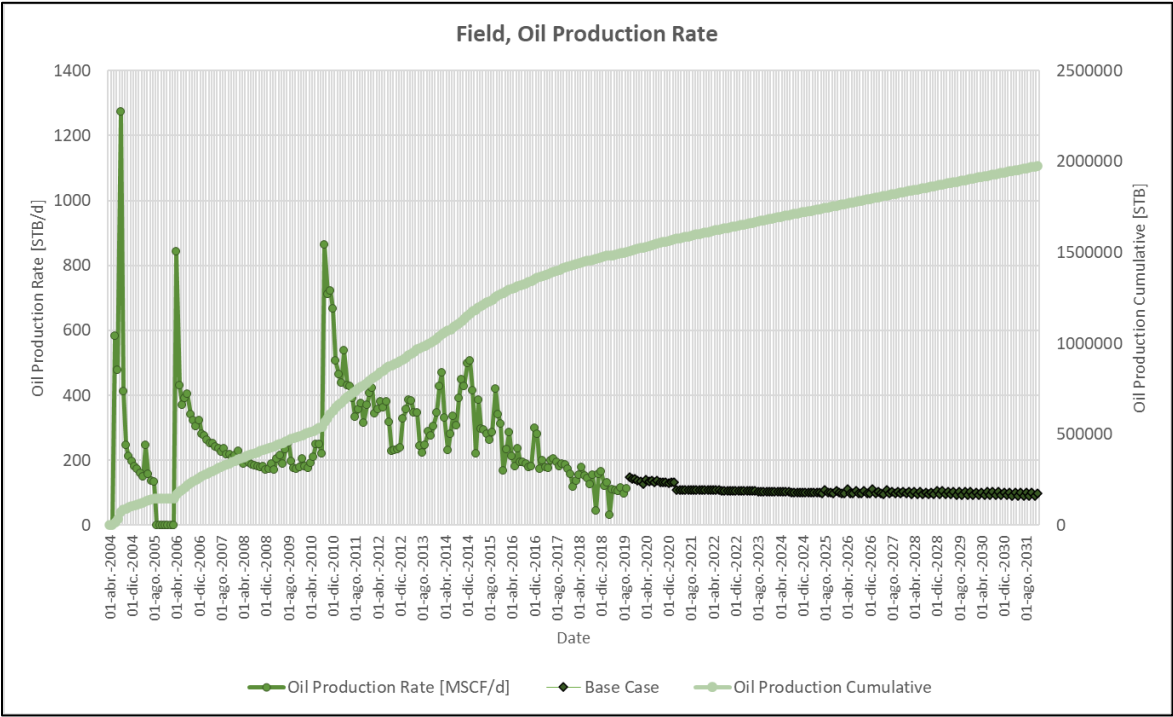
4.1.1.1. Caso Base. Una vez chequeado el ajuste histórico de producción del modelo, se seleccionó como caso base el comportamiento futuro estimado en el escenario P50, Gráfica 7.



Gráfica 7. Predicciones para producción convencional. Caso Base de Predicción P50.

Se presenta el escenario seleccionado P50 como caso base en la *Gráfica 8* y

Tabla 7:



Gráfica 8. Caso base para producción convencional, escenario P50.

Tabla 7.

Campo de estudio. Escenario Base OOIP y Factor de Recobro

Escenario Base					
Percentil	OOIP MMbbls	Np obtenido MMbbls	FR actual	Np esperado MMbbls	FR esperado
P50	34,76	1,50	4,32%	1,98	5,68%

La

Tabla 7 presenta el escenario P50, el *Original Oil in Place* – OOIP, la producción de crudo acumulada y los factores de recobro actual y esperado, calculado a partir del caso base. El factor

de recobro obtenido indica una baja recuperación de hidrocarburos, siendo así el campo de estudio, candidato a implementar un método de recuperación secundaria.

Se presenta a continuación la Figura 9 con la que se muestra la ubicación de los cuatro pozos que componen el campo de estudio, en el modelo de simulación.

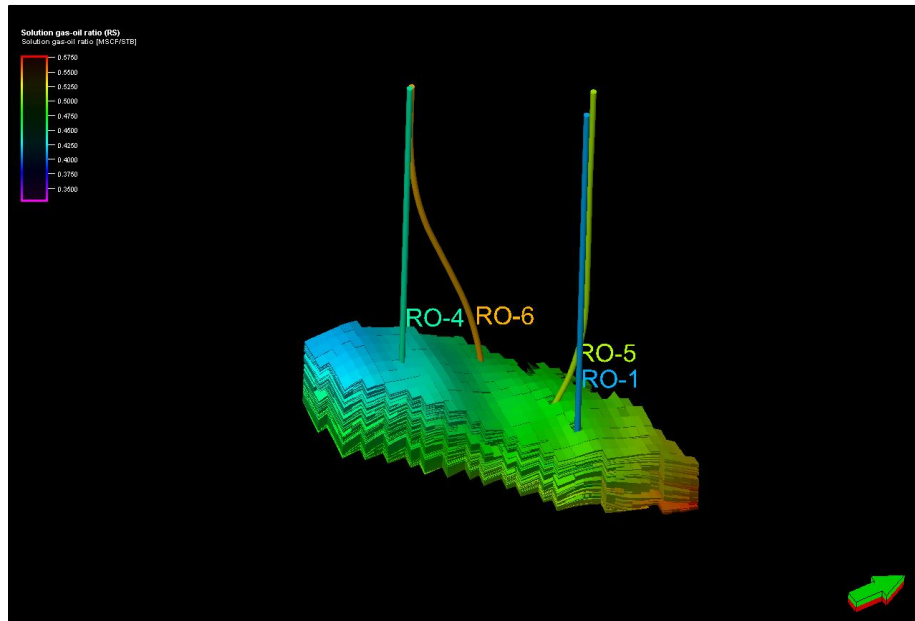


Figura 9. Ubicación de los pozos en el modelo de simulación, fase solution gas-oil ratio Rs.

4.1.1.2. Escenarios de predicción del método de recobro de inyección de agua utilizando simulación numérica. Para la construcción de estos escenarios, se sensibilizaron parámetros como patrones de inyección, espaciamiento entre pozos inyectoros y productores, ubicación de pozos inyectoros y tasas de inyección de agua. Para comparar los resultados de estos escenarios de predicción se partió de un caso base P50, generado tras el chequeo del ajuste histórico del modelo dinámico con el que se trabajó este estudio de simulación.

Las condiciones generales del campo para la inyección de agua no permiten bajar las presiones de producción o de fondo fluyente por debajo de la presión de burbuja, porque se estaría liberando gas en el pozo y en la cara de la formación, lo cual afectaría la productividad de petróleo.

Se simularon diferentes caudales de inyección de agua teniendo como límite máximo la capacidad de tratamiento de fluidos de las facilidades existentes que son 13.000 bbl. Estos casos se llevaron hasta el año 2032, fecha en la que revierte el Contrato a la Nación y hasta la que la Compañía puede percibir estos volúmenes como rentables.

Se tienen una serie de restricciones tanto en los pozos como en las líneas de producción, y los resultados de cada uno de los escenarios evaluados se limita dadas estas condiciones.

- Escenario A. En este escenario el pozo R0-1 se convirtió en inyector y los pozos R0-4, R0-5 y R0-6 continuaron como pozos productores.

En este escenario se eligió el pozo más bajo estructuralmente para convertirlo de productor a inyector al paso de dos años, teniendo en cuenta los tiempos de evaluación y trámites relacionados a la actividad, ver *Figura 10*. Se corrieron siete casos diferentes, sensibilizando el caudal, para evaluar el comportamiento del yacimiento bajo las premisas de: BHP mínima en los pozos productores para evitar la liberación de gas del yacimiento, establecida en 1200 psi, y la presión de inyección máxima en los pozos inyectores para evitar la fractura, establecida en 2000 psi.

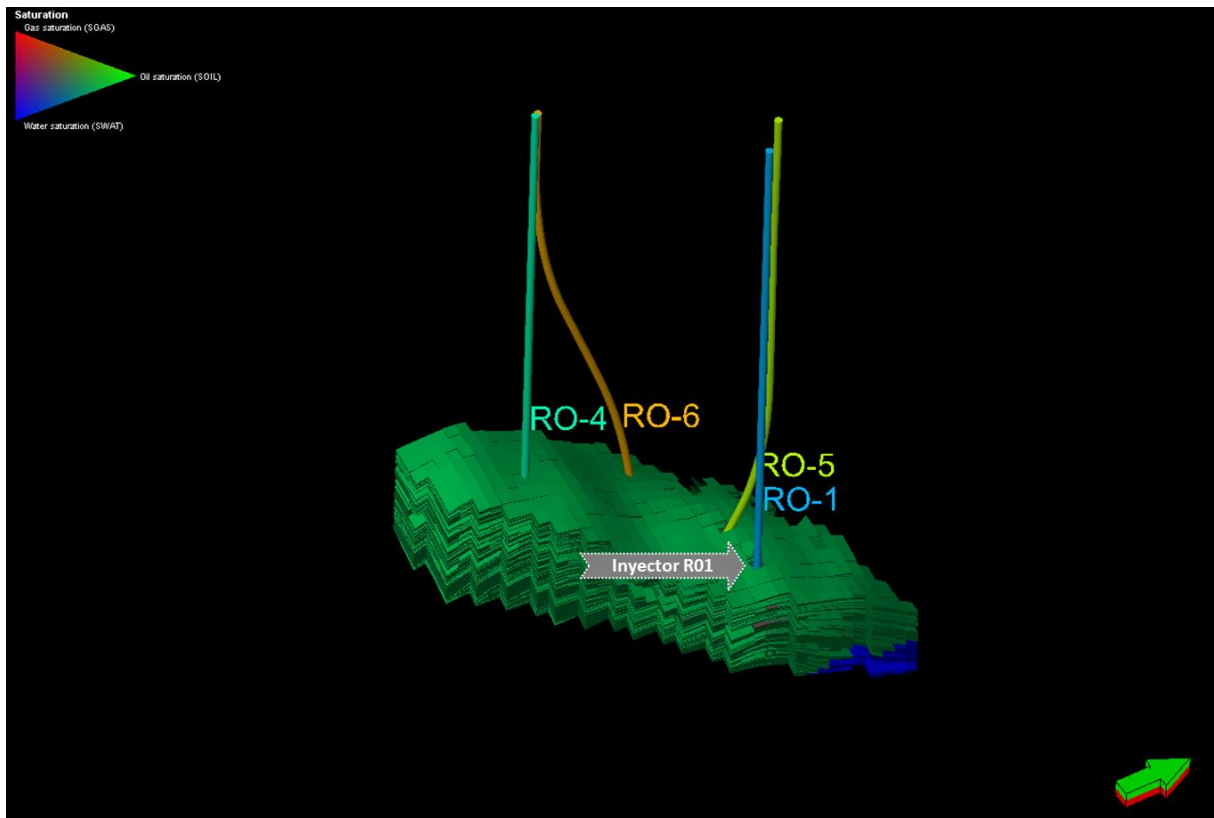
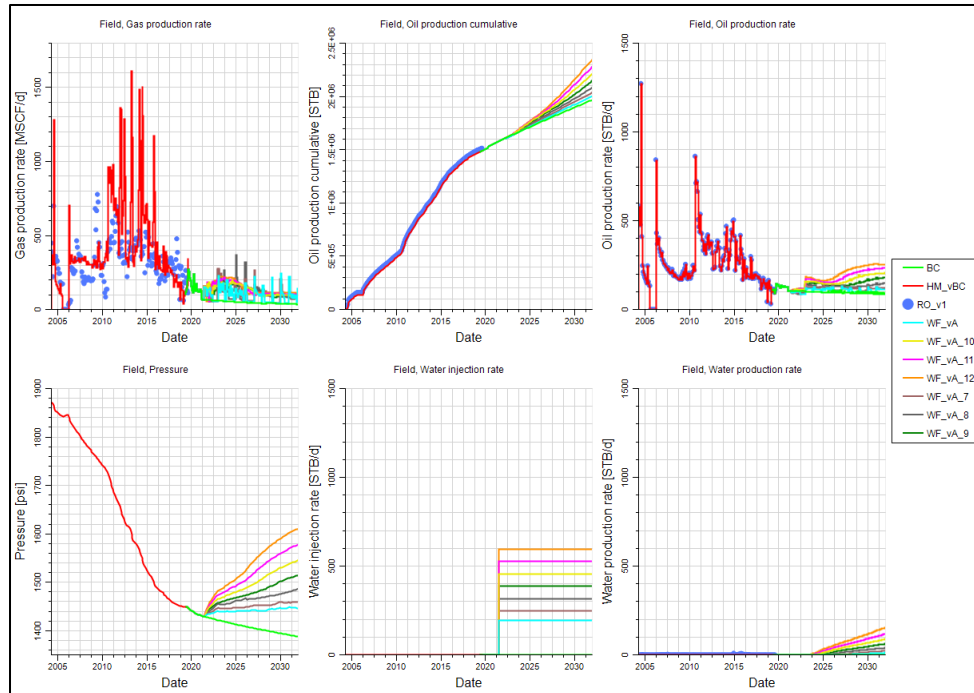


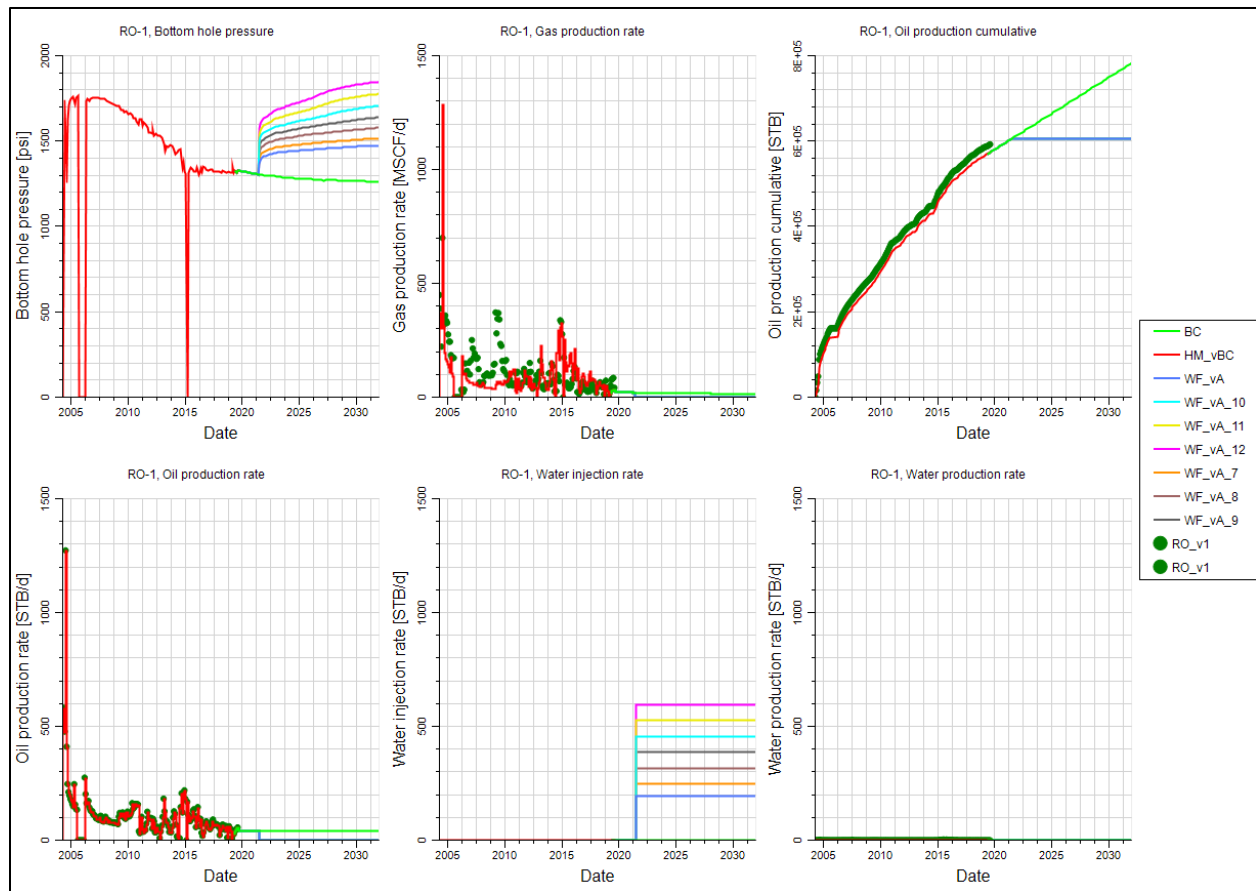
Figura 10. Ubicación en el modelo de simulación del pozo R0-1 convertido en inyector.

La Gráfica 9 muestra las corridas realizadas en el Campo de Estudio, y las diferentes respuestas de los pozos productores R0-4, R0-5, R0-6 a la inyección en el pozo R0-1. Se presenta la respuesta del gas, del crudo, del agua y la presión del Campo.



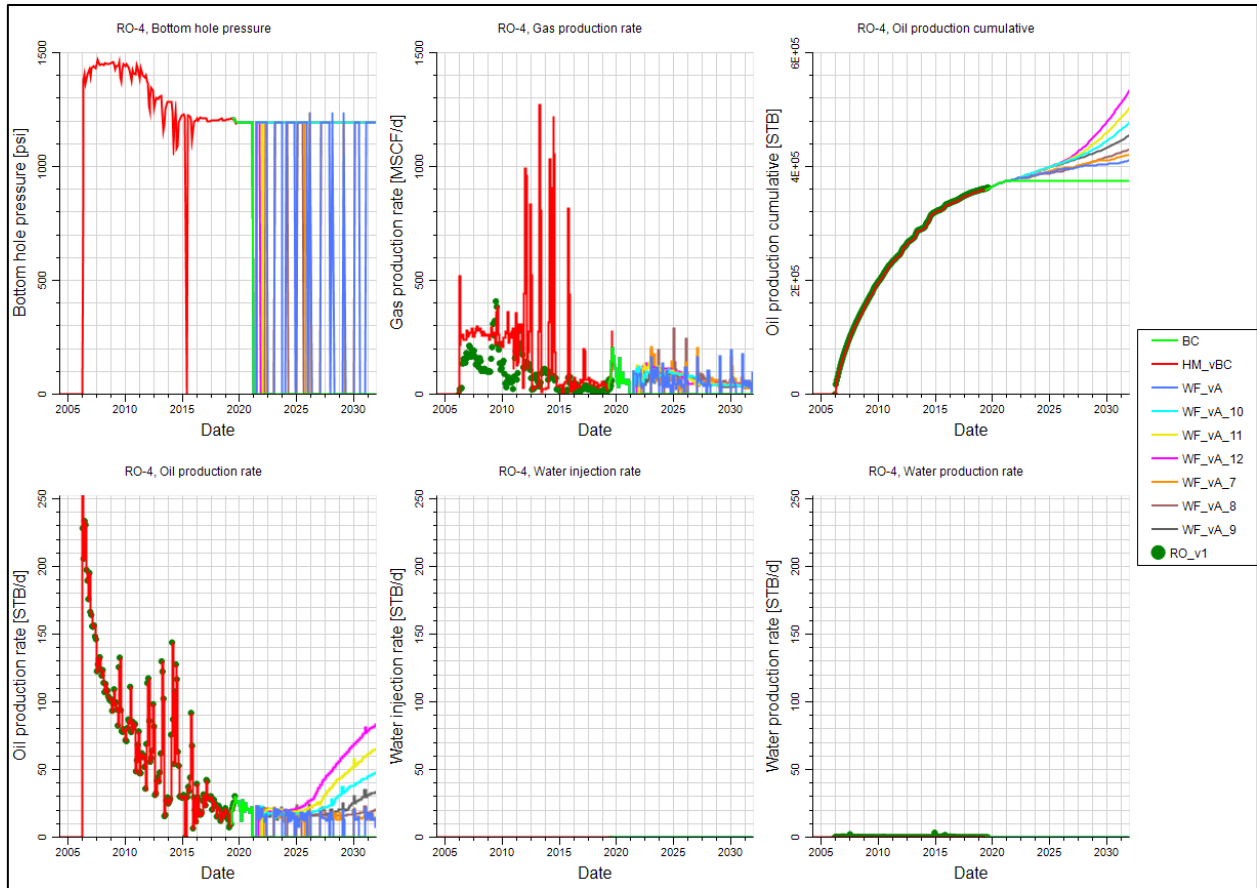
Gráfica 9. Simulación numérica para el Campo de Estudio, Escenario A, comparación de siete casos de simulación.

El pozo R0-1 se convirtió en pozo inyector. En color rojo se muestra la producción histórica y en verde claro el caso base contra el que se compararán los resultados de los diferentes casos. En las gráficas de crudo, gas y agua se evidencia que desde julio de 2021 ya no hay más producción, sin embargo, la gráfica de BHP muestra el incremento de la presión de inyección a medida que se incrementa el caudal de inyección de agua, teniendo en cuenta como variable de control, 2000 psi para evitar fracturar el yacimiento.



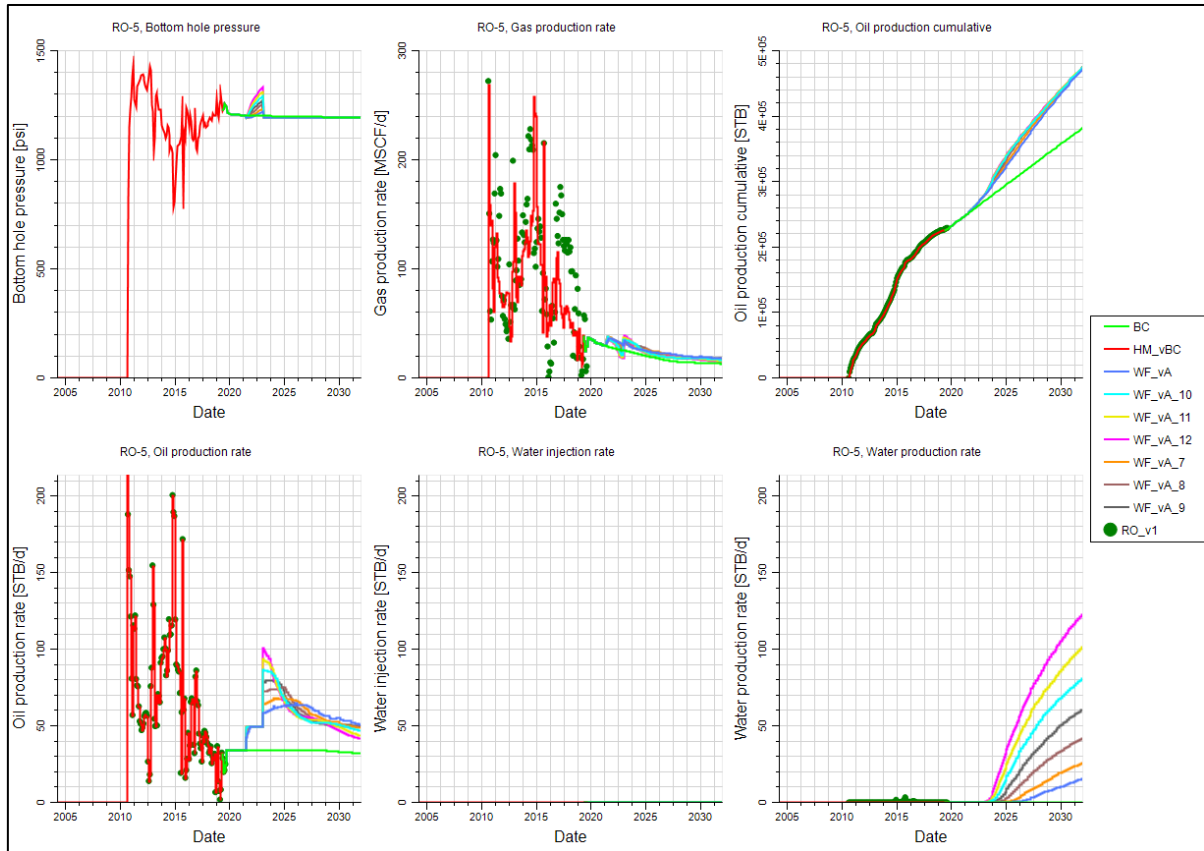
Gráfica 10. Simulación numérica pozo R0-1, Escenario A, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 10 presenta las tasas de inyección que se simularon en el pozo R0-1 se variaron a los siguientes caudales: 200, 250, 320, 390, 460, 530 y 600 STB/d para asegurar una tasa de reinyección por encima de 1, y así evitar que se despresurice el yacimiento y caiga la presión por debajo del punto de burbuja.



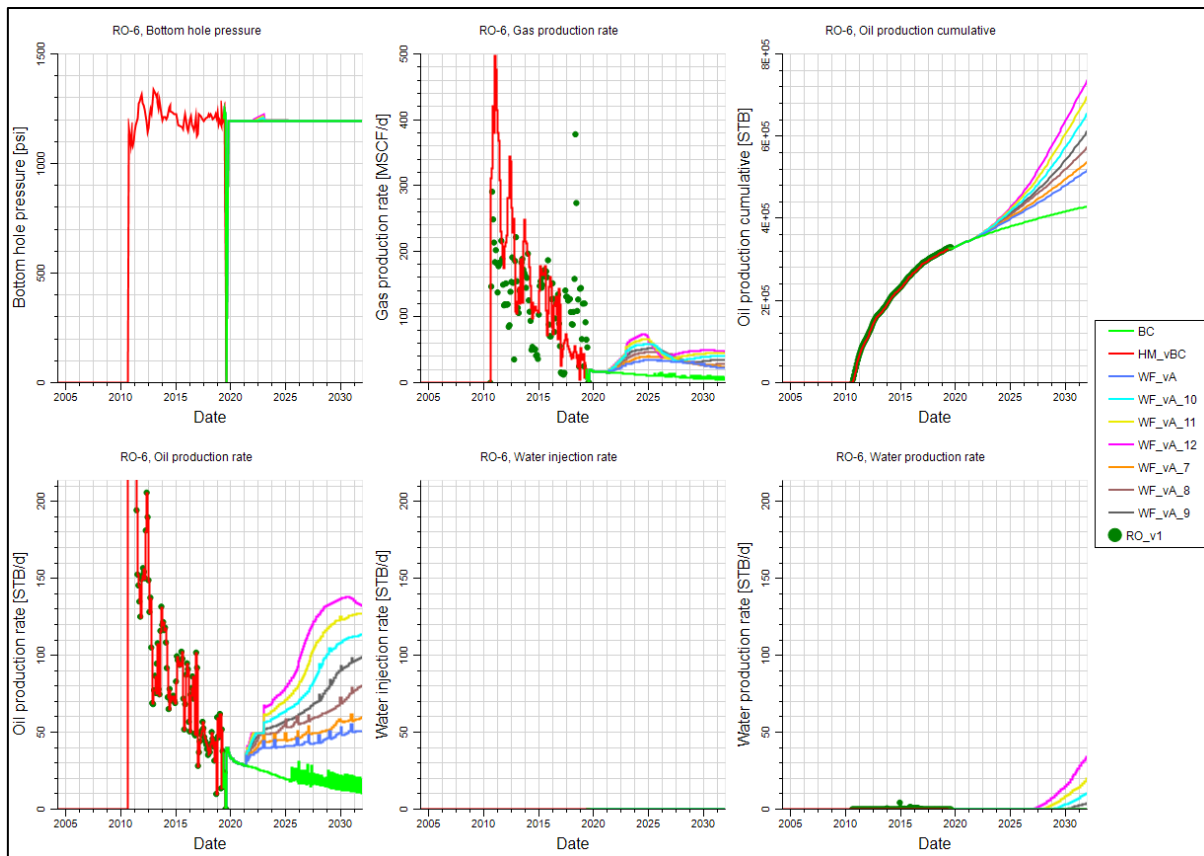
Gráfica 11. Simulación numérica pozo R0-4, Escenario A, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 11 muestra el impacto en el pozo R0-4. En cuanto a los resultados de la presión BHP, se evidencia que la presión, para los casos 0 y 7, se mantiene por lapsos, en el control establecido que son 1200 psi, y cae a cero cuando el volumen del pozo no es suficiente para mantenerla. Esto es un indicativo que la inyección de agua no es eficiente en el mantenimiento de presión y recobro de este pozo.



Gráfica 12. Simulación numérica pozo R0-5, Escenario A, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 12 muestra los resultados del pozo R0-5, presentando variaciones de presión entre 1200 psi y hasta 1340 psi durante el primer y el tercer año de la inyección de agua en el pozo R0-1. Los resultados de producción de agua evidencian el punto de irrupción pasados los tres años de haber comenzado con la inyección de agua, para el caso de mayor caudal de inyección, y seis años para el caso de menor caudal. Los picos de producción de crudo que se presentan pasados tres años, muestran el punto de finalización del llenado y el inicio de la recuperación del banco de petróleo. Es importante mencionar que el pozo R0-5 es el más cercano estructuralmente al pozo Inyector R0-1.



Gráfica 13. Simulación numérica pozo R0-6, Escenario A, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 13 muestra los resultados del pozo R0-6, sin evidencia de una variación marcada en las presiones, máximo 40 psi entre el segundo y tercer año del caso. Es el caso que presenta un mayor incremento en la tasa de petróleo recuperado y el punto de irrupción del agua se presenta con el caso de mayor caudal de inyección, a los seis años del inicio de la inyección y a los nueve años, con el caso de menor caudal de inyección.

El Escenario A se resume en la Tabla 8 que presenta los siete casos que se corrieron a diferentes caudales de inyección, con los acumulados de petróleo, gas y agua, por Campo y por pozo.

Tabla 8.

Escenario A, casos de simulación a diferentes caudales.

Escenario A														
Escenario A	Campo			Inyector R0-1		R0-4			R0-5			R0-6		
	Wp [MMST B]	Np [MMST B]	Gp [BSC F]	Wp Inj. [MMST B]	BHP final [psi]	Wp [MMST B]	Np [MMST B]	Gp [BSC F]	Wp [MMST B]	Np [MMST B]	Gp [BSC F]	Wp [MMST B]	Np [MMST B]	Gp [BSC F]
WF_VA	0,02	2,01	2,87	0,77	1.450	0,00	0,41	1,31	0,02	0,47	0,41	0,00	0,52	0,62
WF_VA_7	0,04	2,04	2,92	0,96	1.500	0,00	0,42	1,35	0,03	0,47	0,41	0,00	0,54	0,63
WF_VA_8	0,06	2,09	2,96	1,23	1.580	0,00	0,43	1,37	0,06	0,48	0,41	0,00	0,58	0,65
WF_VA_9	0,10	2,15	3,00	1,50	1.650	0,00	0,46	1,40	0,10	0,48	0,41	0,00	0,61	0,66
WF_VA_10	0,15	2,22	3,03	1,76	1.700	0,00	0,48	1,42	0,14	0,48	0,41	0,01	0,65	0,67
WF_VA_11	0,20	2,28	3,05	2,03	1.780	0,00	0,50	1,43	0,18	0,48	0,41	0,01	0,70	0,69
WF_VA_12	0,25	2,35	3,08	2,30	1.850	0,00	0,53	1,44	0,23	0,47	0,41	0,02	0,74	0,70

De este escenario se puede concluir que a mayor caudal de inyección de agua se obtiene un mayor recobro de petróleo y gas, con un mayor volumen de agua asociado a este método de recobro.

La presión se incrementó considerablemente, entonces se debe evaluar ya que tiene implicaciones de diseño de tuberías, de gasto energético, entre otras consideraciones.

- Escenario B. En este escenario los pozos R0-1 y R0-5 se convirtieron en inyectores y los pozos R0-4, y R0-6 siguen como pozos productores.

En este escenario los dos pozos más cercanos y bajos en la estructura se convirtieron de productores a inyectores, ver *Figura 11*. Se corrieron siete casos diferentes, sensibilizando el caudal, para evaluar el comportamiento del yacimiento bajo las premisas de: BHP mínima en los pozos productores para evitar la liberación de gas del yacimiento, establecida en 1200 psi, y la presión de inyección máxima en los pozos inyectores para evitar la fractura, establecida en 2000 psi.

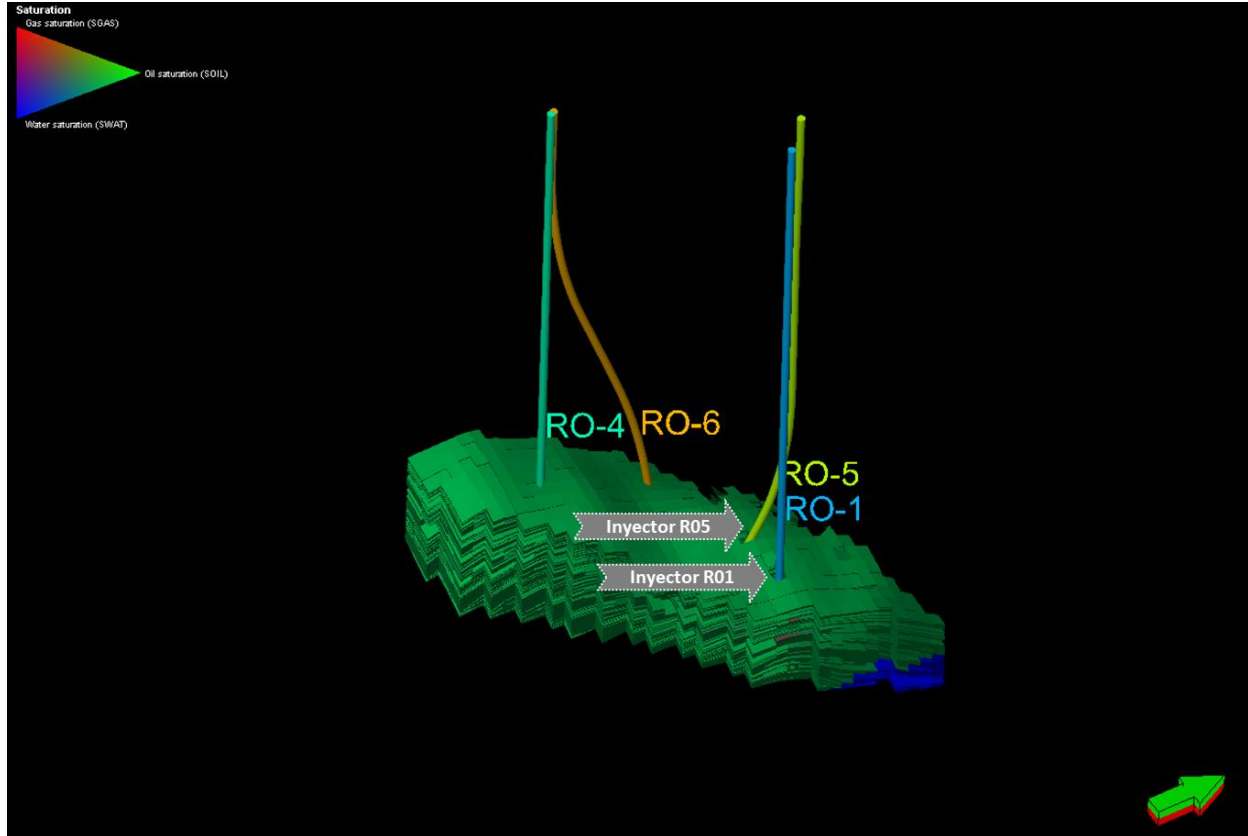
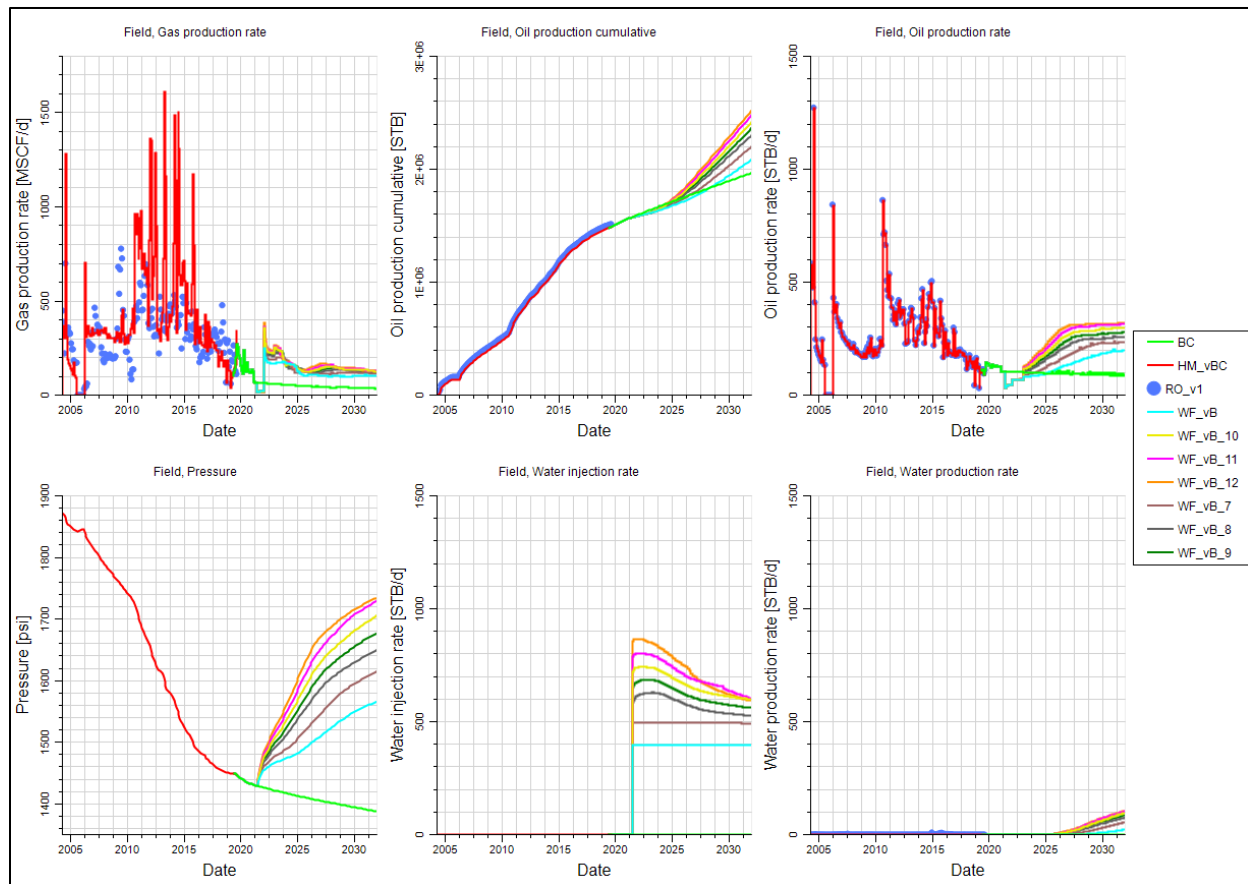


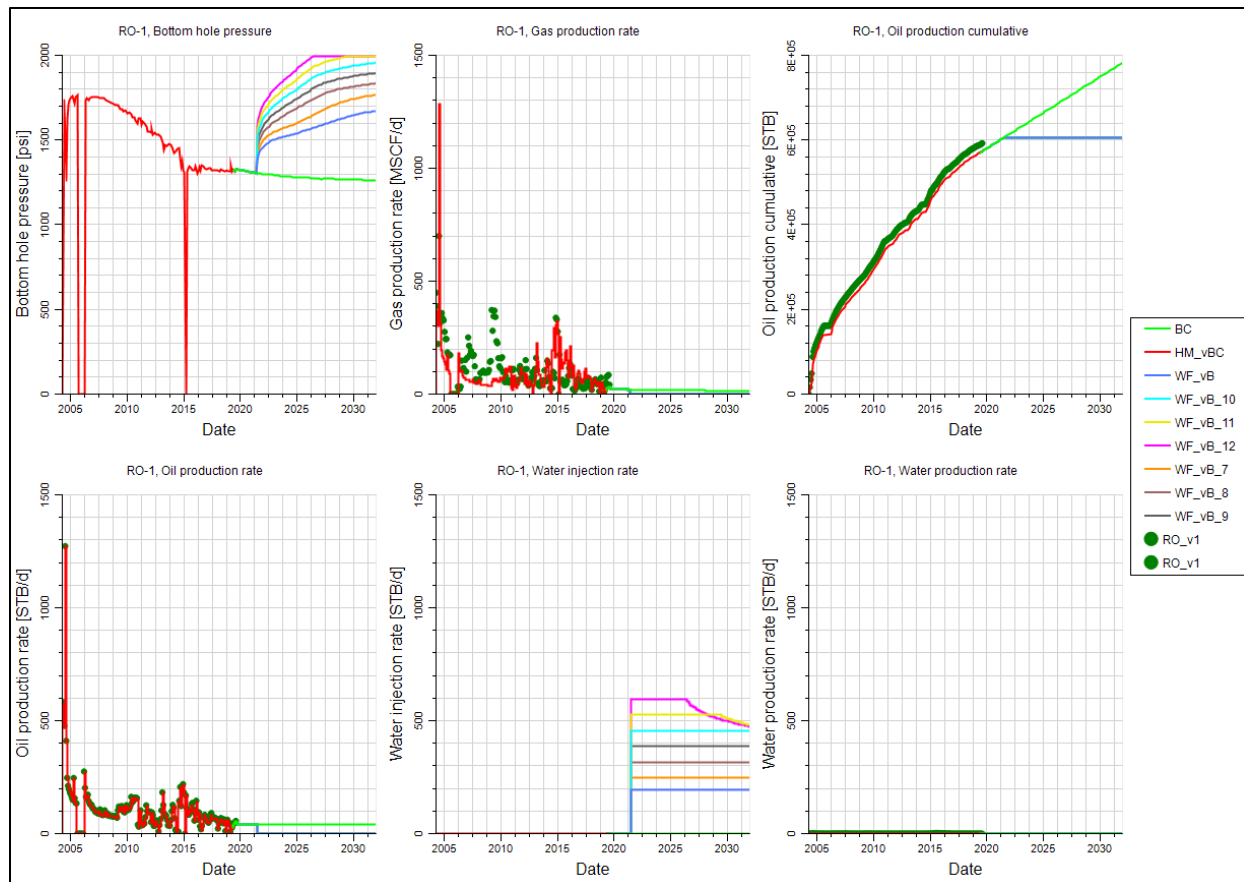
Figura 11. Ubicación en el modelo de simulación de los pozos R0-1 y R0-5 convertido en inyector.

La Gráfica 14 muestra las corridas realizadas en el Campo de Estudio, y las diferentes respuestas de los pozos productores R0-4 y R0-6 a la inyección en los pozos R0-1 y R0-5. Se presenta la respuesta del gas, del crudo, del agua y la presión del Campo.



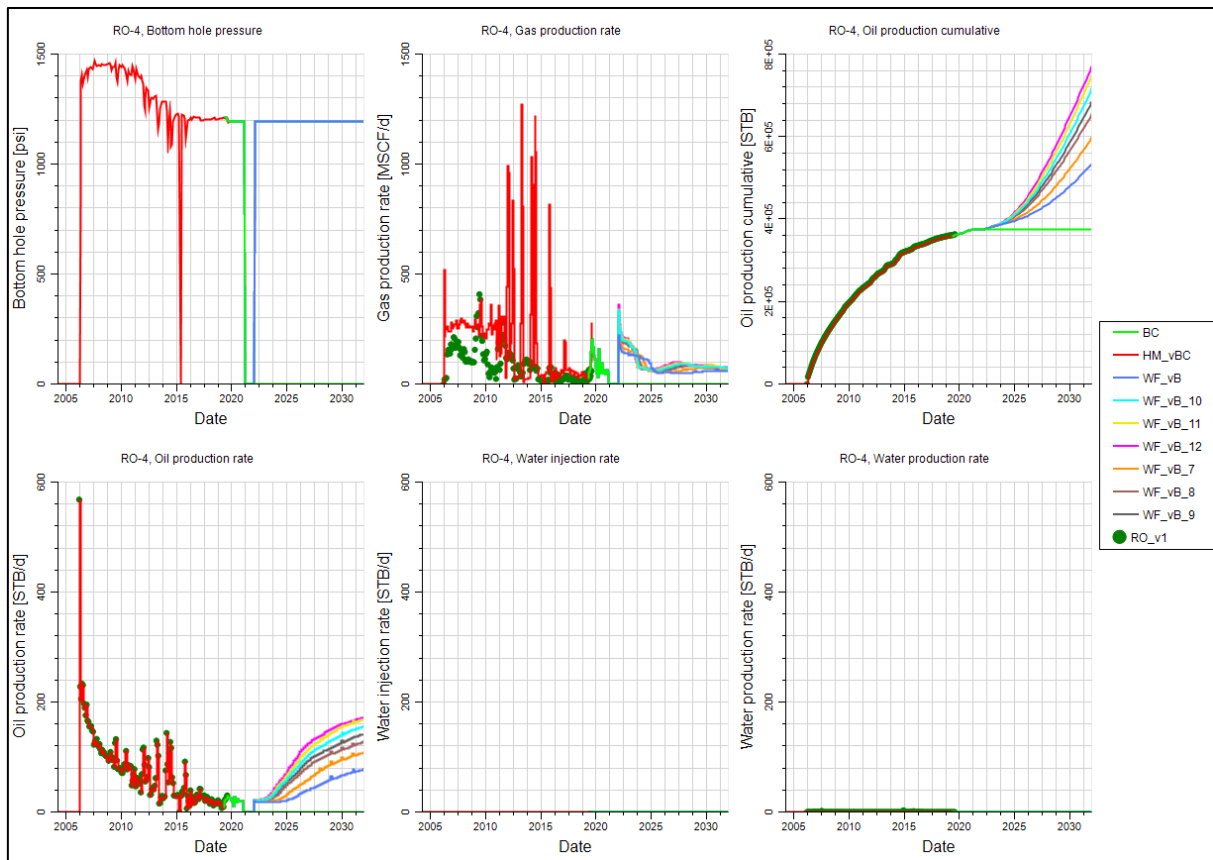
Gráfica 14. Simulación numérica para el Campo de Estudio, Escenario B, comparación de siete casos de simulación.

Los pozos R0-1 y R0-5 se convirtieron en pozos inyectoros. En color rojo se muestra la producción histórica y en verde claro el caso base contra el que se compararon los resultados de los diferentes casos. En las gráficas de crudo, gas y agua se evidencia que desde el 2023 hay un incremento en la producción, sin embargo, la gráfica de BHP muestra un incremento muy marcado en la presión de inyección a medida que se incrementa el caudal de inyección de agua, indicando que no se está logrando contactar adecuadamente a los pozos productores con un frente de desplazamiento adecuado.



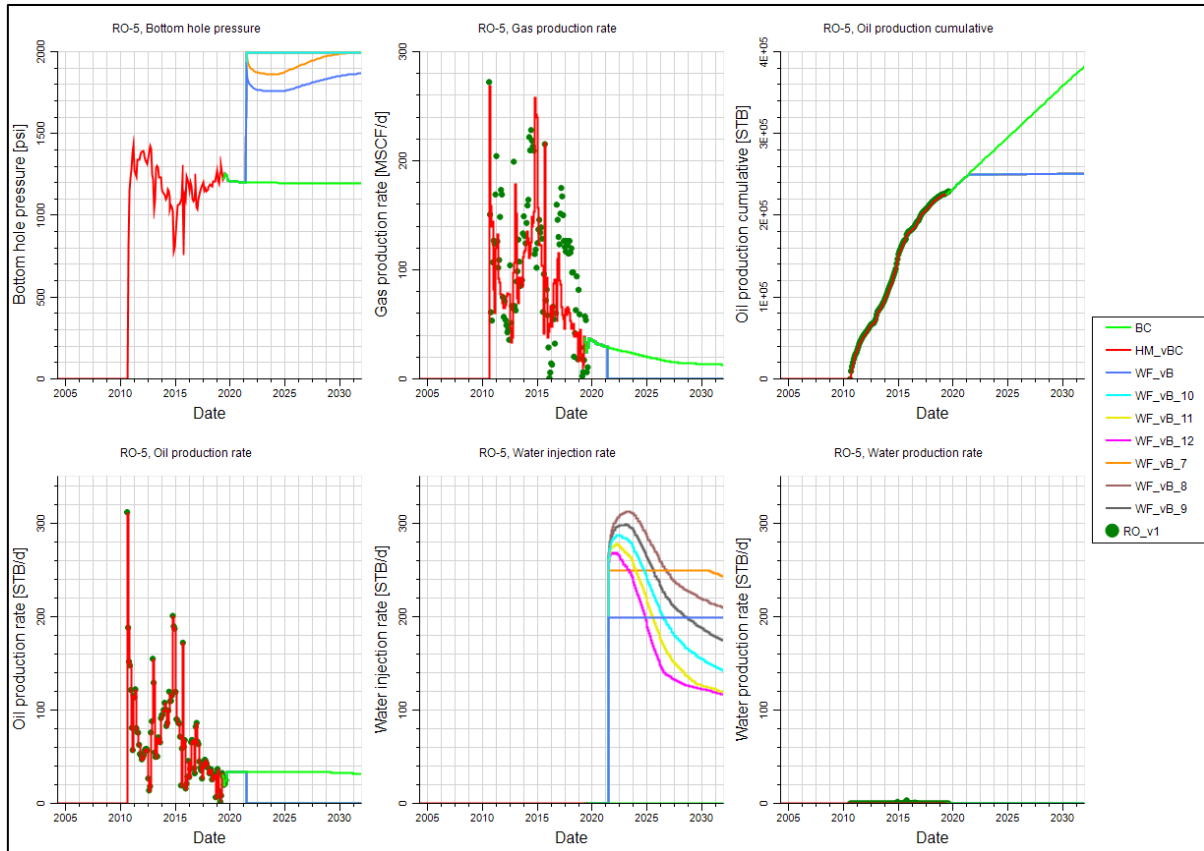
Gráfica 15. Simulación numérica pozo R0-1, Escenario B, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 15 presenta las tasas de inyección que se simularon en el pozo R0-1 se variaron a los siguientes caudales: 200, 250, 320, 390, 460, 530 y 600 STB/d para asegurar una tasa de reinyección por encima de 1, y así evitar que se despresurice el yacimiento y caiga la presión por debajo del punto de burbuja.



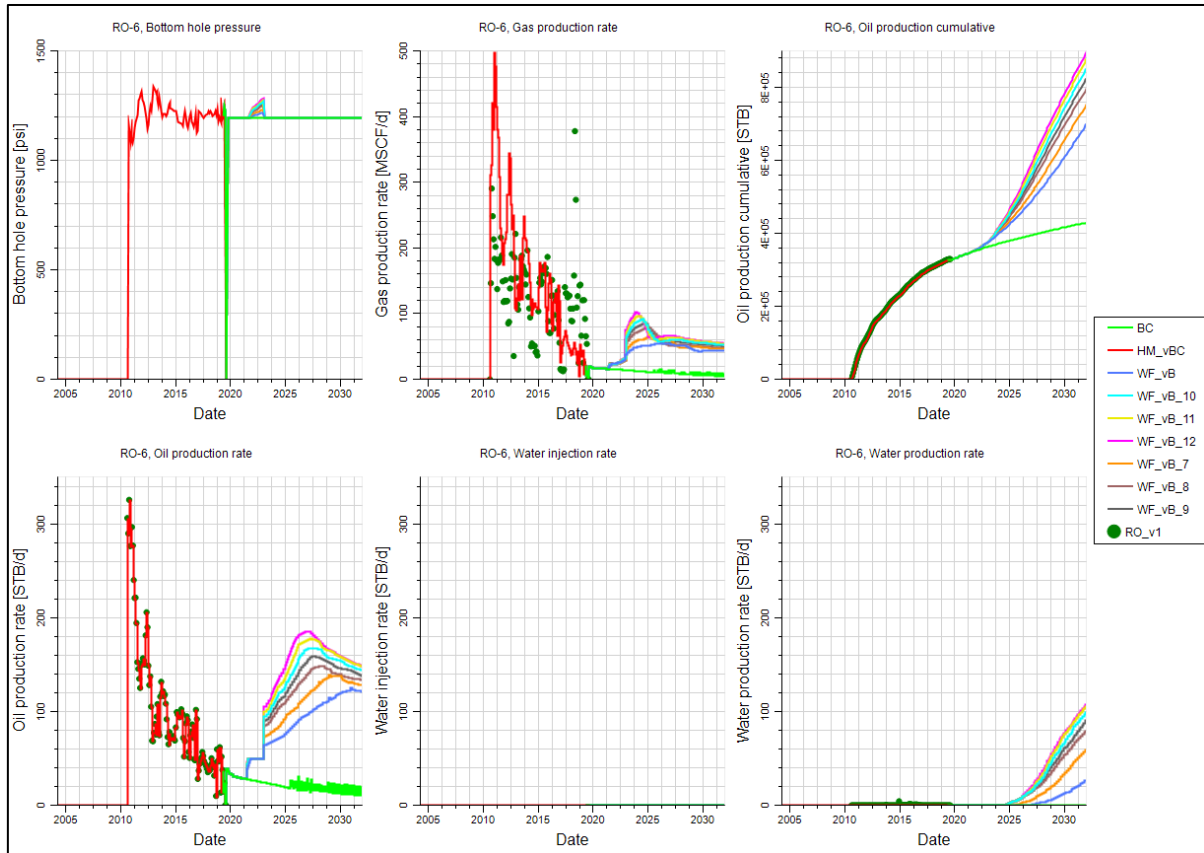
Gráfica 16. Simulación numérica pozo R0-4, Escenario B, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 16 muestra el impacto en el pozo R0-4. En cuanto a los resultados de la presión BHP, se evidencia que la presión, para el caso base, permanece constante hasta el año 2021 y después cae a cero permanentemente; la presión de los siete casos de simulación se mantiene en 1200 psi a partir del año 2022 y hasta el final de la simulación. Estos resultados de presión relacionados con los incrementos de producción de crudo son el indicativo que la inyección de agua tiene un impacto positivo, que hay conectividad entre los canales de flujo y adicionalmente la producción de agua no percibe incremento.



Gráfica 17. Simulación numérica pozo R0-5, Escenario B, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 17 muestra el comportamiento del pozo R0-5 al convertirse en inyector. La curva verde muestra el caso base si no se hubiese convertido a inyector. Se corrieron siete casos en los cuales cinco de ellos la presión se sostiene en 2000 psi, y se obtiene como resultado una disminución del caudal de inyección de agua en el tiempo, indicando problemas de conexión entre los canales contactados por el frente de agua y que dicho frente no está desplazándose hacia los pozos productores de manera eficiente.



Gráfica 18. Simulación numérica pozo R0-6, Escenario B, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 18 muestra los resultados de producción de los siete casos de simulación del pozo R0-6. Entre los años 2022 y 2023 se evidencia un leve incremento (entre 1200 y 1300 psi) y variación en la presión del pozo que posteriormente se vuelve constante y se mantiene en 1200 psi. La tasa de producción de petróleo se ve positivamente impactada y el incremento en el volumen de crudo y gas producido respecto al caso base, evidencia buenos resultados de este método en el Campo. En el año 2024 se evidencia el Punto de Irrupción del agua en este pozo, con una tasa de producción de agua entre 30 y 110 barriles por día, al final de la simulación.

El Escenario B se resume en la Tabla 9 que presenta los siete casos que se corrieron a diferentes caudales de inyección, con los acumulados de petróleo, gas y agua, por Campo y por pozo.

Tabla 9.

Escenario B, casos de simulación a diferentes caudales.

Escenario B													
Escenario A	Campo			Inyector R0-1		R0-4			Inyector R0-5		R0-6		
	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp Inj. [STB/d]	BHP final [psi]	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp Inj. [STB/d]	BHP final [psi]	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]
WF_VB	0,022	2,093	2,980	0,767	1670	0,000	0,535	1,450	0,767	1230	0,021	0,699	0,684
WF_VB_7	0,056	2,209	3,028	0,959	1760	0,000	0,597	1,480	0,957	1245	0,055	0,752	0,702
WF_VB_8	0,090	2,309	3,064	1,227	1830	0,000	0,654	1,502	0,993	1260	0,089	0,796	0,717
WF_VB_9	0,100	2,368	3,084	1,496	1900	0,000	0,684	1,512	0,901	1265	0,099	0,824	0,726
WF_VB_10	0,111	2,426	3,102	1,764	1950	0,000	0,715	1,522	0,806	1280	0,110	0,851	0,734
WF_VB_11	0,122	2,485	3,118	2,010	2000	0,000	0,748	1,530	0,716	1285	0,121	0,877	0,742
WF_VB_12	0,126	2,524	3,130	2,144	2000	0,000	0,770	1,537	0,661	1290	0,125	0,895	0,747

De este escenario se puede concluir que la inyección conjunta de agua de los pozos R0-1 y R0-5 impactó positivamente la producción de los pozos R0-4 y R0-6 evidenciando un incremento mayor y sostenido en el tiempo, de la producción de crudo y gas; evidenciando una aceptable conexión de los canales y puntos de irrupción de agua lejanos.

- Escenario C. En este escenario los pozos R0-1 y R0-6 se convirtieron en inyectores y los pozos R0-4, y R0-5 siguen como pozos productores.

En este escenario los pozos R0-1 y R0-6, que se encuentran ubicados a cada extremo del Campo, se convirtieron de productores a inyectores, ver *Figura 12*. Se corrieron siete casos diferentes, sensibilizando el caudal, para evaluar el comportamiento del yacimiento bajo las premisas de: BHP mínima en los pozos productores para evitar la liberación de gas del yacimiento, establecida en 1200 psi, y la presión de inyección máxima en los pozos inyectores para evitar la fractura, establecida en 2000 psi.

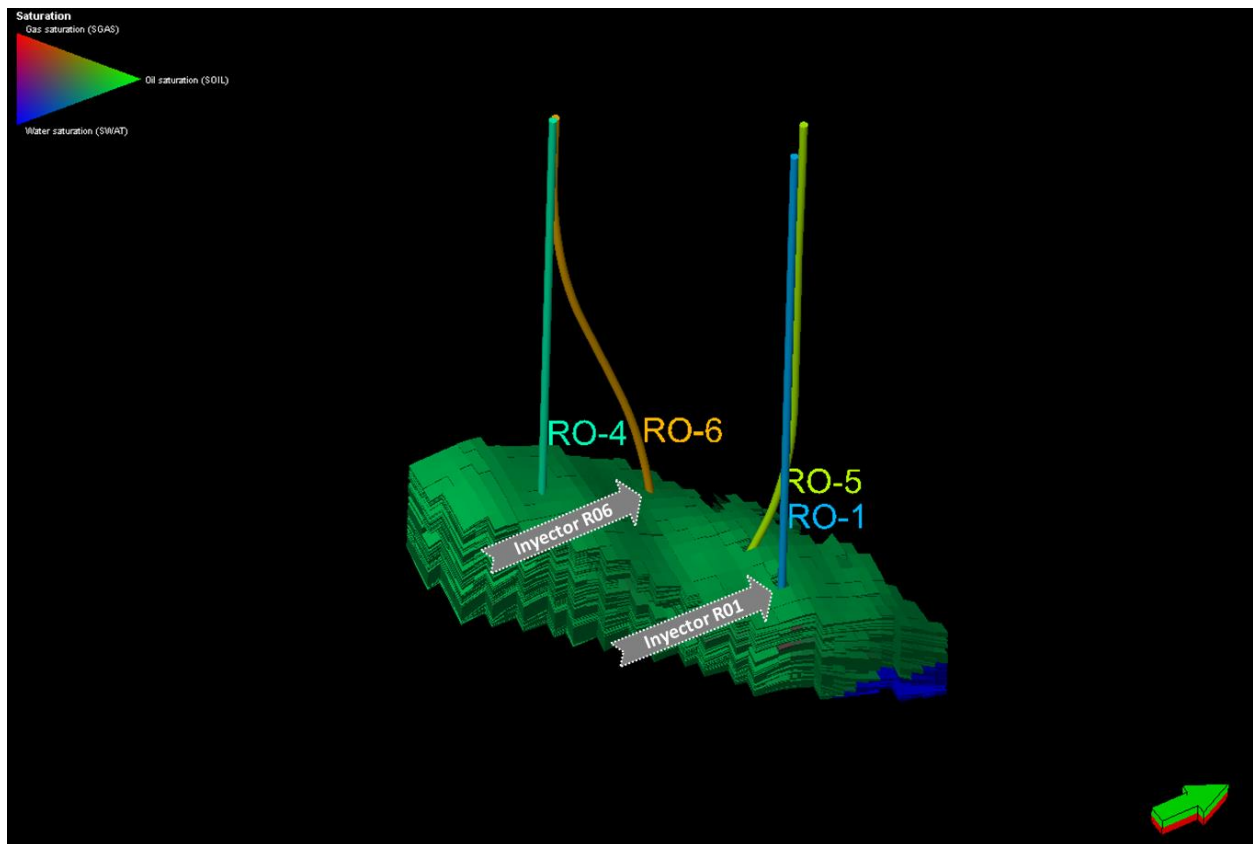
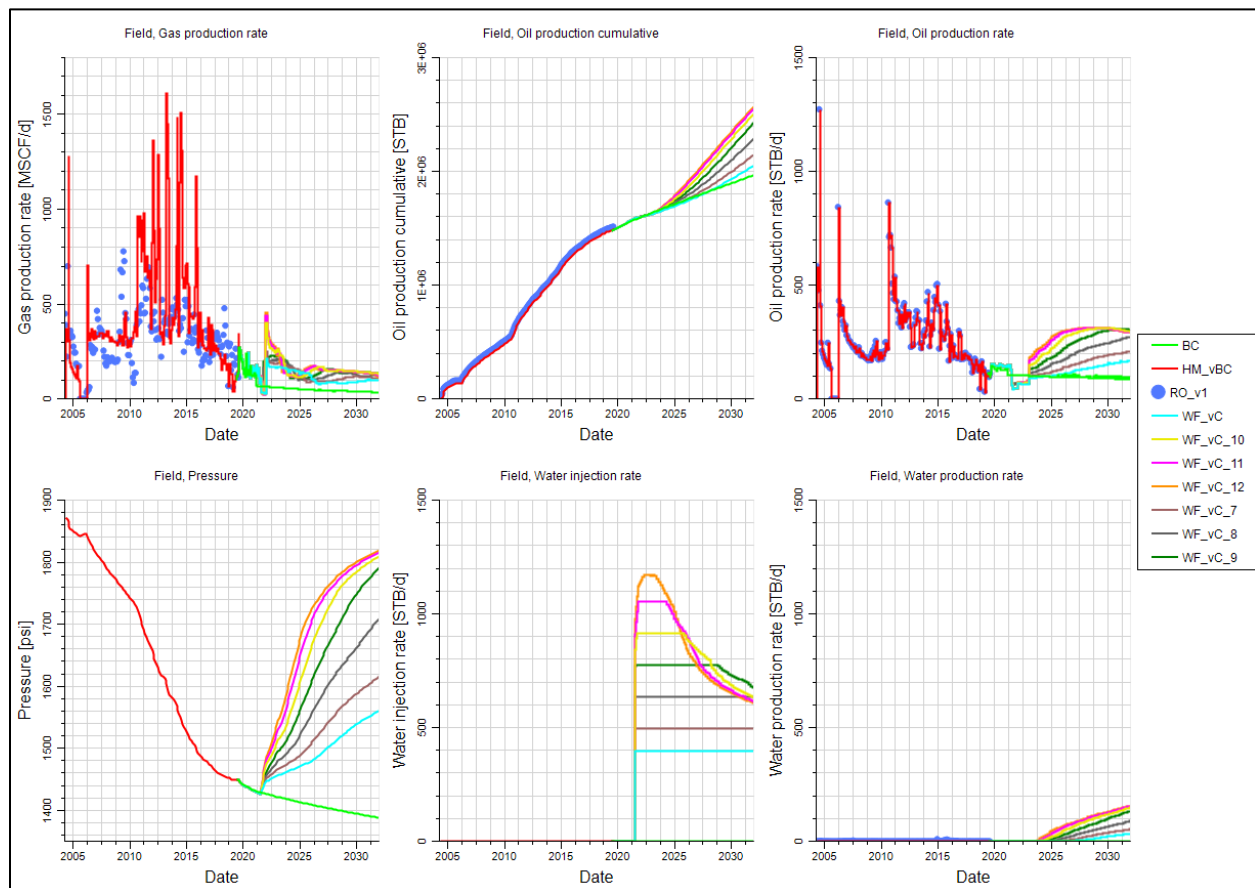


Figura 12. Ubicación en el modelo de simulación de los pozos R0-1 y R0-6 convertido en inyector.

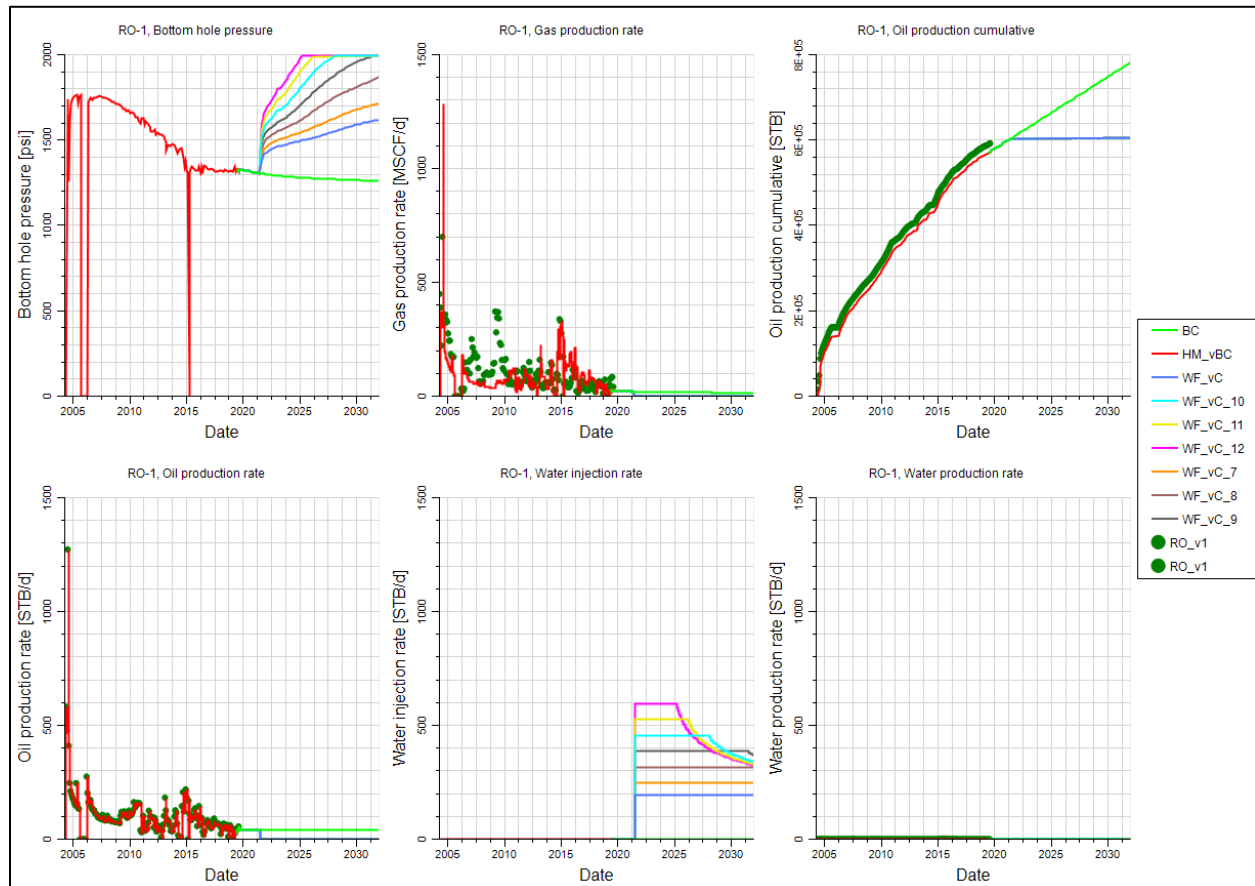
La Gráfica 19 muestra las corridas realizadas en el Campo de Estudio, y las diferentes respuestas de los pozos productores R0-4 y R0-5 a la inyección en los pozos R0-1 y R0-6. Se presenta la respuesta del gas, del crudo, del agua y la presión del Campo.



Gráfica 19. Simulación numérica para el Campo de Estudio, Escenario C, comparación de siete casos de simulación.

Los pozos R0-1 y R0-6 se convirtieron en pozos inyectoros. En color rojo se muestra la producción histórica y en verde claro el caso base contra el que se compararon los resultados de los diferentes casos. En las gráficas de crudo, gas y agua se evidencia que desde el 2022 hay un incremento en la producción, sin embargo, la gráfica de BHP muestra un incremento muy marcado

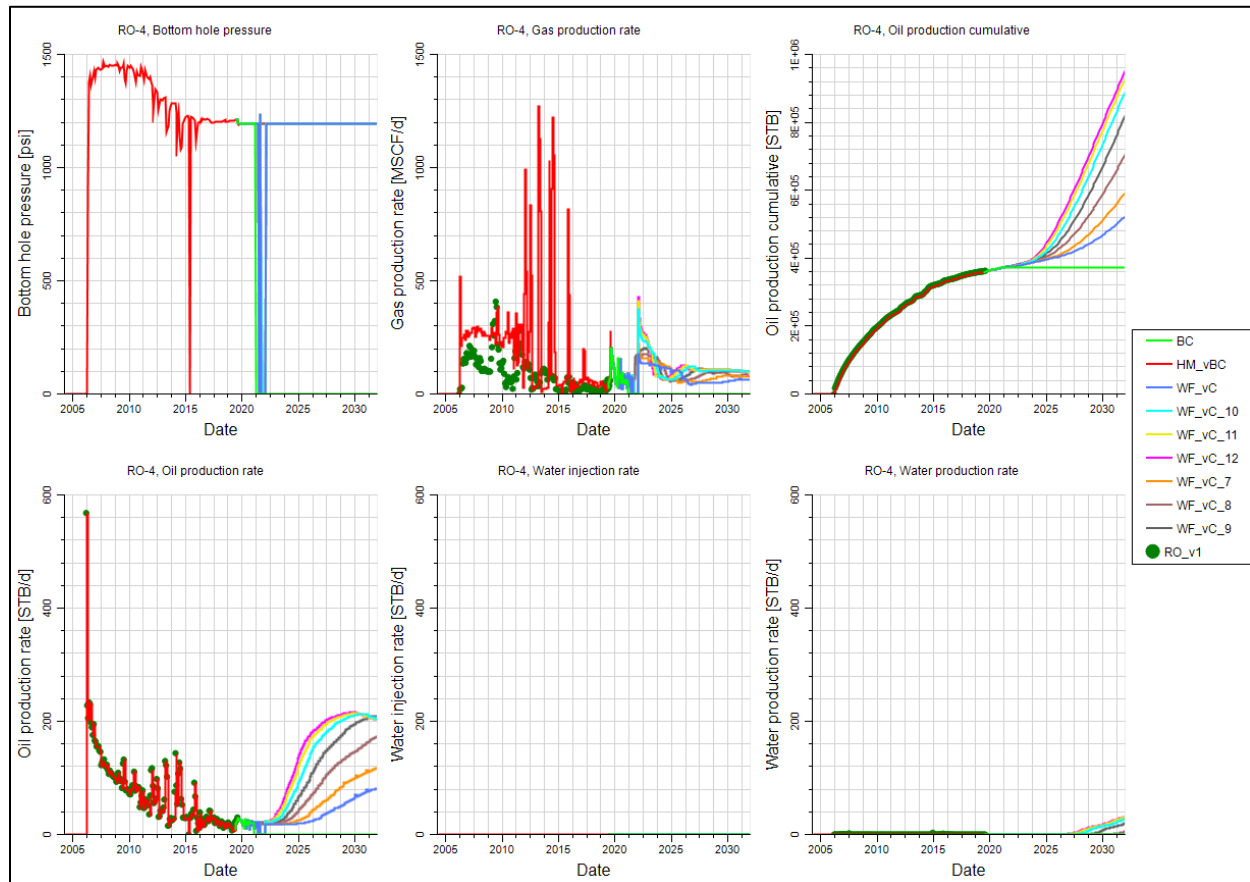
en la presión de inyección a medida que se incrementa el caudal de inyección de agua, indicando que no se está logrando contactar eficientemente a los pozos productores.



Gráfica 20. Simulación numérica pozo R0-1, Escenario C, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 20 presenta las tasas de inyección que se simularon en el pozo R0-1 se variaron a los siguientes caudales: 200, 250, 320, 390, 460, 530 y 600 STB/d para asegurar una tasa de reinyección por encima de 1, y así evitar que se despresurice el yacimiento y caiga la presión por debajo del punto de burbuja. A finales del año 2021 la presión se dispara junto con la tasa de inyección de agua, dejando ver una posible interferencia entre los pozos inyectores dada la caída

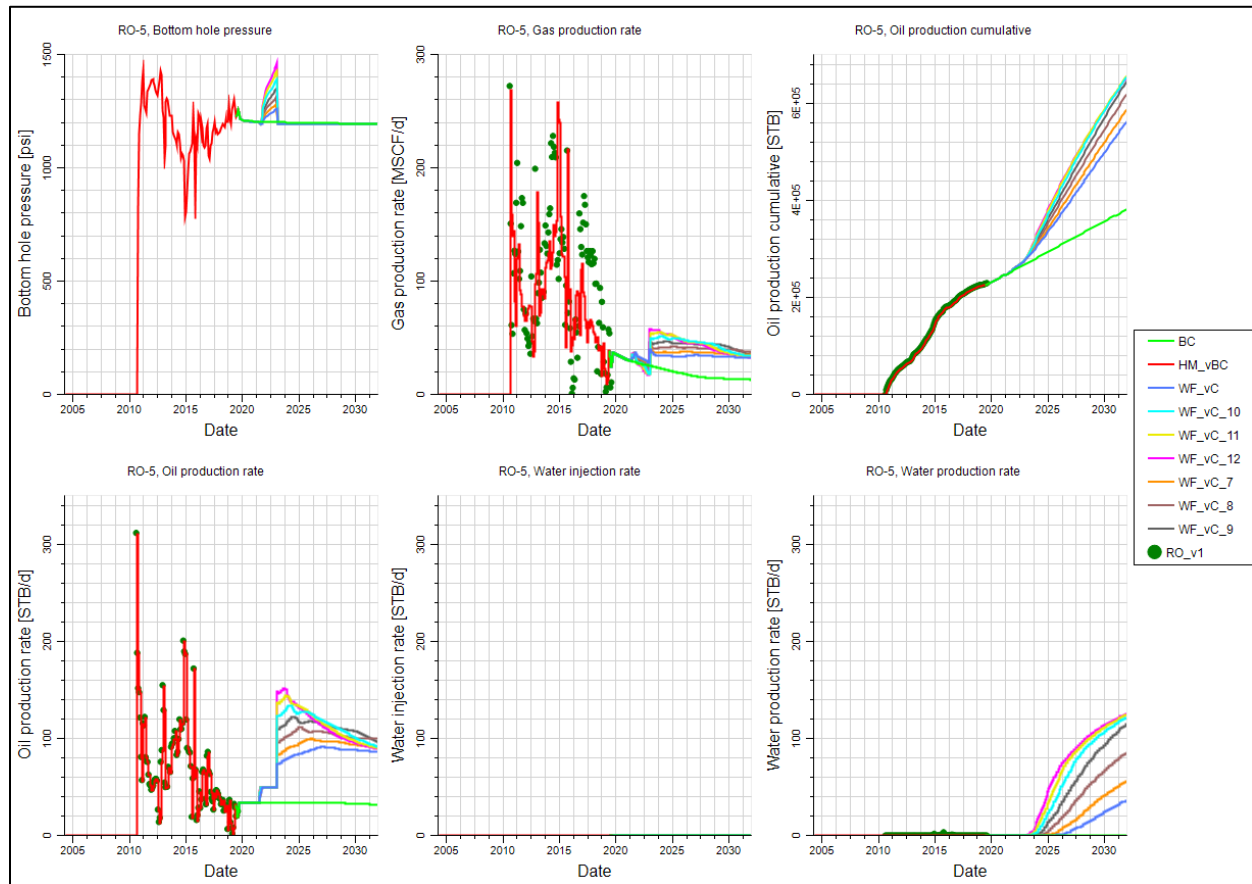
en la tasa de inyección de agua que se percibe desde el año 2025 en el caso de mayor tasa de inyección y en los cuatro casos siguientes.



Gráfica 21. Simulación numérica pozo R0-4, Escenario C, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 21 muestra el impacto de la inyección en el pozo R0-4. En cuanto a los resultados de la presión BHP, se evidencia que la presión, para el caso base, permanece constante hasta el año 2021 y después cae a cero permanentemente; la presión de los siete casos de simulación se mantiene en 1200 psi a partir del año 2022 y hasta el final de la simulación. Estos resultados de presión relacionados con los incrementos de producción de crudo son el indicativo que la inyección

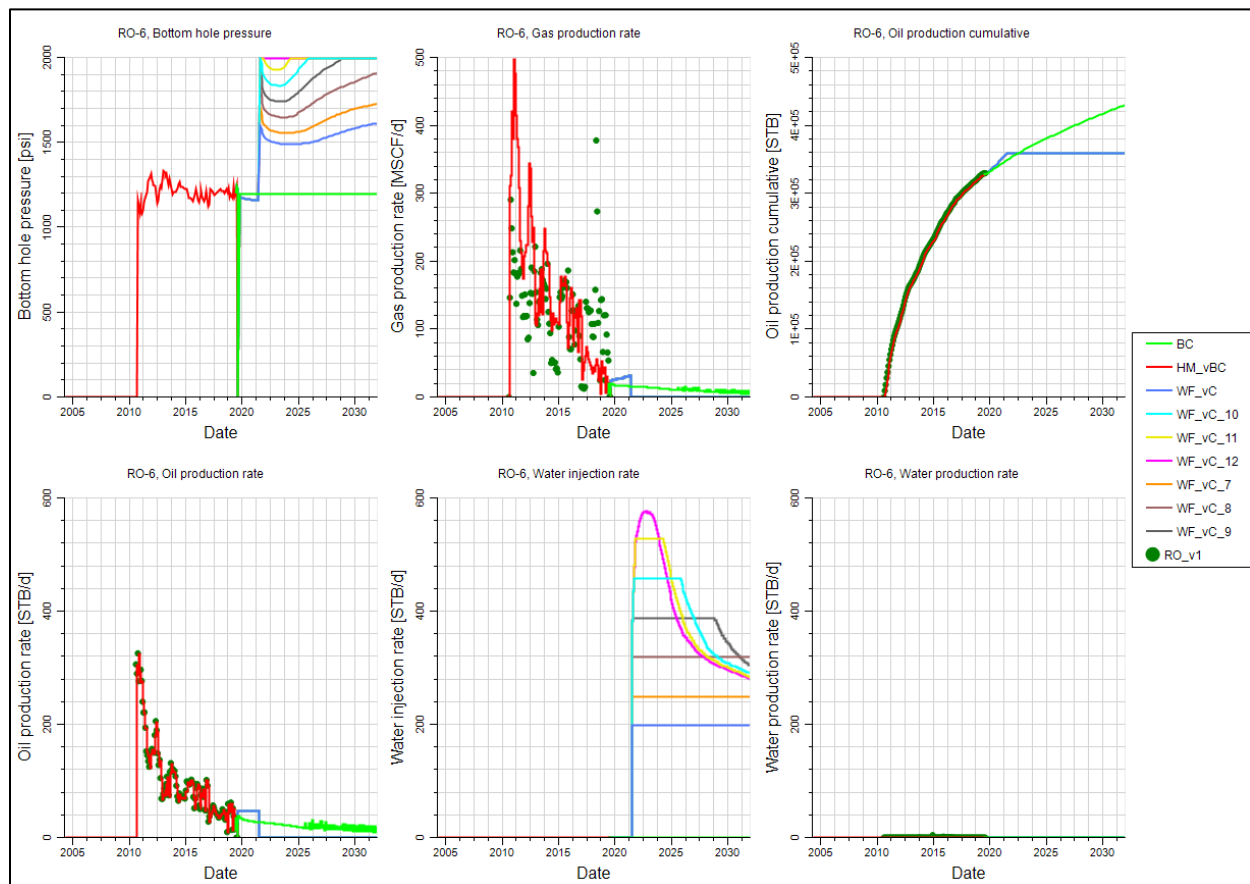
de agua tiene un impacto positivo en el periodo en el que se está evaluando los resultados, que hay conectividad entre los canales de flujo y adicionalmente la producción de agua no percibe un incremento tan marcado como en otros casos y escenarios.



Gráfica 22. Simulación numérica pozo R0-5, Escenario C, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 22 muestra el impacto de la inyección en el pozo R0-5. La curva verde muestra el caso base de producción. Se corrieron siete casos en los cuales se observa un incremento paulatino de la presión desde el 2022 y finaliza en el 2023, que después cae hasta la tendencia de la presión de la curva base. Estos resultados de presión relacionados con los incrementos de producción de crudo son el indicativo que la inyección de agua tiene un impacto positivo, los caudales de

inyección bajos muestran resultados más estables en el tiempo y a medida que estos incrementan, las tasas de producción de petróleo presentan picos altos y una alta declinación; lo mismo sucede con los resultados del gas. La producción de agua se observa temprano desde los años 2023 y 2026.



Gráfica 23. Simulación numérica pozo R0-6, Escenario C, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 23 muestra el comportamiento del pozo R0-6 al convertirse en inyector. La curva verde muestra el caso base si no se hubiese convertido a inyector. Se corrieron siete casos en los cuales la presión constantemente está en incremento, los tres casos de caudal de inyección más bajo y constante producen un efecto de presión que no alcanza los 2000 psi, por el contrario, los

otros cuatro casos de caudales de inyección de agua más altos, llegan a la presión de inyección de 2000 psi, se mantiene constante la presión de inyección y la tasa de inyección cae mostrando la baja eficiencia de este pozo para contactar el frente de petróleo y desplazar los hidrocarburos de manera eficiente.

El Escenario C se resume en la Tabla 10. que presenta los siete casos que se corrieron a diferentes caudales de inyección, con los acumulados de petróleo, gas y agua, por Campo y por pozo.

Tabla 10.

Escenario C, casos de simulación a diferentes caudales.

Escenario C													
Escenario A	Campo			Inyector R0-1		R0-4			R0-5			Inyector R0-6	
	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp Inj. [STB/d]	BHP final [psi]	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp Inj. [STB/d]	BHP final [psi]
WF_VC	0,041	2,058	2,962	0,767	1620	0,000	0,526	1,469	0,040	0,564	0,449	0,767	1610
WF_VC_7	0,072	2,153	3,007	0,959	1710	0,001	0,596	1,505	0,070	0,589	0,458	0,959	1730
WF_VC_8	0,125	2,297	3,060	1,227	1860	0,003	0,708	1,547	0,122	0,621	0,469	1,227	1900
WF_VC_9	0,194	2,438	3,106	1,494	2000	0,014	0,823	1,584	0,179	0,647	0,478	1,438	2000
WF_VC_10	0,244	2,517	3,127	1,661	2000	0,024	0,892	1,603	0,220	0,656	0,480	1,496	2000
WF_VC_11	0,274	2,559	3,137	1,755	2000	0,030	0,932	1,613	0,244	0,658	0,480	1,515	2000
WF_VC_12	0,291	2,578	3,139	1,824	2000	0,031	0,954	1,618	0,259	0,655	0,477	1,500	2000

De este escenario se puede concluir que la inyección conjunta de agua de los pozos R0-1 y R0-6 impactó positivamente la producción de los pozos R0-4 y R0-5 evidenciando un incremento sostenido en el tiempo de la producción de crudo y gas, sin embargo, el incremento de presiones en la gráfica total del campo permite observar una dificultad en la conexión entre los canales de los pozos R0-1 y los pozos productores.

- Escenario D. En este escenario el pozo R0-6 se convierte en inyector y los pozos R0-1, R0-4 y R0-5 continúan como pozos productores.

En este escenario el pozo R0-6 ubicado en la parte intermedia de la estructura, se convirtió de productor a inyector, ver *Figura 13*. Se corrieron siete casos diferentes, sensibilizando el caudal, para evaluar el comportamiento del yacimiento bajo las premisas de: BHP mínima en los pozos productores para evitar la liberación de gas del yacimiento, establecida en 1200 psi, y la presión de inyección máxima en los pozos inyectores para evitar la fractura, establecida en 2000 psi.

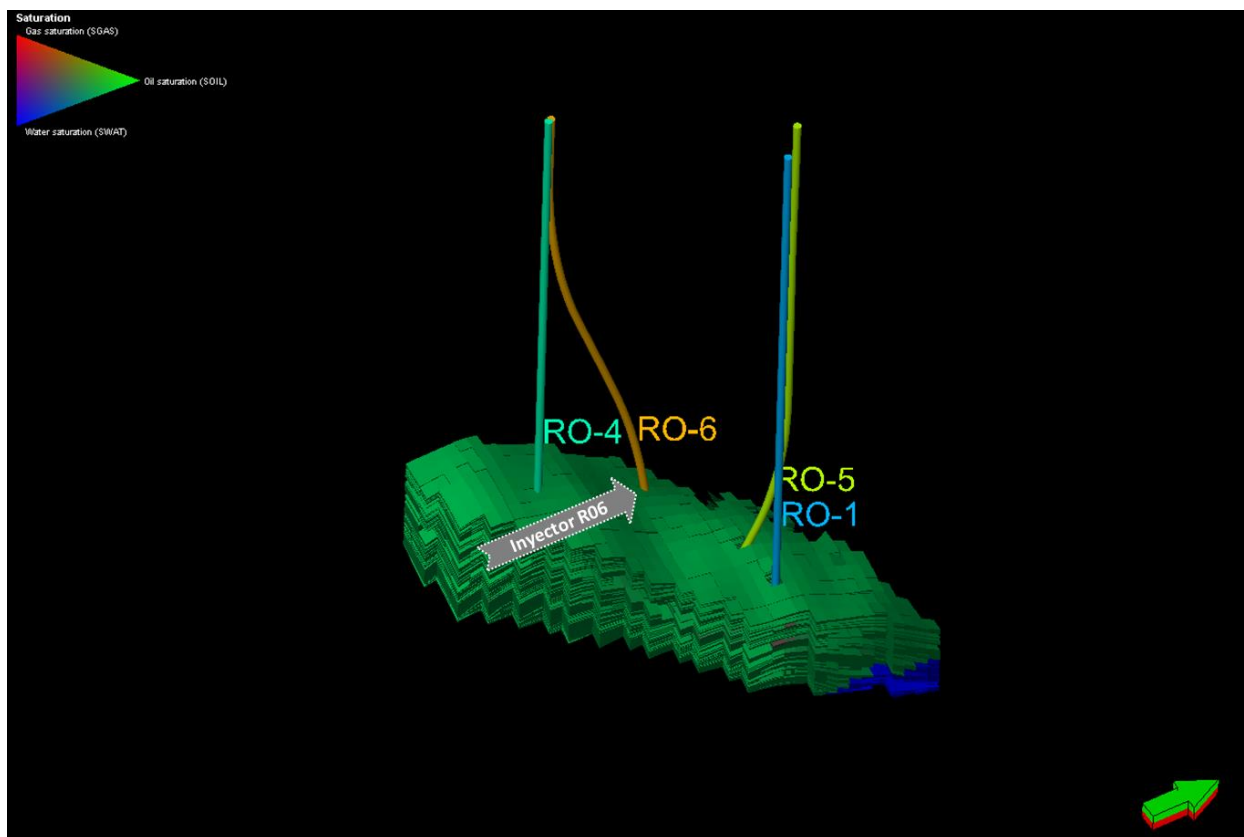
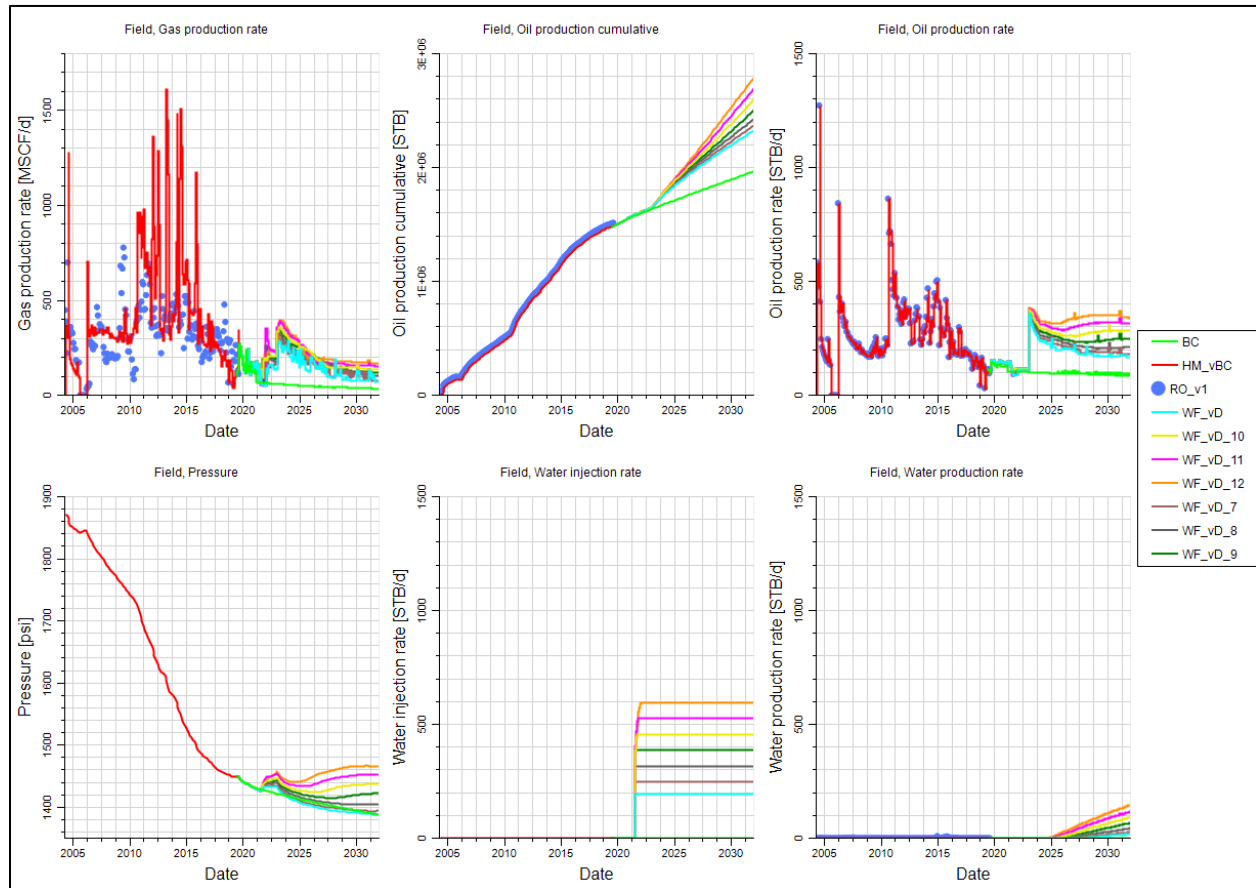


Figura 13. Ubicación en el modelo de simulación del pozo R0-6 convertido en inyector.

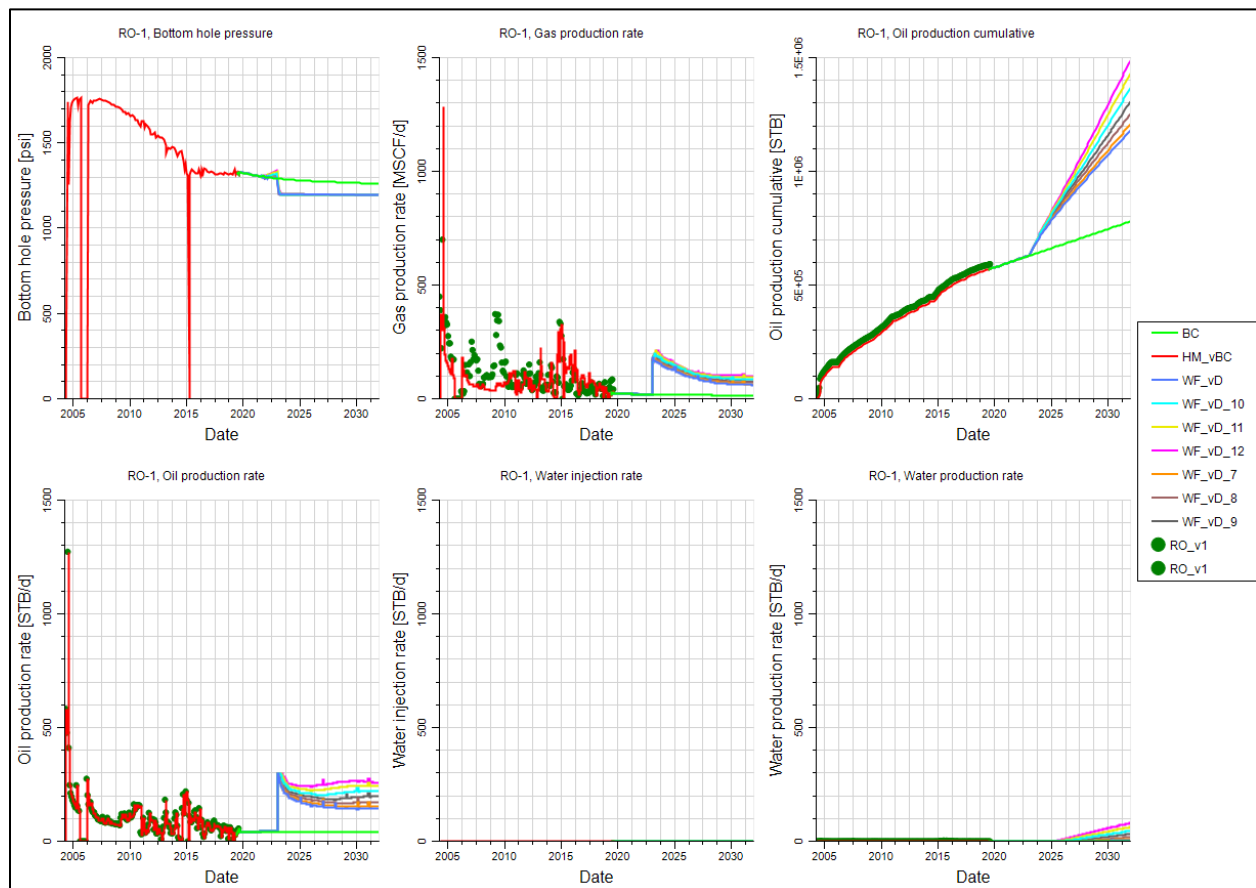
La Gráfica 24 muestra las corridas realizadas en el Campo de Estudio, y las diferentes respuestas de los pozos productores R0-1, R0-4 y R0-5 a la inyección en el pozo R0-6. Se presenta la respuesta del gas, del crudo, del agua y la presión del Campo.



Gráfica 24. Simulación numérica para el Campo de Estudio, Escenario D, comparación de siete casos de simulación.

El pozo R0-6 se convirtió en pozo inyector. En color rojo se muestra la producción histórica y en verde claro el caso base contra el que se compararán los resultados de los diferentes casos. En las gráficas de crudo, gas y agua se evidencia que desde el 2023 hay un incremento en la

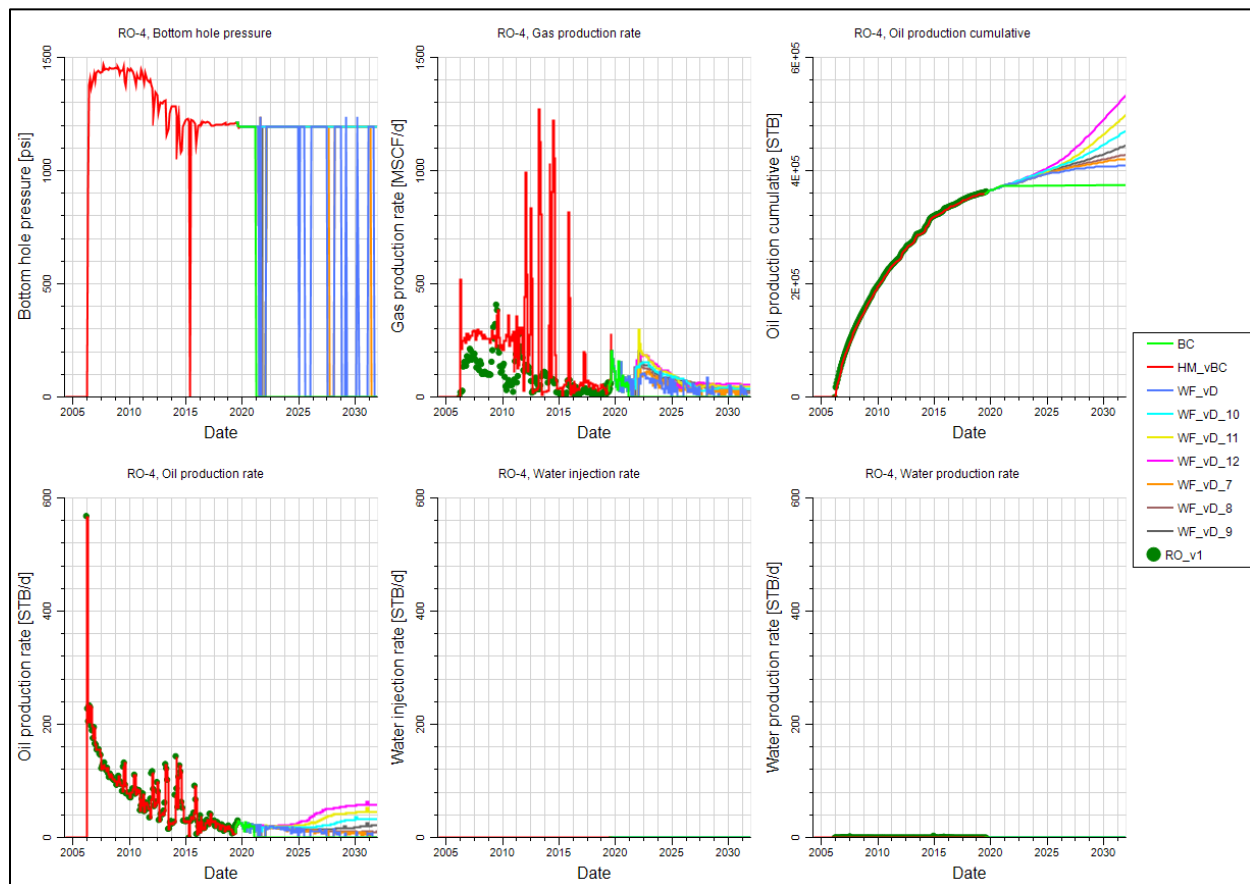
producción; la gráfica de BHP muestra un incremento paulatino en la presión a medida que se incrementa el caudal de inyección de agua, indicando que la inyectividad del pozo R0-6 es adecuada y está generando un barrido areal proporcional.



Gráfica 25. Simulación numérica pozo R0-1, Escenario D, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 25 muestra los resultados de producción de los siete casos de simulación del pozo R0-6. Entre los años 2022 y 2023 se evidencia un leve incremento (entre 1300 y 1400 psi) y variación en la presión del pozo que posteriormente en 2023 cae hasta 1200 psi y se mantiene constante. Se observa el incremento en el volumen de crudo y gas producido respecto al caso base,

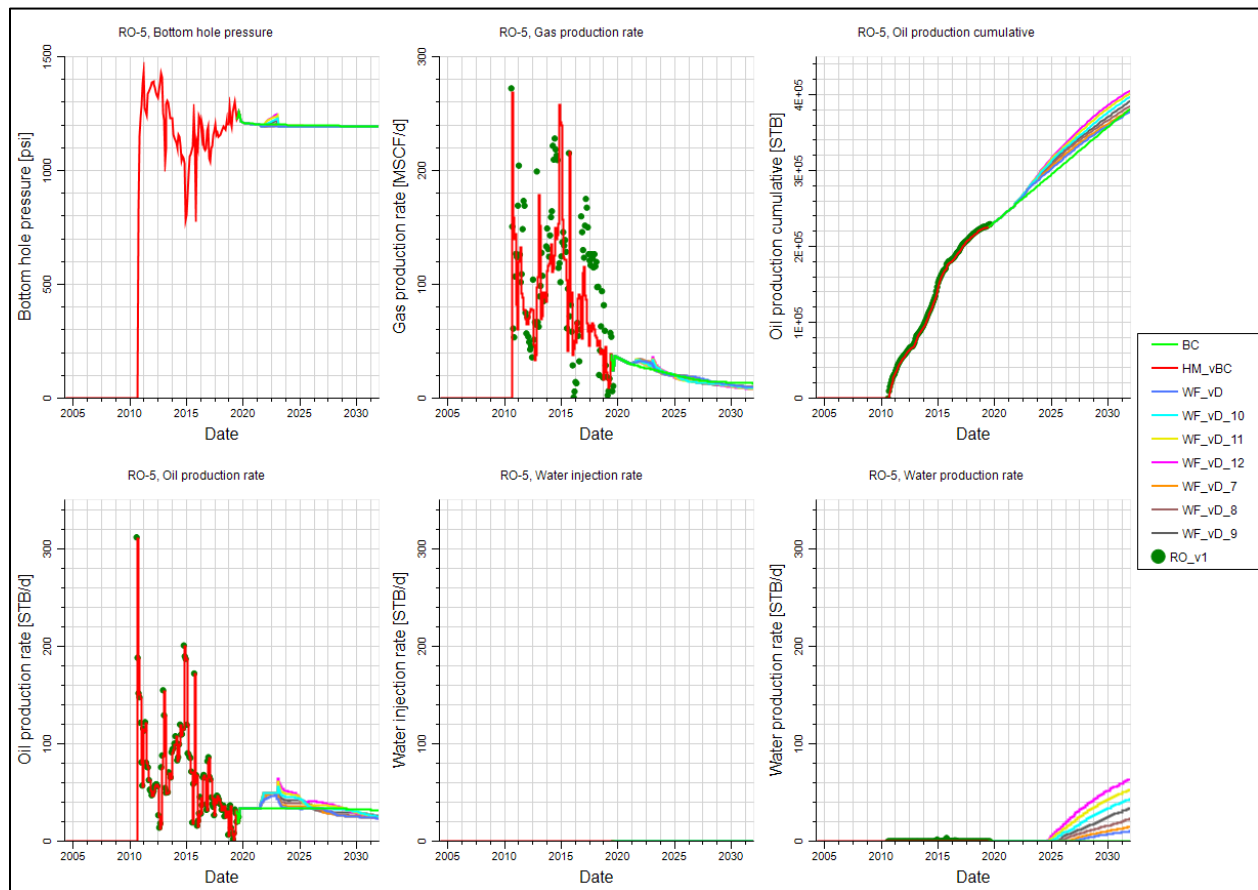
evidencia buenos resultados de este método en el Campo. En el año 2026 se evidencia el Punto de Irrupción del agua en este pozo, con una tasa de producción de agua entre 10 y 90 barriles por día, al final de la simulación.



Gráfica 26. Simulación numérica pozo R0-4, Escenario D, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 26Gráfica 16 muestra la respuesta del pozo R0-4. En cuanto a los resultados de la BHP, se evidencia que la presión, para el caso base, permanece constante hasta el año 2021 y después cae a cero permanentemente; la presión de varios casos de simulación cae a cero hasta que se reestablece cuando el pozo se vuelve a llenar y vuelve a 1200 psi. Hay otros casos que

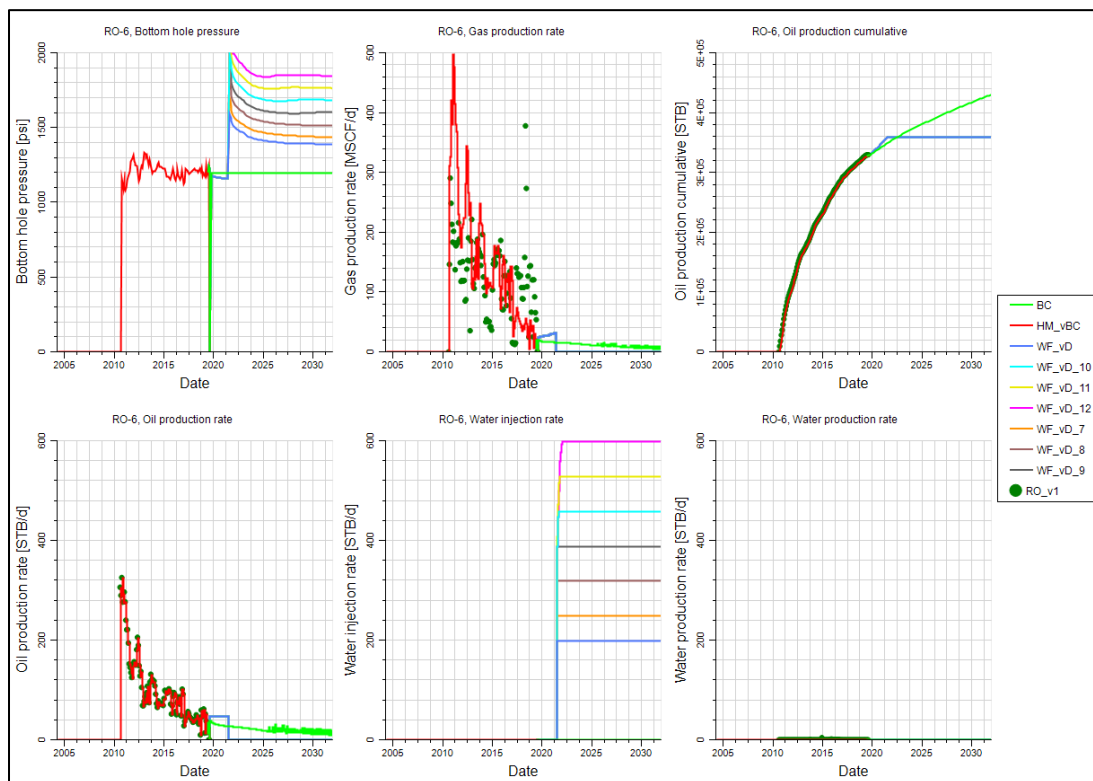
mantienen la presión estable en 1200 psi hasta el final de la simulación. Estos resultados de presión relacionados con los incrementos de producción de crudo y gas son el indicativo que la inyección de agua tiene un impacto positivo en el pozo, para los casos como el VD_10, VD_11 o el VD_12 hay una conectividad entre los canales de flujo aceptable, los pozos muestran respuesta al frente de agua, hay un barrido eficiente, y adicionalmente la producción de agua no percibe incremento.



Gráfica 27. Simulación numérica pozo R0-5, Escenario D, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 27 muestra los resultados en el pozo R0-5. La curva verde representa el caso base y permite comparar los siete casos de simulación en los cuales se observa un bajo incremento en la

presión con pico en el año 2023 hasta 1250 psi, posteriormente la presión se mantiene constante en 1200 psi. Los resultados de producción de petróleo y gas muestran incrementos muy leves respecto al caso base, resultados que se confirman con la gráfica de petróleo acumulado. Por otra parte, la producción de agua se incrementa notablemente para un pozo cuya producción histórica de agua es casi cero, cuestión que permite comprender que el frente de agua llegó al pozo, pero el incremento del desplazamiento de hidrocarburos fue pobre y la intrusión de agua fue temprana.



Gráfica 28. Simulación numérica pozo R0-6, Escenario D, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 28 presenta las tasas de inyección que se simularon en el pozo R0-6, se variaron a los siguientes caudales: 200, 250, 320, 390, 460, 530 y 600 STB/d para asegurar una tasa de

reinyección por encima de 1, y así evitar que se despresurice el yacimiento y caiga la presión por debajo del punto de burbuja. Cada caudal está relacionado a una presión de inyección como se muestra en la primera parte de la gráfica.

El Escenario D se resume en la que presenta los siete casos que se corrieron a diferentes caudales de inyección, con los acumulados de petróleo, gas y agua, por Campo y por pozo.

Tabla 11

Escenario D, casos de simulación a diferentes caudales.

Escenario D														
Escenario A	Campo			R0-1			R0-4			R0-5			Inyector R0-6	
	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp [STB]	Np [STB]	Gp [MSCF]	Wp Inj. [STB/d]	BHP final [psi]
WF_VD	0,023	2,335	3,063	0,010	1,184	0,865	0,000	0,411	1,291	0,013	0,379	0,393	0,767	1390
WF_VD_7	0,035	2,376	3,125	0,015	1,212	0,880	0,000	0,422	1,338	0,019	0,382	0,392	0,959	1440
WF_VD_8	0,056	2,435	3,196	0,025	1,257	0,901	0,000	0,430	1,390	0,030	0,387	0,390	1,227	1510
WF_VD_9	0,086	2,511	3,241	0,040	1,311	0,920	0,000	0,447	1,416	0,045	0,393	0,390	1,496	1600
WF_VD_10	0,122	2,603	3,286	0,059	1,371	0,938	0,000	0,472	1,444	0,062	0,399	0,389	1,761	1690
WF_VD_11	0,164	2,699	3,325	0,082	1,435	0,958	0,001	0,500	1,464	0,080	0,404	0,388	2,026	1770
WF_VD_12	0,209	2,794	3,369	0,108	1,491	0,974	0,001	0,535	1,492	0,099	0,407	0,388	2,281	1850

De este escenario se puede concluir que la inyección de agua del pozo R0-6 impactó positivamente la producción de los pozos siendo el mejor resultado R0-1 y R0-4 seguidamente evidenciando un incremento mayor y sostenido en el tiempo de la producción de crudo y gas, dejando ver mayor conexión de los canales. La inyección en el pozo R0-5 fue la menos efectiva.

- Escenario E. Perforación de pozo *infill* y los pozos R0-1, R0-4, R0-5 y R0-6 continuaron como pozos productores.

En este escenario se perforó un pozo *infill* y los pozos existentes continuaron como productores. Se procuró una ubicación equidistante hacia los pozos existentes para hacer un patrón de cinco puntos invertido, lo más regular posible, ver *Figura 14*.

Se corrieron nuevamente siete casos diferentes, sensibilizando el caudal, para evaluar el comportamiento del yacimiento bajo las premisas de: BHP mínima en los pozos productores para evitar la liberación de gas del yacimiento, establecida en 1200 psi, y la presión de inyección máxima en los pozos inyectores para evitar la fractura, establecida en 2000 psi.

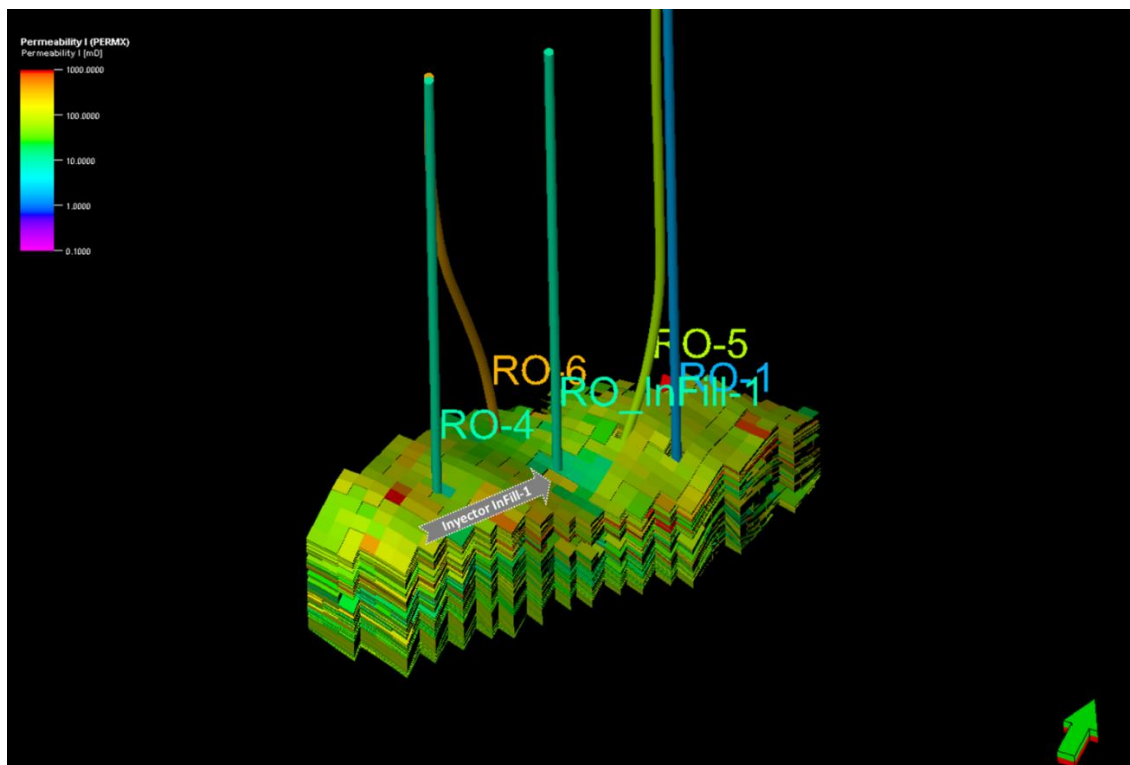
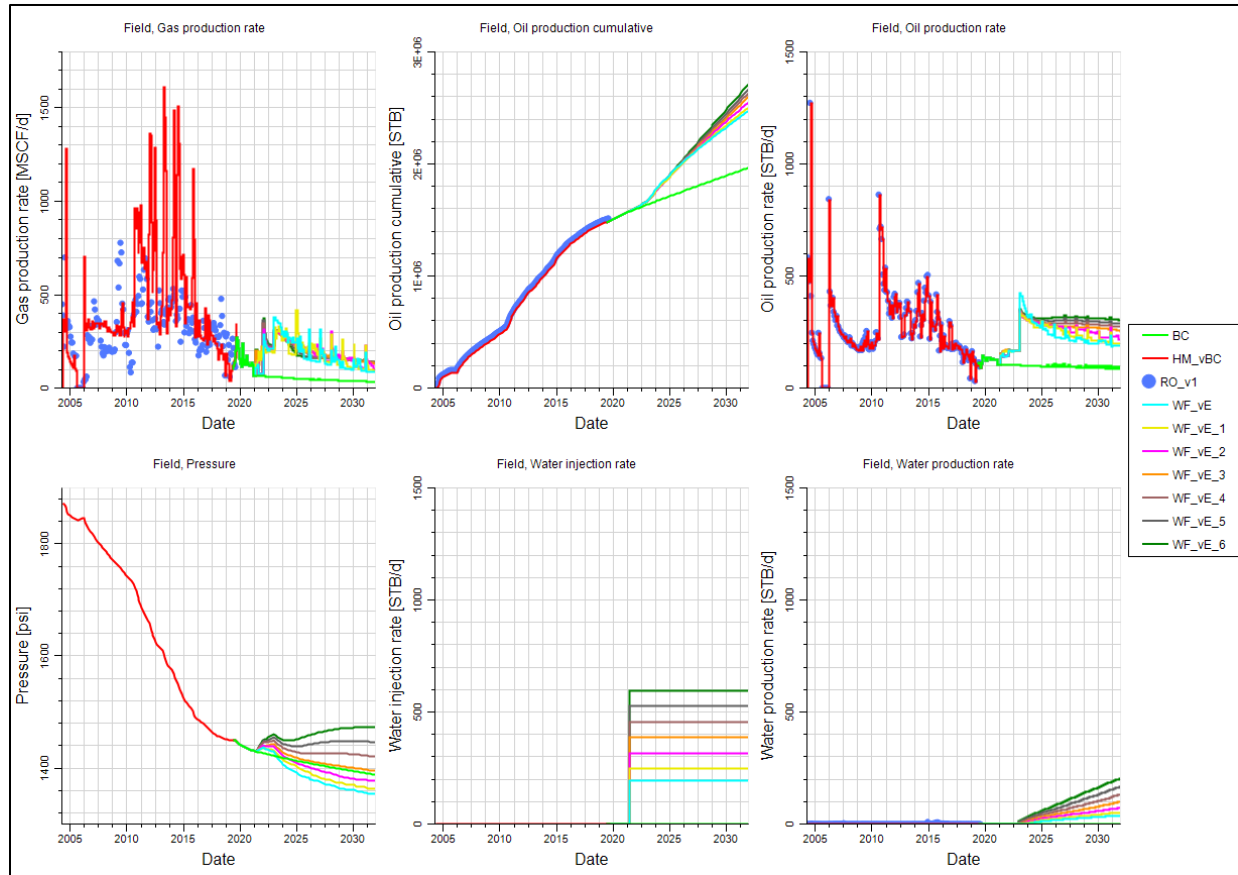
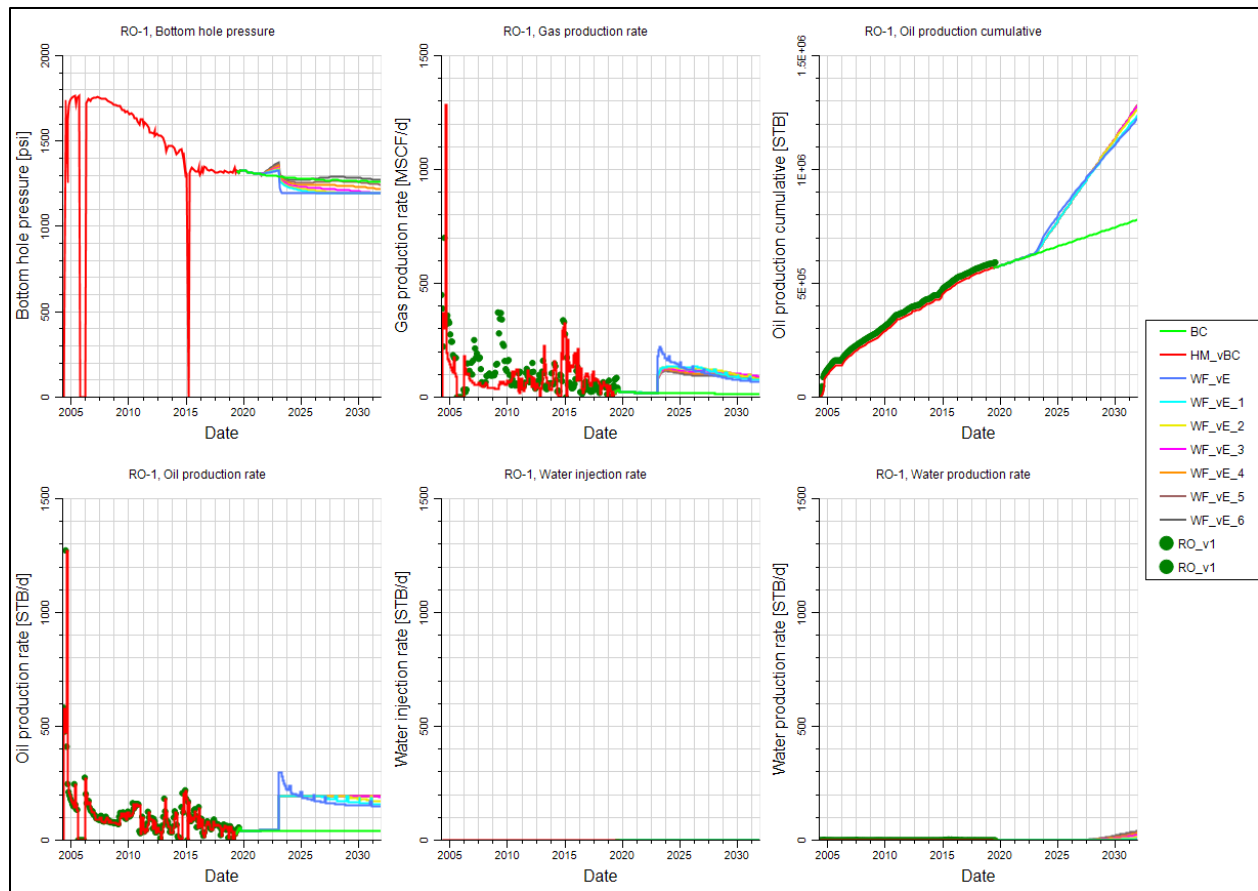


Figura 14. Ubicación en el modelo de simulación del pozo R0-6 convertido en inyector.



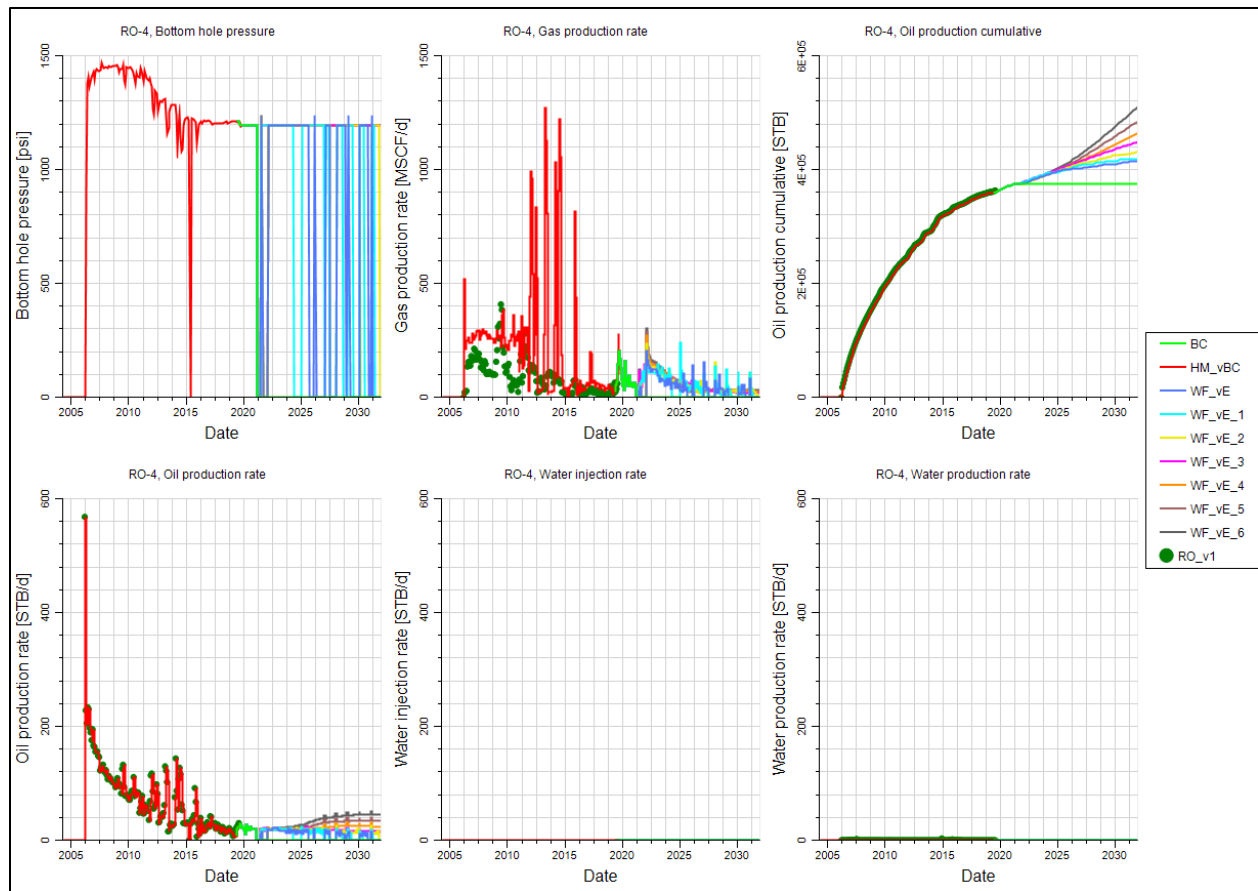
Gráfica 29. Simulación numérica para el Campo de Estudio, Escenario E, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 29 muestra las corridas realizadas en el Campo de Estudio, y las diferentes respuestas de los pozos productores R0-1, R0-4, R0-5 y R0-6 a la inyección en el pozo RO_InFill-1. Se presenta la respuesta del gas, del crudo, del agua y la presión del Campo.



Gráfica 30. Simulación numérica pozo R0-1, Escenario E, comparación de siete casos de simulación.

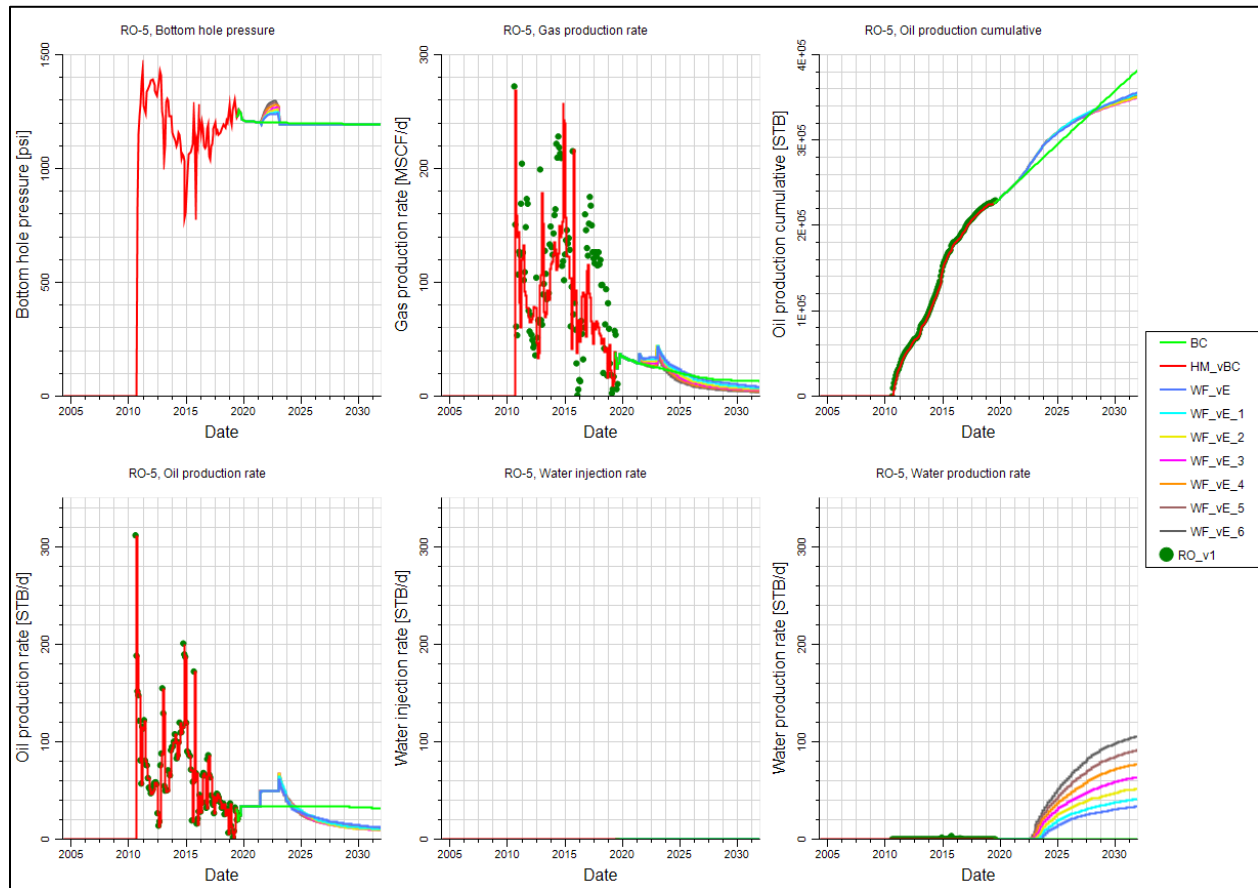
En color rojo se muestra la producción histórica y en verde claro el caso base contra el que se compararán los resultados de los diferentes casos, ver *Gráfica 30*. En las gráficas de crudo y gas se evidencia que desde el 2023 hay un incremento en la producción; la gráfica de BHP muestra un incremento en la presión de inyección hasta que se percibe el frente de inyección para desplazar los fluidos del yacimiento hacia el pozo y la presión cae a 1200 psi mostrando una optimización de condiciones operativas del pozo para que este no se gasifique. Hacia el año 2029 se percibe una baja producción de agua.



Gráfica 31. Simulación numérica pozo R0-4, Escenario B, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 31 muestra el impacto en el pozo R0-4. En cuanto a los resultados de la presión BHP, se evidencia que la presión, para el caso base, permanece constante hasta el año 2022 y después cae a cero permanentemente; la presión de los siete casos de simulación se mantiene en 1200 psi a partir del año 2022 y posteriormente comienza a caer hasta cero debido a que el pozo no es capaz de levantar la columna hidrostática hasta que se vuelva a llenar de fluido y alcance el nivel necesario para que el pozo se vuelva a activar. La producción de petróleo y gas se ve acorde a los ciclos de BHP del pozo, mostrando un incremento de producción de hidrocarburos respecto

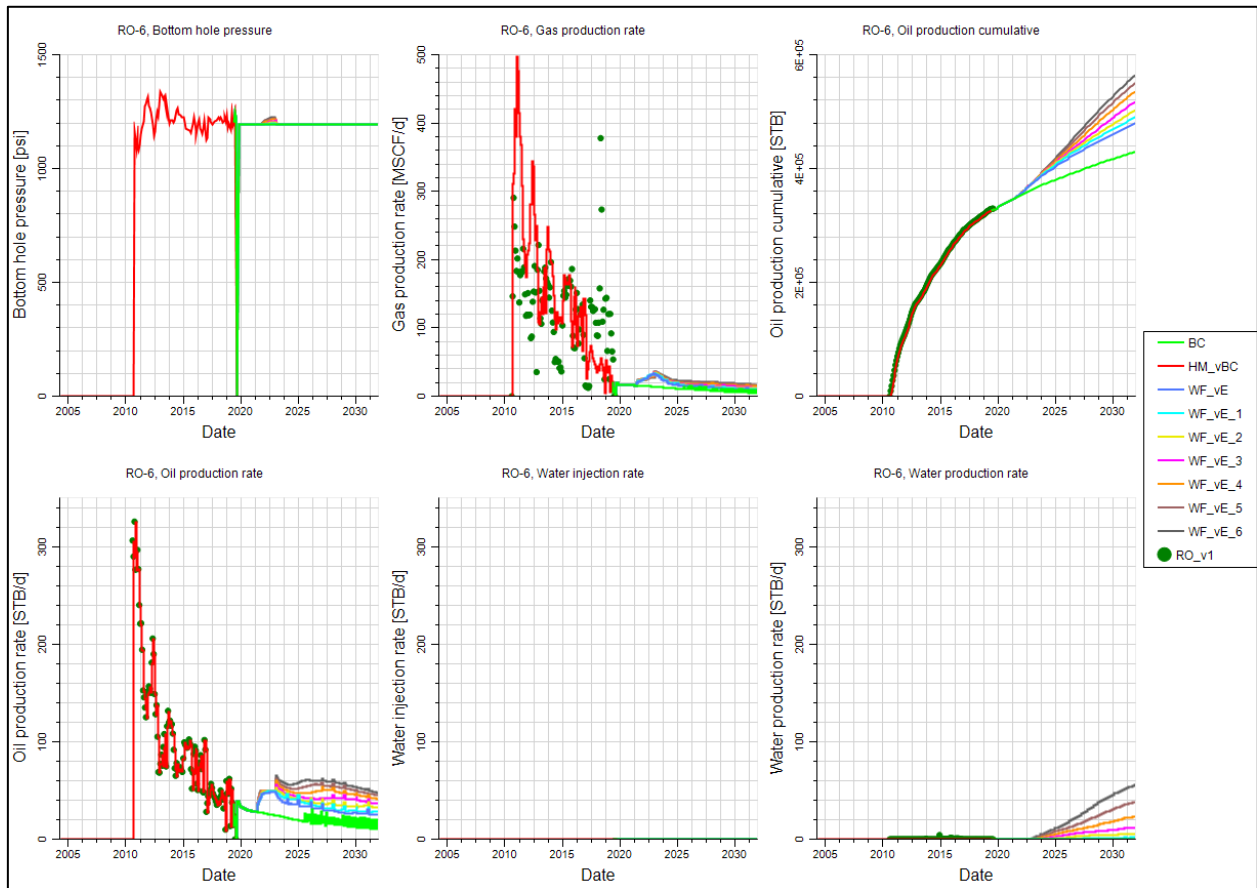
del caso base, y manteniendo la producción de agua en cero, es decir no se observa la llegada del frente de agua al pozo hasta la fecha de fin de la simulación.



Gráfica 32. Simulación numérica pozo R0-5, Escenario E, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 32 muestra los resultados del pozo R0-5. Se corrieron siete casos en los cuales la presión muestra un incremento de 100 psi entre los años 2021 y 2023 y luego se mantiene constante. Los gráficos de producción de hidrocarburos y petróleo acumulado muestran un resultado desfavorable respecto al caso base principalmente por la rápida irrupción del agua en el pozo. Se puede apreciar que a partir del 2024 el agua entra al pozo y se produce a una alta tasa,

demostrando un barrido areal ineficiente y que el agua encontró un camino preferencial de movimiento (*fingering*).



Gráfica 33. Simulación numérica pozo R0-6, Escenario E, comparación de siete casos de simulación.

La Gráfica 33 muestra los resultados de producción de los siete casos de simulación del pozo R0-6. El caso base de este pozo muestra que la presión se cae a cero y luego sube y se mantiene constante en 1200 psi hasta el final de la simulación. La presión simulada de los 7 casos muestra un incremento de 30 psi entre el 2021 y el 2023 para luego mantenerse constante en 1200 psi. Se obtienen buenos resultados de producción de petróleo y de gas. También se presenta producción

de agua a partir del año 2024, proporcional al incremento en la producción e hidrocarburos, con una tasa de producción de agua entre 5 y 60 barriles por día, al final de la simulación.

El Escenario E se resume en la Tabla 12 que presenta los siete casos que se corrieron a diferentes caudales de inyección, con los acumulados de petróleo, gas y agua, por Campo y por pozo.

Tabla 12

Escenario E, casos de simulación a diferentes caudales.

Escenario E																	
Campo			R0-1			R0-4			R0-5			R0-6			Injector R0-Infill-1		
Escenario A	Wp [MMSTB]	Np [MMSTB]	Gp [BSCF]	Wp [MMSTB]	Np [MMSTB]	Gp [BSCF]	Wp [MMSTB]	Np [MMSTB]	Gp [BSCF]	Wp [MMSTB]	Np [MMSTB]	Gp [BSCF]	Wp [MMSTB]	Np [MMSTB]	Gp [BSCF]	Wp Inj. [MMSTB/d]	BHP final [psi]
WF_VE	0,000	0,000	1,228	0,000	0,074	0,415	0,000	0,002	0,357	0,083	0,000	0,482	0,006	2,482	0,000	0,000	1310
WF_VE_1	0,106	2,510	3,228	0,009	1,241	0,918	0,000	0,421	1,342	0,092	0,355	0,390	0,005	0,492	0,578	0,959	1350
WF_VE_2	0,144	2,560	3,255	0,014	1,271	0,926	0,000	0,432	1,365	0,117	0,352	0,383	0,012	0,505	0,581	1,227	1380
WF_VE_3	0,189	2,608	3,259	0,020	1,287	0,917	0,000	0,450	1,379	0,145	0,351	0,378	0,024	0,520	0,585	1,496	1400
WF_VE_4	0,243	2,642	3,241	0,026	1,288	0,896	0,000	0,465	1,380	0,176	0,352	0,374	0,041	0,538	0,590	1,764	1450
WF_VE_5	0,305	2,679	3,230	0,032	1,288	0,881	0,000	0,486	1,384	0,208	0,353	0,371	0,065	0,553	0,595	2,033	1490
WF_VE_6	0,375	2,719	3,228	0,038	1,288	0,870	0,000	0,511	1,390	0,242	0,354	0,369	0,094	0,566	0,599	2,301	1530

De este escenario se puede concluir que la inyección de agua del pozo RO_InFill-1 hacia los pozos productores tuvo un impacto positivo en los pozos R0-6, R0-1 y R0-4 respectivamente, se vio un incremento de hidrocarburos importante respecto al caso base. Los resultados en el pozo R0-5 no fueron positivos y puede estar relacionado con aspectos estratigráficos y de conectividad de canales, que para este pozo dieron preferencia a la producción de agua.

4.2. Fase 2: Análisis de resultados.

Evaluar los mejores escenarios de recobro por inyección de agua, según el resultado de las sensibilidades de parámetros realizadas en el objetivo anterior, en términos de factor de recobro, tasas de inyección de agua, perfiles de producción de fluidos, relación agua petróleo y capacidad de tratamiento de las facilidades de superficie.

Para evaluar los mejores escenarios de recobro por inyección de agua se tabularon todos los resultados obtenidos, en función de las variables establecidas para el análisis.

Tabla 13

Resultados en términos de factor de recobro, tasas de inyección de agua, perfiles de producción de fluidos y relación agua petróleo.

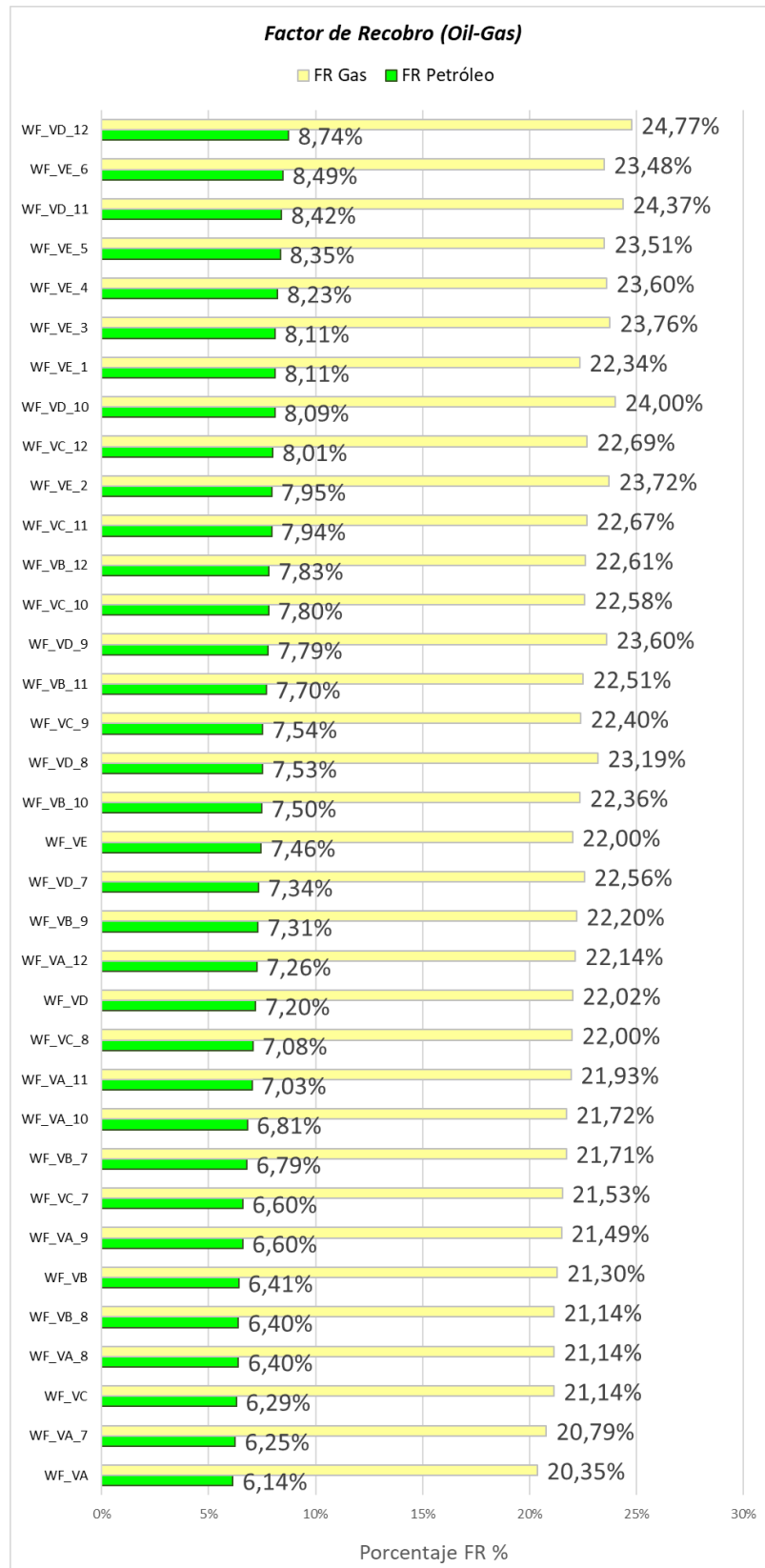
Escenario-Caso	FR Petróleo	FR Gas	BWPD Promedio	BWPD Máxima	BOPD Máximo	BWinjPD Máximo	Wp	Np	Wp/Np
WF_VA	6,14%	20,35%	1,79	15,75	147,38	200,00	19.403,97	2.012.399,00	0,01
WF_VA_7	6,25%	20,79%	3,38	25,96	147,38	250,00	33.988,46	2.036.499,00	0,02
WF_VA_8	6,40%	21,14%	6,26	42,71	159,46	320,00	64.538,14	2.090.748,00	0,03
WF_VA_9	6,60%	21,49%	9,88	64,93	185,81	390,00	101.153,30	2.152.123,00	0,05
WF_VA_10	6,81%	21,72%	14,37	91,58	209,57	460,00	146.531,10	2.216.539,00	0,07
WF_VA_11	7,03%	21,93%	19,19	121,24	237,75	530,00	195.088,80	2.283.833,00	0,09
WF_VA_12	7,26%	22,14%	24,76	156,44	264,93	600,00	251.277,30	2.352.191,00	0,11
WF_VB	6,41%	21,30%	2,07	26,97	206,14	400,00	22.280,08	2.093.014,00	0,01
WF_VB_7	6,79%	21,71%	5,44	58,57	241,58	500,00	56.300,15	2.209.125,00	0,03
WF_VB_8	6,40%	21,14%	8,78	79,17	263,90	633,04	89.941,06	2.309.248,00	0,04
WF_VB_9	7,31%	22,20%	9,80	89,87	281,63	689,04	100.104,60	2.367.736,00	0,04
WF_VB_10	7,50%	22,36%	10,90	98,78	301,33	747,96	111.187,80	2.426.351,00	0,05
WF_VB_11	7,70%	22,51%	11,94	105,83	320,84	808,10	121.771,30	2.484.590,00	0,05
WF_VB_12	7,83%	22,61%	12,38	107,37	323,46	869,18	126.170,80	2.523.971,00	0,05
WF_VC	6,29%	21,14%	3,94	36,73	169,74	400,00	41.065,86	2.058.432,00	0,02
WF_VC_7	6,60%	21,53%	6,98	56,87	210,91	500,00	71.830,45	2.153.108,00	0,03
WF_VC_8	7,08%	22,00%	12,30	92,08	274,43	640,00	125.324,00	2.297.260,00	0,05
WF_VC_9	7,54%	22,40%	19,06	135,06	311,31	780,00	193.715,50	2.437.605,00	0,08
WF_VC_10	7,80%	22,58%	24,06	150,18	315,72	920,00	244.216,90	2.516.840,00	0,10

WF_VC_11	7,94%	22,67%	27,04	156,39	316,00	1.060,00	274.358,50	2.558.661,00	0,11
WF_VC_12	8,01%	22,69%	28,68	158,32	316,24	1.177,90	291.017,30	2.577.812,00	0,11
WF_VD	7,20%	22,02%	2,18	21,46	363,43	200,00	23.356,75	2.334.946,00	0,01
WF_VD_7	7,34%	22,56%	3,30	30,39	364,32	250,00	34.730,82	2.376.326,00	0,01
WF_VD_8	7,53%	23,19%	5,37	46,71	368,20	320,00	55.671,24	2.435.156,00	0,02
WF_VD_9	7,79%	23,60%	8,35	69,67	372,54	390,00	85.694,42	2.511.463,00	0,03
WF_VD_10	8,09%	24,00%	11,93	93,29	377,00	460,00	121.738,30	2.602.663,00	0,05
WF_VD_11	8,42%	24,37%	16,07	119,33	383,58	530,00	163.700,40	2.699.284,00	0,06
WF_VD_12	8,74%	24,77%	20,54	148,26	387,45	600,00	208.841,20	2.794.153,00	0,07
WF_VE	7,46%	22,00%	8,04	42,41	147,38	250,00	82.691,58	2.482.096,00	0,03
WF_VE_1	8,11%	22,34%	10,39	55,23	338,21	250,00	106.496,60	2.509.571,00	0,04
WF_VE_2	7,95%	23,72%	14,14	75,82	342,55	320,00	144.456,10	2.559.567,00	0,06
WF_VE_3	8,11%	23,76%	18,54	103,66	346,04	390,00	188.911,50	2.608.080,00	0,07
WF_VE_4	8,23%	23,60%	23,89	135,16	349,00	460,00	242.965,40	2.642.375,00	0,09
WF_VE_5	8,35%	23,51%	30,02	169,63	351,21	530,00	304.944,00	2.679.331,00	0,11
WF_VE_6	8,49%	23,48%	36,91	206,00	354,19	600,00	374.615,00	2.719.069,00	0,14

La Tabla 13 presenta los resultados por escenario por caso y permite analizar los resultados de las simulaciones.

Se evaluaron primero los casos por su factor de recobro de petróleo y de gas. La *Gráfica 34* presenta el escalafón de mayor a menor factor de recobro por tipo de fluido.

El factor de recobro actual del campo, sin aplicación de un método de recobro secundario por agua, es del 4%. Los resultados del análisis muestran que los factores de recobro del petróleo se encuentran por encima de ese 4% actual. Los resultados varían entre los rangos del factor de recobro = 6.14% hasta 8.74% para el petróleo y del gas asociado se encuentra entre 20.35% y el 24.77%.



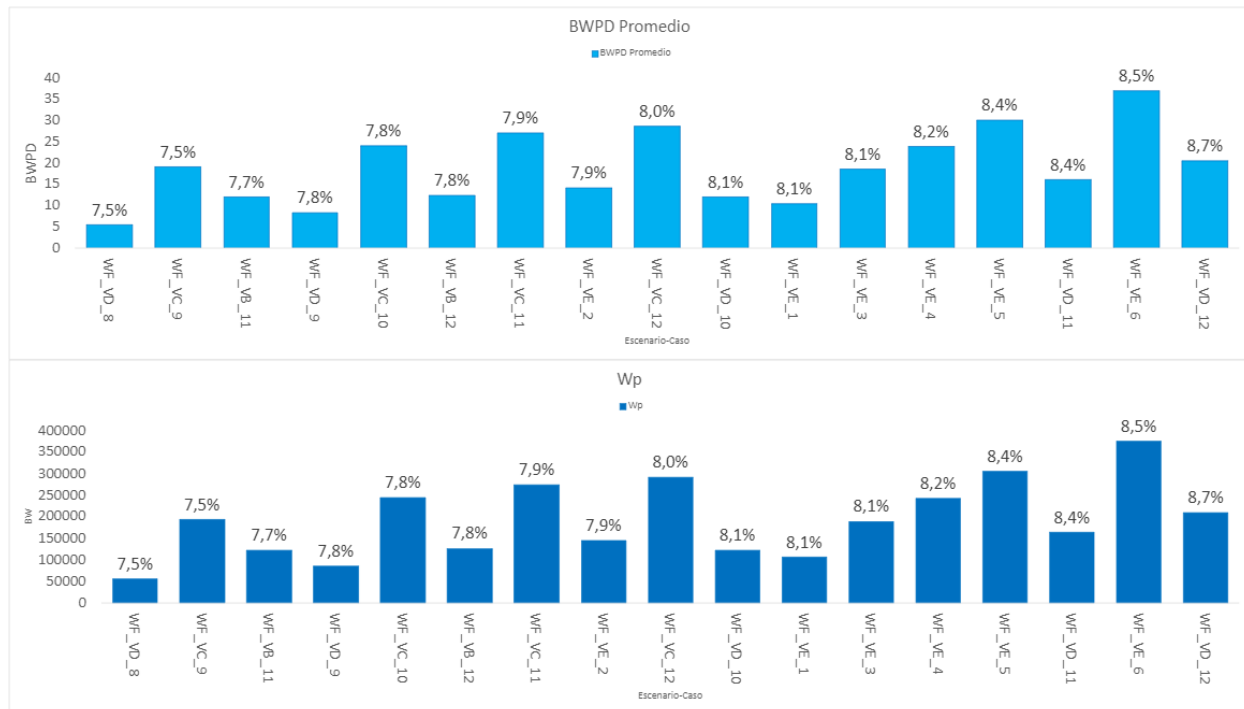
Gráfica 34. Factor de recobro petróleo – gas por caso.

El 50% de los datos con mayor factor de recobro se encuentran dentro del rango de datos con promedio del 8%. Dado que con la inyección de agua se busca un mayor recobro de hidrocarburos, se usará esta muestra de casos que está compuesta por los escenarios D, E, C y B

La *Gráfica 35* presenta los casos por tasa de agua y por agua acumulada, relacionando en cada uno su factor de recobro. A la izquierda se presentan los casos de menor factor de recobro de la muestra, con una producción y acumulado de agua bajos. A la derecha se encuentran los casos con mayor factor de recobro y una producción de agua y acumulado mayor. Los casos con mayor recobro son el E y el D.

El caso VD_12 muestra un factor de recobro del 8.7% con una tasa y acumulado de agua mucho menor al caso VE_6 que involucra *Capex* adicional para la perforación de un pozo inyector. Si se comparan los casos VD_11 y VE_5 se observa que ambos tienen el mismo factor de recobro de 8.4%, sin embargo, el VE_5 tiene una tasa de producción diaria de agua promedio y acumulada del doble del caso VD_11, por lo que posiblemente el escenario financiero sería más favorable para el caso de menor agua, resultados que se presentarán en la siguiente sección.

Se descartan, para continuar con el análisis, los casos C y B debido a que su tasa promedio y acumulado de agua es mayor y, su factor de recobro está en el límite inferior del rango.



Gráfica 35. Muestra seleccionada. Casos con factor de recobro del 8% en promedio.

En cuanto a la capacidad de tratamiento de las facilidades de superficie, estas están diseñadas para un volumen de 13,849 BBL/D. La simulación de los diferentes casos muestra que el volumen máximo de petróleo producido será 387 BBL/D, el volumen máximo de agua producida será 206 BBL/D y la tasa de agua a inyectar será 1178 BBL/D; por lo tanto, las facilidades tienen la capacidad para el manejo adecuado de estos volúmenes con un factor de seguridad hasta del 91%.

Adicionalmente las facilidades cuentan con una robusta infraestructura de separadores horizontales y verticales trifásicos para la correcta separación y tratamiento de los fluidos producidos, por lo cual en el análisis financiero no se involucrará un *Capex* adicional excepto el asociado para las líneas de inyección, el reemplazo de cabezales y la bomba de inyección de la planta de tratamiento.

El agua para la inyección se encuentra disponible de dos fuentes contempladas dentro de la Licencia Global Ambiental del Bloque, del Rio Magdalena y del pozo captador de agua. Por motivos ambientales y sociales, se preferiría captar el agua del pozo captador de agua para el cual se tiene un permiso de captación de 13,600 BBL/D y el cual se encuentra ubicado dentro de la locación, cerca de las facilidades de producción.

El pozo captador de agua fue perforado en el año 2006 a una profundidad de 223 ft, revestido con tubería ciega en acero al carbón de 6.0 pulgadas de diámetro y filtros cañoneados hasta 188 ft a partir de dicha profundidad el pozo se encuentra en hueco abierto. Capta el Acuífero Honda conformado por conglomerados con cantos de cuarzo y rocas intrusivas y en menor grado areniscas y arcillolitas de color gris y verde, ver *Figura 15*.

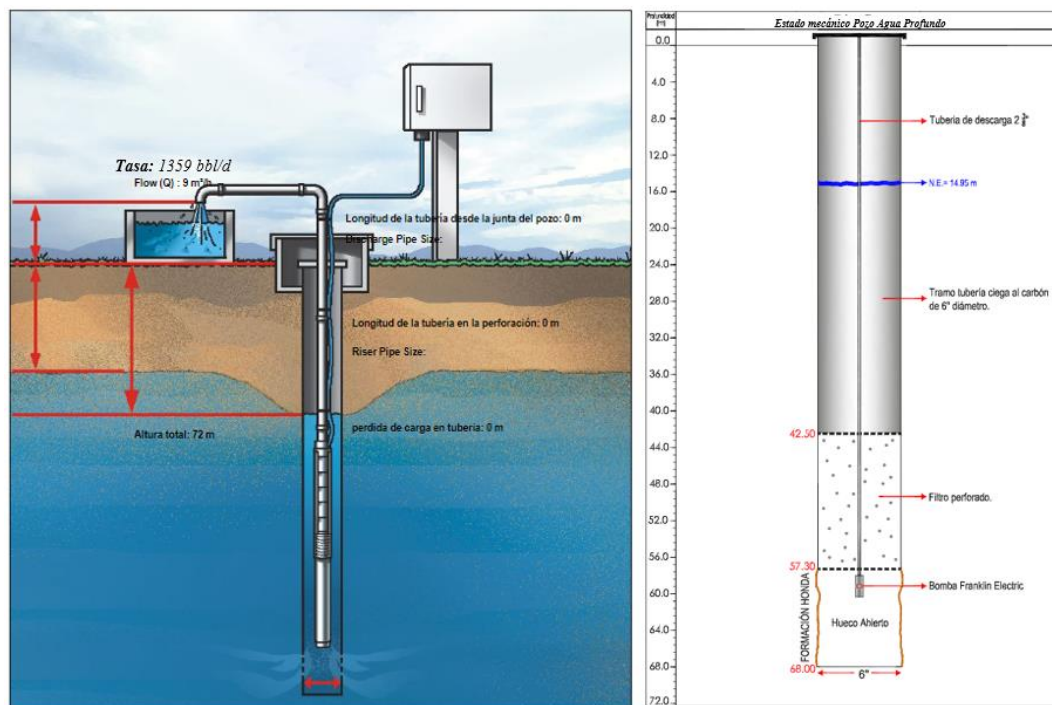


Figura 15. Diagrama y estado mecánico del pozo captador de agua.

Este pozo captador de agua se ubica en el sector suroriental del Campo, aproximadamente a 100.0 m de las Facilidades de Producción. La extracción del agua se realiza a través de una electrobomba sumergible de 5.0 HP instalada a 190 ft de profundidad, con tubería de descarga en acero de 2 $\frac{3}{8}$ pulgada de diámetro.

El agua subterránea por su naturaleza y ubicación constituye un recurso estratégico frente a la previsible disminución o contaminación del recurso hídrico superficial. La explotación del recurso subterráneo es función de la profundidad a la que se encuentre las capas acuíferas y del tipo de material que la constituyan y por ello existen una serie de factores que potencian su utilización, entre los que se destacan su ubicación geográfica con respecto al centro de consumo, su fácil adaptación a la demanda hídrica y su uniformidad en la calidad y la protección natural a la contaminación y la evaporación.

Tras el análisis realizado, se define que los casos que se evaluarán financieramente son los dos mejores casos de los escenarios D y E.

4.3. Fase 3: Evaluación Económica.

Evaluar económicamente los escenarios más relevantes anteriormente simulados, a partir del análisis del Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna Retorno (TIR) y el Payback.

Para la evaluación económica de los cuatro casos seleccionados por sus resultados, se tienen como *input* las siguientes premisas, presentadas en la Tabla 14:

Tabla 14

Información económica campo de estudio

INFORMACIÓN ECONÓMICA	DATA
Opex	
Costo KUSD/Año \$ (Fijos & Variables)	
Costos Fijos (Base) (KUSD-Año \$)	35,28
Costos Variables (KUSD-Año \$)	78,43
Costo Variable Petróleo (USD\$/BBL)	4,64
Costo Variable Gas (USD\$/BBL)	-
Costo Variable Agua (USD\$/BBL)	-
Costo Variable WO (KUSD\$/Pozo)	34,76
Transporte USD\$/BBL	
Transporte USD\$/BBL	3,43
Workover Conversión Pozo KUSD\$/Pozo	
Costo WO Conversión Pozo a Inyector (KUSD\$/Pozo)	533,50
Capex	
Perforación Pozo Inyector MUSD\$ (por Items)	
Equipos y Accesorios	0,259
Materiales Eléctricos	0,612
Materiales Instrumentación	0,066
Obras Integrales (Civiles, Mecánicas, Eléctricas, Hidráulicas e Instrumentación)	1,116
Tubería y Accesorios	0,238
Válvulas y Accesorios	0,095
Precios de Venta	
Precio Petróleo Brent	
Precio Petróleo (USD\$/BBL)	50,000
Descuento por calidad	3,870
Precio Petróleo Descontado (USD\$/BBL)	46,130
Precio de gas	
Contrato de Venta (USD\$/Mscf)	2,900
Factor de Venta de Gas	0,959

En la siguiente tabla se muestra el detalle de los costos fijos y variables que componen el Opex del Campo de Estudio:

Tabla 15

Detalle de los costos fijos y variables que componen el Opex

Descripción Actividad	Denominación	Ultimo Estimado 2021 (USD-Año \$)	Tipo Costo
Gerencia Gastos Propios	Seguro Responsabilidad Civil y Extras	\$ 450	Fijo Facilidades
Gerencia Gastos Propios	Seguro Minas y Petróleos	\$ 5.898	Fijo Facilidades
Facilidades de Campo	Gastos De Personal NOP	\$ 0	Fijo Facilidades
Facilidades de Campo	Servicios De Terceros NOP	\$ 16.601	Fijo Facilidades
Facilidades de Campo	Provisiones Gastos de Administracion	\$ 0	Fijo Facilidades
Transporte	Servicio Transporte De Crudo Por Carrotanque	\$ 7.589	Fijo Facilidades
Transporte	Provisiones Gastos de Administracion	\$ 0	Fijo Facilidades
IT Proveer Servicios	Servicio Archivo Documento	\$ 2.600	Fijo Facilidades
IT Proveer Servicios	Software	\$ 936	Fijo Facilidades
Gerencia Gastos Propios	Asesoría Financiera	\$ 665	Fijo Facilidades
Facilidades de Campo	Seguro Minas y Petróleos	\$ 541	Fijo Facilidades
Facilidades de Campo	Gastos Generales NOP	\$ 31.350	Variable Crudo
Facilidades de Campo	Materiales y Suministros NOP	\$ 16.418	Variable Crudo
General	Servicios De Terceros NOP	\$ 0	Variable Pozos
General	Provisiones Gastos de Administracion	\$ 0	Variable Pozos
General	Servicio Equipo Completamiento y Workover	\$ 30.662	Variable Pozos
Total		\$ 113.709	

- Evaluación económica del Caso WF_VD_12.

Los resultados de la evaluación económica del caso se relacionan en la siguiente tabla:

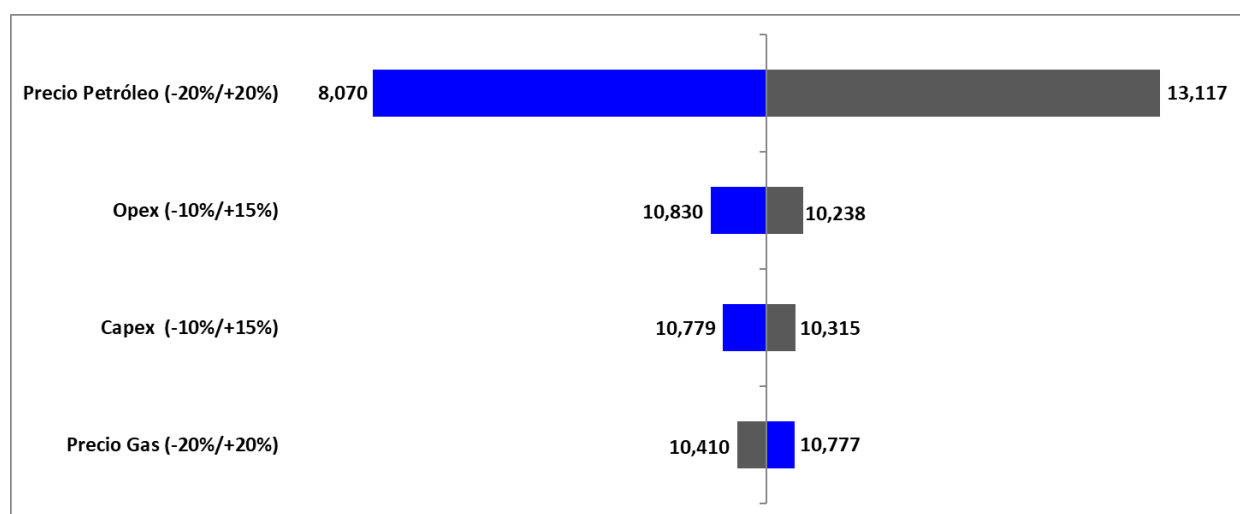
Tabla 16

Información económica campo de estudio Caso WF_VD_12

Indicadores	Caso Mean
VPN (MUSD)	10,59
TIR (%)	92,9

VPN/RECURSOS (USD/BBL)	12,8
EFI	4,7
Precio de equilibrio (USD/BBL)	22,008
Límite económico	2031
Payback (Años)	2,5
Año Inicio Inyección	2021
Año de producción	2022
Time to Market	1
F&D Cost (USD/BBL)	1,8
Government Take (%)	43,5

El análisis de sensibilidad de las variables económicas, con la *Gráfica 36* muestra que:



Gráfica 36. Sensibilidad de las variables económicas Caso WF_VD_12.

Bajo los supuestos y parámetros establecidos la oportunidad cuenta con cobertura de riesgo (VPN > 0) y una economía robusta.

En el análisis de sensibilidad la variable de mayor impacto en los resultados económicos es el precio de petróleo, una caída por debajo de 22.008 USD/BBL causaría un VPN negativo del proyecto.

Las variables que tienen mayor impacto sobre el VPN pero que no lo harían negativo, son en su orden: Precio petróleo, Opex, Capex y Precio de gas.

Estas variables se reflejan en el flujo de caja de la *Gráfica 37*

Economic Summary (Company)														
WF_V2_VD12														
(Nominal values)														
Interests & Settings														
	Net Revenue	Net Expl	Net Dev	Net Opex	Disc. Rate	BT NPV	AT NPV	BT PIR	AT PIR	AT ME	AT IE			
	(M\$)	(%)			(%)	(M\$)	(M\$)	(fraction)	(fraction)	(M\$)	(fraction)			
Company (% of Total)	85,38	0,00	100,00	193,66		0,00	28.305,00	19.806,00	11,86	8,30	-2.278,00	8,70		
Company (% of Contr)	100,00	0,00	100,00	100,00		0,00	14.700,00	10.002,00	6,49	4,41	0,00	0,00		
Partner (% of Contr)	0,00	0,00	0,00	0,00		11,00	14.700,00	10.002,00	6,49	4,41	0,00	0,00		
Contr	85,38	0,00	100,00	193,66	10,00	15.522,00	10.594,00	6,82	4,65	-2.172,00	4,88			
NOC	0,00	0,00	0,00	0,00		9,00	16.405,00	11.229,00	7,18	4,91	0,00	0,00		
						7,10	18.273,00	12.575,00	7,92	5,45	-2.201,00	5,71		
						7,00	18.379,00	12.651,00	7,96	5,48	0,00	0,00		
Model	WF_V2_VD12													
Global Params	WF_V2_VD12													
Escalation Date	6/01/2021					AT ROR (%)	92,88	Contr Take (%)	56,49					
Discount Date	6/01/2021					AT Payout (months)	23,00	1,92 NOC Take (%)	0,00					
Economic Limit	12/01/2031					F&D (\$/BOE)	1,82	Gov't Take (%)	43,51					
Cash Flow Breakdown														
	(M\$)	(%)	(\$/BOE)	(\$/Bbl)	(\$/mcf)			Project	Contr	Comp WI	Company			
Net Revenue	42.460,00	100,00	39,20	45,25		51,43 Oil	(MSTB)	1.109,00	938,00	1.109,00	938,00			
Less:						Gas	(MMSCF)	826,00	826,00	826,00	826,00			
Bonuses & Fees	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00 NGL	(MSTB)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Operating Costs	5.831,00	13,73	5,38	6,21		7,06 Tax	(MSTB)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Abandonment Costs	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00 Total	(MBOE)	1.253,00	1.083,00	1.253,00	1.083,00			
Tariffs	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
Prod & Asset Taxes	144,00	0,34	0,13	0,15		0,17		Project	Contr	NOC	Company			
Capital Costs	2.387,00	5,62	2,20	2,54		2,89 Acquisition	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Plus: Other Income/Expense	-333,00	-0,78	-0,31	-0,35		-0,40 Exploration	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00			
						Development	(M\$)	2.387,00	2.387,00	0,00	2.387,00			
Before Tax Cash Flow	28.305,00	66,66	26,13	30,17		34,28 Abandonmer	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Less Income Tax	8.499,00	20,02	7,85	9,06		10,29 Total	(M\$)	2.387,00	2.387,00	0,00	2.387,00			
After Tax Cash Flow	19.806,00	46,65	18,29	21,11		23,99								
Company Cash Flow														
All values are Company (Comp) Share unless specified otherwise.														
	Net Prod	WI Reserves	Net Price	Net Revenue	(-) Bonuses & Fees	(-) Operating Costs	(-) Operating Costs	(-) Operating Costs	Capital Aband	(-) Tariffs	(-) Prod & Asset Taxes	(-) Capital Costs	(+) Other Inc (Exp)	(=) Before Tax Cash Flow
Date	MBOE	M\$	\$/Bbl	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
2021(12)	29,43	33,75	37,69	1.109,07	0,00	174,00	138,00	0,00	0,00	0,00	4,00	2.387,00	-13,00	-1.607,00
2022(12)	52,46	59,18	35,01	1.836,41	0,00	267,00	216,00	0,00	0,00	0,00	6,00	0,00	-35,00	1.312,00
2023(12)	126,82	145,69	37,99	4.817,23	0,00	634,00	605,00	0,00	0,00	0,00	16,00	0,00	-52,00	3.509,00
2024(12)	116,43	133,99	38,27	4.455,66	0,00	595,00	563,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-45,00	3.238,00
2025(12)	107,52	124,14	38,82	4.174,06	0,00	566,00	533,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-37,00	3.024,00
2026(12)	103,19	119,78	39,72	4.098,45	0,00	566,00	532,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-27,00	2.960,00
2027(12)	106,68	124,01	39,95	4.262,11	0,00	588,00	556,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-26,00	3.079,00
2028(12)	109,91	127,83	40,05	4.401,38	0,00	606,00	575,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-26,00	3.180,00
2029(12)	110,33	128,44	40,20	4.435,13	0,00	611,00	581,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-24,00	3.204,00
2030(12)	110,35	128,49	40,24	4.440,50	0,00	612,00	582,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-24,00	3.207,00
2031(12)	110,07	128,17	40,25	4.430,27	0,00	611,00	581,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-24,00	3.200,00
Total	1.083,18	1.253,46	---	42.460,27	0,00	5.831,00	5.461,00	0,00	0,00	0,00	144,00	2.387,00	-333,00	28.305,00

Gráfica 37. Flujo de caja realizado con Peep Merak, Caso WF_VD_12

- Evaluación económica del Caso WF_VE_6.

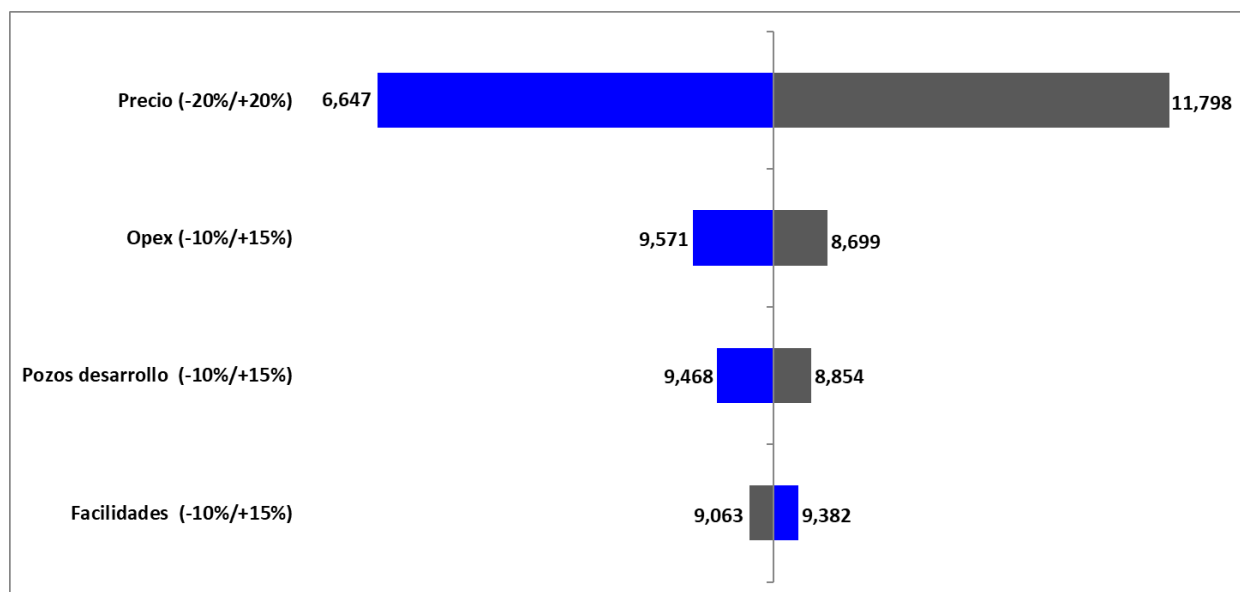
Los resultados de la evaluación económica del caso se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 17

Información económica campo de estudio Caso WF_VE_6

Indicadores	Caso Mean
VPN (MUSD)	9,2
TIR (%)	51,1
VPN/RECURSOS (USD/BBL)	12,8
EFI	2,2
Precio de equilibrio (USD/BBL)	26,425
Límite económico	2042
PayBack (Años)	3,5
Año Perforación	2021
Año de producción	2022
Time to Market	1
F&D Cost (USD/BBL)	3,4
Government Take (%)	44,4

El análisis de sensibilidad de las variables económicas, con la *Gráfica 38* muestra que:



Gráfica 38. Sensibilidad de las variables económicas Caso WF_VE_6.

Bajo los supuestos y parámetros corporativos, la oportunidad cuenta con cobertura de riesgo ($VPN > 0$) y una economía robusta.

En el análisis de sensibilidad la variable de mayor impacto en los resultados económicos es el precio de gas, una caída por debajo de 26,425 USD/BBL causaría un proyecto con VPN negativo.

Las variables que tienen mayor impacto sobre el VPN pero que no lo harían negativo, son en su orden: Precio petróleo, Opex, Capex y Precio de gas.

Estas variables se reflejan en el flujo de caja de la Gráfica 39.

Economic Summary (Company)													
WF_V2_VE6													
(Normal values)													
Interests & Settings				Economic Indicators									
	Net Revenue	Net Expl	Net Dev	Net Opex	Disc. Rate	BT NPV	AT NPV	BT PIR	AT PIR	AT ME	AT IE		
	(M\$)	(%)		(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(fraction)	(fraction)	(M\$)	(fraction)		
Company (% of Total)	85,28	0,00	100,00	193,28		0,00	26.562,00	18.587,00	5,92	4,14	-4.378,00	4,25	
Company (% of Contr)	100,00	0,00	100,00	100,00		0,00	13.072,00	8.621,00	3,07	2,02	0,00	0,00	
Partner (% of Contr)	0,00	0,00	0,00	0,00		11,00	13.887,00	9.222,00	3,25	2,16	-4.174,00	2,21	
Contr	85,28	0,00	100,00	193,28		10,00	14.764,00	9.869,00	3,44	2,30	0,00	0,00	
NOC	0,00	0,00	0,00	0,00		7,10	16.617,00	11.236,00	3,83	2,59	-4.230,00	2,66	
Model	WF_V2_VE6					7,00	16.722,00	11.314,00	3,86	2,61	0,00	0,00	
Global Params	WF_V2_VE6												
Escalation Date	1/06/2021					AT ROR (%)	51,13	Contr Take (%)	55,62				
Discount Date	1/06/2021					AT Payout (months)	29,00	NOC Take (%)	0,00				
Economic Limit	1/12/2031					F&D (\$/BOE)	3,40	Gov't Take (%)	44,38				
Cash Flow Breakdown				Reserves and Investments									
	(M\$)	(%)	(\$/BOE)	(\$/Bbl)	(\$/mcf)			Project	Contr	Comp WI	Company		
Net Revenue	43.054,00	100,00	39,64	44,88		59,59 Oil	(MSTB)	1.133,00	959,00	1.133,00	959,00		
Less:						Gas	(MMSCF)	723,00	723,00	723,00	723,00		
Bonuses & Fees	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00 NGL	(MSTB)	0,00	0,00	0,00	0,00		
Operating Costs	5.985,00	13,90	5,51	6,24		8,28 Tax	(MSTB)	0,00	0,00	0,00	0,00		
Abandonment Costs	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00 Total	(MBOE)	1.260,00	1.086,00	1.260,00	1.086,00		
Tariffs	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00							
Prod & Asset Taxes	146,00	0,34	0,13	0,15		0,20							
Capital Costs	4.487,00	10,42	4,13	4,68		6,21 Acquisition	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00		
Plus: Other Income/Expense	-291,00	-0,68	-0,27	-0,30		-0,40 Exploration	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00		
						Development	(M\$)	4.487,00	4.487,00	0,00	4.487,00		
Before Tax Cash Flow	26.562,00	61,69	24,46	27,69		36,76 Abandonmen	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00		
Less Income Tax	7.975,00	18,52	7,34	8,31		11,04 Total	(M\$)	4.487,00	4.487,00	0,00	4.487,00		
After Tax Cash Flow	18.587,00	43,17	17,11	19,38		25,72							
Company Cash Flow													
All values are Company (Comp) Share unless specified otherwise.													
Date	Net Prod	WI Reserves	Net Price	Net Revenue	(-) Bonuses & Fees	(-) Operating Costs	(-) Operating Costs	(-) Operating Costs	Capital Aband	(-) Tariffs	(-) Prod & Asset Taxes	(-) Capital Costs	(+) Other Inc (Exp)
	MBOE	M\$	\$/Bbl	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
2021(12)	28,51	32,97	39,07	1.113,97	0,00	180,00	143,00	0,00	0,00	0,00	4,00	4.487,00	-9,00
2022(12)	68,46	78,03	36,70	2.512,15	0,00	357,00	307,00	0,00	0,00	0,00	9,00	0,00	-36,00
2023(12)	118,66	136,76	38,52	4.570,92	0,00	615,00	580,00	0,00	0,00	0,00	16,00	0,00	-43,00
2024(12)	113,16	130,99	39,25	4.441,21	0,00	607,00	572,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-34,00
2025(12)	108,58	126,22	39,97	4.339,64	0,00	601,00	566,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-26,00
2026(12)	109,22	127,07	40,09	4.379,13	0,00	607,00	572,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-25,00
2027(12)	109,59	127,53	40,13	4.398,18	0,00	610,00	575,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-25,00
2028(12)	109,43	127,36	40,16	4.394,93	0,00	610,00	575,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-24,00
2029(12)	108,11	125,86	40,21	4.347,49	0,00	605,00	569,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-24,00
2030(12)	106,97	124,57	40,27	4.307,10	0,00	600,00	565,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-23,00
2031(12)	105,32	122,72	40,35	4.249,40	0,00	594,00	558,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-22,00
Total	1.086,00	1.260,08	---	43.054,10	0,00	5.985,00	5.583,00	0,00	0,00	0,00	146,00	4.487,00	-291,00

Gráfica 39. Flujo de caja realizado con Peep Merak, Caso WF_VE_6

- Evaluación económica del Caso WF_VD_11.

Los resultados de la evaluación económica del caso se relacionan en la siguiente tabla:

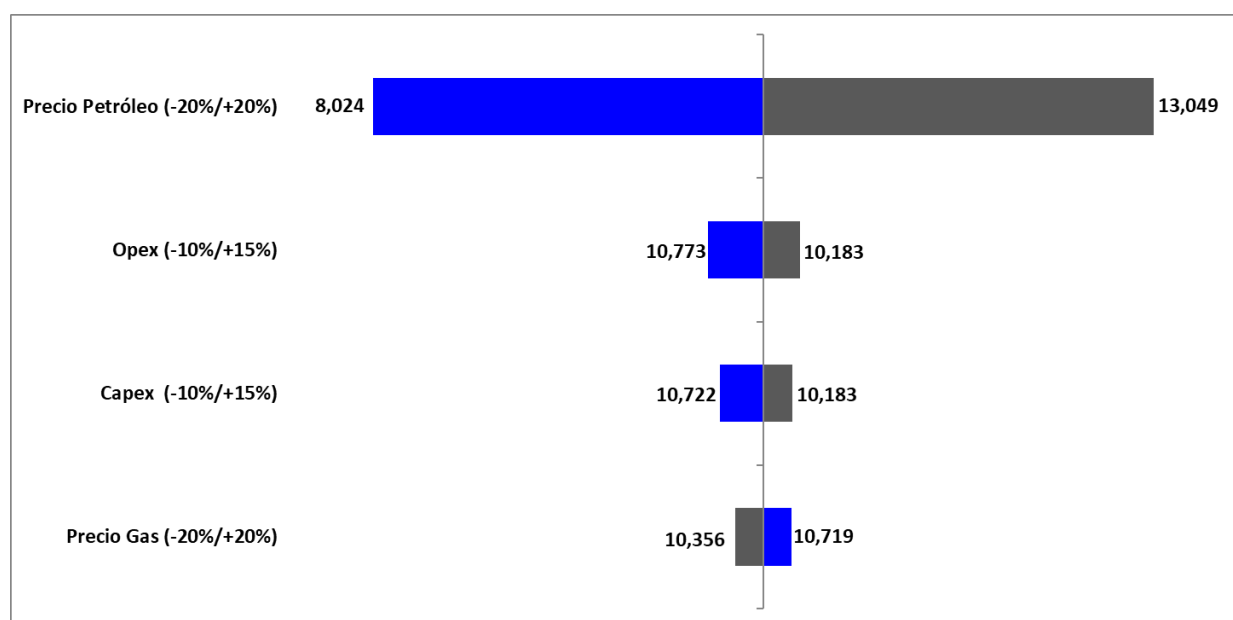
Tabla 18

Información económica campo de estudio Caso WF_VD_11

Indicadores	Caso Mean
VPN (MUSD)	10,54
TIR (%)	90,3

VPN/RECURSOS (USD/BBL)	12,9
EFI	4,6
Precio de equilibrio (USD/BBL)	22,068
Límite económico	2031
PayBack (Años)	2,5
Año Inicio Inyección	2021
Año de producción	2022
Time to Market	1
F&D Cost (USD/BBL)	1,8
Government Take (%)	43,5

El análisis de sensibilidad de las variables económicas, con la *Gráfica 40* muestra que:



Gráfica 40. Sensibilidad variables económicas Caso WF_VD_11.

Bajo los supuestos y parámetros corporativos, la oportunidad cuenta con cobertura de riesgo (VPN > 0) y una economía robusta.

En el análisis de sensibilidad la variable de mayor impacto en los resultados económicos es el precio de gas, una caída por debajo de 22,068 USD/BBL causaría un proyecto con VPN negativo.

Las variables que tienen mayor impacto sobre el VPN pero que no lo harían negativo, son en su orden: Precio petróleo, Opex, Capex y Precio de gas.

Estas variables se reflejan en el flujo de caja de la *Gráfica 41*.

Economic Summary (Company)												
WF_V2_VD11												
(Nominal values)												
Interests & Settings												
Economic Indicators												
	Net Revenue	Net Expl	Net Dev	Net Opex	Disc. Rate	BT NPV	AT NPV	BT PIR	AT PIR	AT ME	AT IE	
	(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(fraction)	(fraction)	(M\$)	(fraction)	
Company (% of Total)	85,37	0,00	100,00	193,64		0,00	28.220,00	19.747,00	11,82	8,27	-2.290,00	8,62
Company (% of Contr)	100,00	0,00	100,00	100,00		0,00	14.619,00	9.945,00	6,45	4,39	0,00	0,00
Partner (% of Contr)	0,00	0,00	0,00	0,00		11,00	15.441,00	10.537,00	6,78	4,63	-2.183,00	4,83
Contr	85,37	0,00	100,00	193,64		10,00	16.323,00	11.172,00	7,14	4,89	0,00	0,00
NOC	0,00	0,00	0,00	0,00		9,00	18.191,00	12.517,00	7,89	5,43	-2.212,00	5,66
						7,10	18.297,00	12.593,00	7,93	5,46	0,00	0,00
Model	WF_V2_VD11											
Global Params	WF_V2_VD11											
Escalation Date	6/01/2021					AT ROR (%)	90,33	Contr Take (%)	56,49			
Discount Date	6/01/2021					AT Payout (months)	23,00	NOC Take (%)	0,00			
Economic Limit	12/01/2031					F&D (\$/BOE)	1,82	Gov't Take (%)	43,51			
Cash Flow Breakdown												
Reserves and Investments												
	(M\$)	(%)	(\$/BOE)	(\$/Bbl)	(\$/mcf)			Project	Contr	Comp WI	Company	
Net Revenue	42.349,00	100,00	39,23	45,22		51,97 Oil	(MSTB)	1.106,00	936,00	1.106,00	936,00	
Less:						Gas	(MMSCF)	815,00	815,00	815,00	815,00	
Bonuses & Fees	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00 NGL	(MSTB)	0,00	0,00	0,00	0,00	
Operating Costs	5.820,00	13,74	5,39	6,22		7,14 Tax	(MSTB)	0,00	0,00	0,00	0,00	
Abandonment Costs	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00 Total	(MBOE)	1.249,00	1.079,00	1.249,00	1.079,00	
Tariffs	0,00	0,00	0,00	0,00		0,18						
Prod & Asset Taxes	144,00	0,34	0,13	0,15		2,93 Acquisition	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	
Capital Costs	2.387,00	5,64	2,21	2,55		-0,40 Exploration	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	
Plus: Other Income/Expense	-328,00	-0,77	-0,30	-0,35		Development	(M\$)	2.387,00	2.387,00	0,00	2.387,00	
						34,63 Abandonment	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	
Before Tax Cash Flow	28.220,00	66,64	26,14	30,13		10,40 Total	(M\$)	2.387,00	2.387,00	0,00	2.387,00	
Less Income Tax	8.472,00	20,01	7,85	9,05								
After Tax Cash Flow	19.747,00	46,63	18,29	21,09		24,23						
Company Cash Flow												
All values are Company (Comp) Share unless specified otherwise.												
Date												
	Net Prod	WI Reserves	Net Price	Net Revenue	(-) Bonuses & Fees	(-) Operating Costs	(-) Operating Costs	(-) Operating Costs	Capital Aband	(-) Tariffs	(-) Prod & Asset Taxes	(-) Capital Costs
	MBOE	M\$	\$/Bbl	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
2021(12)	25,67	29,65	38,88	997,96	0,00	164,00	128,00	0,00	0,00	0,00	3,00	2.387,00
2022(12)	52,46	59,18	35,01	1.836,41	0,00	267,00	216,00	0,00	0,00	0,00	6,00	0,00
2023(12)	126,82	145,69	37,99	4.817,23	0,00	634,00	605,00	0,00	0,00	0,00	16,00	0,00
2024(12)	116,43	133,99	38,27	4.455,66	0,00	595,00	563,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00
2025(12)	107,52	124,14	38,82	4.174,06	0,00	566,00	533,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00
2026(12)	103,19	119,78	39,72	4.098,45	0,00	566,00	532,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00
2027(12)	106,68	124,01	39,95	4.262,11	0,00	588,00	556,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00
2028(12)	109,91	127,83	40,05	4.401,38	0,00	606,00	575,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00
2029(12)	110,33	128,44	40,20	4.435,13	0,00	611,00	581,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00
2030(12)	110,35	128,49	40,24	4.440,50	0,00	612,00	582,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00
2031(12)	110,07	128,17	40,25	4.430,27	0,00	611,00	581,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00
Total	1.079,42	1.249,36	---	42.349,16	0,00	5.820,00	5.450,00	0,00	0,00	0,00	144,00	2.387,00
												-328,00
												28.220,00

Gráfica 41. Flujo de caja realizado con Peep Merak, Caso WF_VD_11

- Evaluación económica del Caso WF_VE_5.

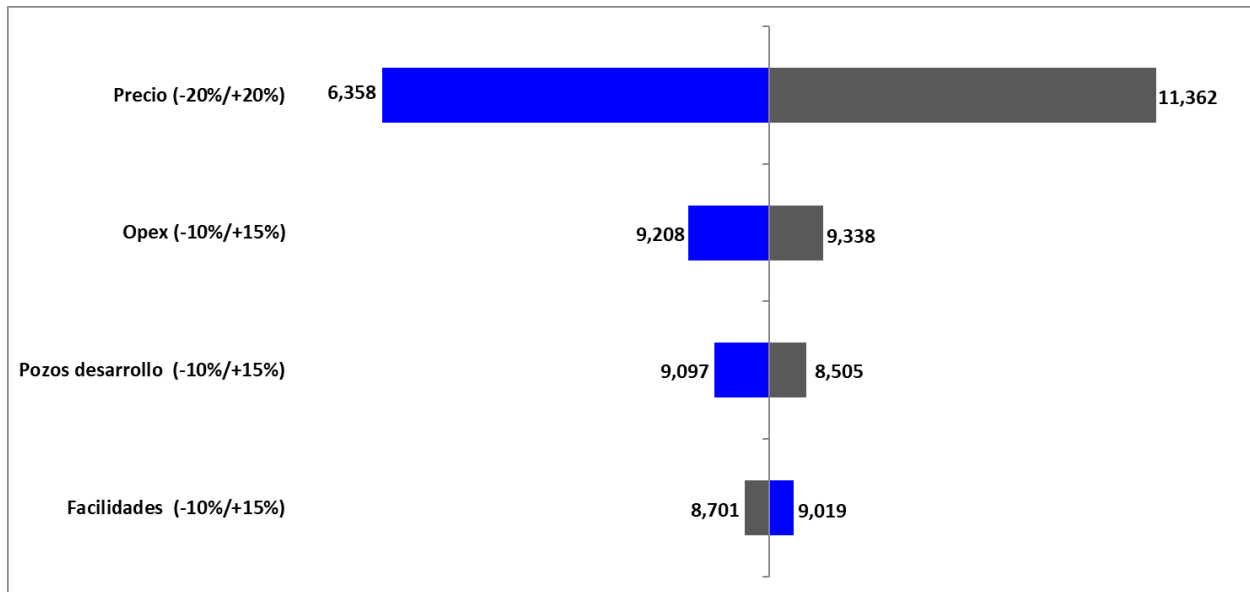
Los resultados de la evaluación económica del caso se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 19

Información económica campo de estudio Caso WF_VE_5

Indicadores	Caso Mean
VPN (MUSD)	8,9
TIR (%)	50,2
VPN/RECURSOS (USD/BBL)	12,2
EFI	2,1
Precio de equilibrio (USD/BBL)	26,618
Límite económico	2042
PayBack (Años)	3,5
Año Perforación	2021
Año de producción	2022
Time to Market	1
F&D Cost (USD/BBL)	3,5
Government Take (%)	44,4

El análisis de sensibilidad de las variables económicas, con la *Gráfica 42* muestra que:



Gráfica 42. Sensibilidad de las variables económicas Caso WF_VE_5.

Bajo los supuestos y parámetros corporativos, la oportunidad cuenta con cobertura de riesgo ($VPN > 0$) y una economía robusta.

En el análisis de sensibilidad la variable de mayor impacto en los resultados económicos es el precio de gas, una caída por debajo de 26,618 USD/BBL causaría un proyecto con VPN negativo.

Las variables que tienen mayor impacto sobre el VPN pero que no lo harían negativo, son en su orden: Precio petróleo, Opex, Capex y Precio de gas.

Estas variables se reflejan en el flujo de caja de la Gráfica 43.

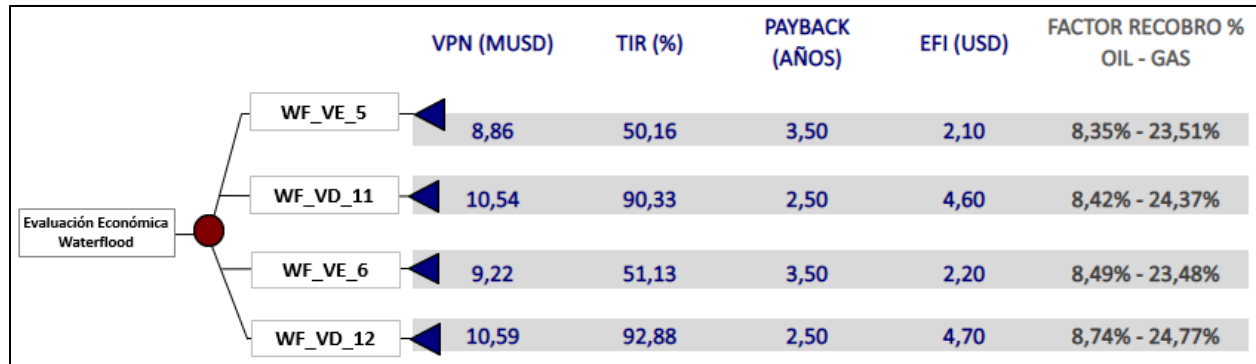
Economic Summary (Company)														
WF_V2_VE5														
(Nominal values)														
Interests & Settings														
Economic Indicators														
	Net Revenue	Net Expl	Net Dev	Net Opex	Disc. Rate	BT NPV	AT NPV	BT PIR	AT PIR	AT ME	AT IE			
	(M\$)	(%)			(%)	(M\$)	(M\$)	(fraction)	(fraction)	(M\$)	(fraction)			
Company (% of Total)	85,30	0,00	100,00	193,51		0,00	25.558,00	17.884,00	5,70	3,99	-4.381,00	4,08		
Company (% of Contr)	100,00	0,00	100,00	100,00		11,00	12.580,00	8.280,00	2,95	1,94	0,00	0,00		
Partner (% of Contr)	0,00	0,00	0,00	0,00		10,00	13.365,00	8.860,00	3,12	2,07	-4.177,00	2,12		
Contr	85,30	0,00	100,00	193,51		9,00	14.210,00	9.484,00	3,31	2,21	0,00	0,00		
NOC	0,00	0,00	0,00	0,00		7,10	15.994,00	10.803,00	3,69	2,49	-4.233,00	2,55		
Model	WF_V2_VE5					7,00	16.095,00	10.877,00	3,71	2,51	0,00	0,00		
Global Params	WF_V2_VE5													
Escalation Date	6/01/2021				AT ROR (%)	50,16		Contr Take (%)	55,56					
Discount Date	6/01/2021				AT Payout (months)	29,00		NOC Take (%)	0,00					
Economic Limit	12/01/2031				F&D (\$/BOE)	3,50		Gov't Take (%)	44,44					
Cash Flow Breakdown														
Reserves and Investments														
	(M\$)	(%)	(\$/BOE)	(\$/Bbl)	(\$/mcf)			Project	Contr	Comp WI	Company			
Net Revenue	41.627,00	100,00	39,54	44,97		57,44 Oil	(MSTB)	1.094,00	926,00	1.094,00	926,00			
Less:						Gas	(MMSCF)	725,00	725,00	725,00	725,00			
Bonuses & Fees	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00 NGL	(MSTB)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Operating Costs	5.762,00	13,84	5,47	6,22		7,95 Tax	(MSTB)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Abandonment Costs	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00 Total	(MBOE)	1.221,00	1.053,00	1.221,00	1.053,00			
Tariffs	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
Prod & Asset Taxes	141,00	0,34	0,13	0,15		0,19		Project	Contr	NOC	Company			
Capital Costs	4.487,00	10,78	4,26	4,85		6,19 Acquisition	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Plus: Other Income/Expense	-292,00	-0,70	-0,28	-0,32		-0,40 Exploration	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00			
						Development	(M\$)	4.487,00	4.487,00	0,00	4.487,00			
Before Tax Cash Flow	25.558,00	61,40	24,28	27,61		35,26 Abandonmer	(M\$)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Less Income Tax	7.674,00	18,43	7,29	8,29		10,59 Total	(M\$)	4.487,00	4.487,00	0,00	4.487,00			
After Tax Cash Flow	17.884,00	42,96	16,99	19,32		24,68								
Company Cash Flow														
All values are Company (Comp) Share unless specified otherwise.														
Date	Net Prod	WI Reserves Total	Net Price	Net Revenue	(-) Bonuses & Fees	(-) Operating Costs Total	(-) Operating Costs Transp	(-) Operating Costs Nafta	Capital Aband Total	(-) Tariffs	(-) Prod & Asset Taxes	(-) Capital Costs	(+) Other Inc (Exp)	(=) Before Tax Cash Flow
	MBOE	M\$	\$/Bbl	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
2021(12)	27,56	31,94	39,44	1.086,88	0,00	176,00	140,00	0,00	0,00	0,00	4,00	4.487,00	-8,00	-3.728,00
2022(12)	67,97	77,52	36,79	2.500,87	0,00	353,00	306,00	0,00	0,00	0,00	9,00	0,00	-35,00	1.798,00
2023(12)	117,31	135,16	38,47	4.512,46	0,00	603,00	572,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-44,00	3.278,00
2024(12)	112,03	129,48	39,00	4.369,06	0,00	592,00	560,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	-36,00	3.166,00
2025(12)	105,83	122,86	39,73	4.205,01	0,00	579,00	546,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-28,00	3.038,00
2026(12)	105,19	122,33	40,03	4.210,35	0,00	582,00	550,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-25,00	3.040,00
2027(12)	105,63	122,84	40,02	4.227,18	0,00	584,00	552,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-25,00	3.052,00
2028(12)	105,15	122,30	40,05	4.211,31	0,00	582,00	550,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-24,00	3.040,00
2029(12)	103,59	120,53	40,12	4.155,66	0,00	576,00	543,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-23,00	2.999,00
2030(12)	102,07	118,81	40,19	4.101,84	0,00	570,00	537,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-22,00	2.958,00
2031(12)	100,50	117,04	40,26	4.046,55	0,00	564,00	530,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	-21,00	2.917,00
Total	1.052,82	1.220,80	---	41.627,17	0,00	5.762,00	5.387,00	0,00	0,00	0,00	141,00	4.487,00	-292,00	25.558,00

Gráfica 43. Flujo de caja realizado con Peep Merak, Caso WF_ VE_5

La gráfica que se presenta a continuación, Gráfica 44, muestra un resumen del análisis económico de los cuatro casos con base en las variables definidas para la evaluación: Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna Retorno (TIR) y el Payback.

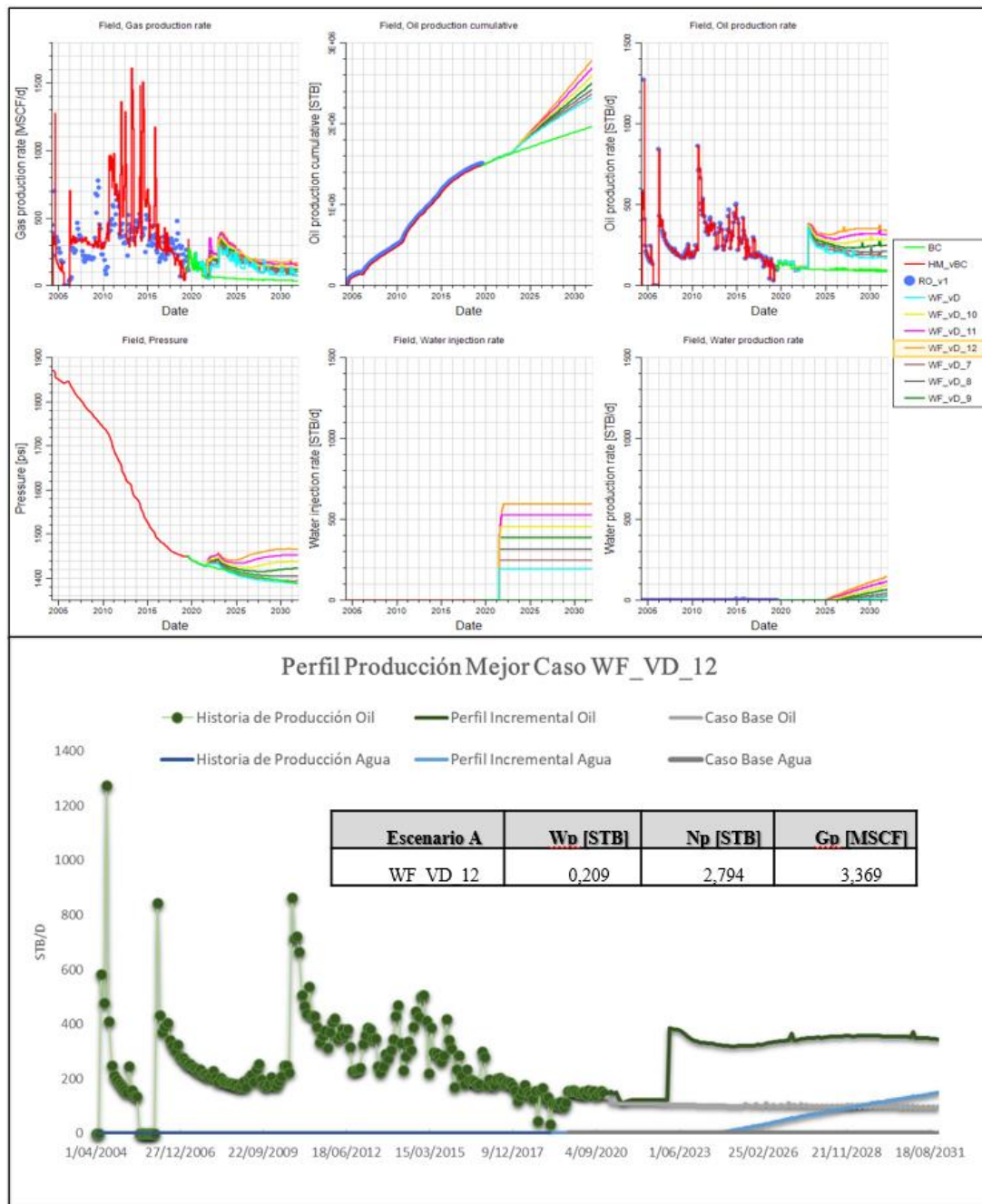
Existe un indicador adicional que también se empleó como parámetro de evaluación y corresponde a la Eficiencia (EFI) de la inversión.

La Eficiencia (EFI), descrito por Westreicher (2020), es un indicador que permite evaluar la rentabilidad de una inversión en base al capital destinado y al beneficio obtenido, permitiendo analizar si un proyecto reporta una utilidad. En cuanto a su interpretación indica por cada dólar invertido, cuántos dólares se van a recuperar.



Gráfica 44. Árbol de decisión

Según los resultados obtenidos de esta evaluación, se concluye que el caso que combina los mejores resultados técnicos (ver Gráfica 45) y económicos es el WF_VD_12, con un VPN de MUSD\$10.59, un rendimiento de la inversión - TIR del 92.88% y una recuperación de la inversión después del primer año en el que se invierte - Payback de 2,5 años. Adicional este escenario presenta una eficiencia de USD\$4.7 (EFI de 4.7) recuperados por cada dólar invertido en comparación con los demás escenarios.



Gráfica 45. Ampliación de la gráfica del caso WF_VD_12 seleccionado como el mejor resultado técnico-económico.

Este escenario tiene una tasa de producción promedio de petróleo de 387 BOPD, un Factor de Recobro petróleo de 8,74% y un factor de recobro de gas de 24.77%, un promedio de producción

de agua de 21 BWPD, una tasa de agua máxima de 148 BWPD, encontrando como tasa eficiente para el caso seleccionado 600 BWiPD, con una BHP de 1850 psi.

Tal como se planteó en la necesidad, con los resultados de la simulación numérica del yacimiento se logró evaluar de manera técnica y económica, la viabilidad de implementar un esquema de recobro por inyección de agua en el plan de desarrollo del campo evaluado.

5. Conclusiones

La simulación numérica del método de recobro por inyección de agua en el campo de estudio presentó resultados positivos para todos los escenarios planteados, demostrando que la implementación de este método incrementaría el factor de recobro con respecto al caso base de producción primaria, cumpliendo con la promesa de valor.

Aunque los resultados de la simulación numérica de la inyección de agua se evaluaron sólo al año 2032, debido al límite contractual, este campo maduro tiene la oportunidad de seguir siendo producido con este método de recuperación, aun cuando se revierta al gobierno y, la simulación demuestra que se alarga la vida técnica del yacimiento más allá de la presentada en el caso base.

A partir de simulación numérica se generaron cinco escenarios cada uno con seis casos de predicción del método de recobro de inyección de agua, determinándose como mejor resultado el escenario *waterflood* _VD_12 en el que el pozo R0-6 se convierte en inyector y los pozos R0-1, R0-4 y R0-5 continúan como productores, con un factor de recobro petróleo de 8,74% y una baja acumulación de agua respecto a los demás casos.

Con la capacidad de tratamiento de las facilidades y los volúmenes de producción e inyección simulados, se tendría un factor de seguridad del 91%.

Para lograr una monetización eficiente de los recursos del subsuelo es importante seleccionar los casos de simulación cuyos resultados técnicos brinden el mayor factor de recobro y un rango de producción e inyección de agua acorde a la capacidad de las facilidades de producción dado que al cumplir estos parámetros se garantiza una eficiencia técnica, previo a la evaluación económica.

De la evaluación económica de los casos más relevantes, se determinó que el escenario con TIR más alta (92.88%) y Payback más bajo (2.5 años), es el escenario de *waterflood* VD_12, adicional que económicamente es el que representa mayor eficiencia por cada dólar invertido (EFI de 4.7).

6. Recomendaciones

Realizar estudios relacionados con la caracterización del fluido de inyección, la compatibilidad roca-fluido, el desempeño del agua como fluido desplazante y el análisis fisicoquímico del agua del pozo captador de agua.

Realizar una prueba de trazadores entre pozos para el entendimiento de los canales de comunicación, observar la influencia de la inyección en cada uno de los pozos productores y determinar si el modelo es representativo o necesita un ajuste adicional de tal manera que reproduzca el desplazamiento del agua en el yacimiento.

En el caso que se perfora un pozo en el campo de estudio, capturar información como núcleos, presiones, fluidos entre otros, para los diferentes análisis de laboratorio y el estudio detallado de las heterogeneidades del yacimiento, además de una mejor caracterización de este.

A nivel de núcleo, realizar pruebas de desplazamiento que permitan determinar la eficiencia a nivel de poro y, hacer escalamiento de pruebas de laboratorio hasta llegar al diseño de una prueba piloto en el campo, para planear una masificación de este método.

Referencias Bibliográficas

Ahmed, Tarek H. (2018). Reservoir engineering handbook. Quinta edición.

Altuve, J. G. (2004). El uso del valor actual neto y la tasa interna de retorno para la valoración de las decisiones de inversión. Actualidad contable FACES, 7(9), 7-17.

Blanco Simbaqueba, J., & Delgadillo Aya, C. L. (2006). Metodología Integrada Para El Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua Desarrollado en un Campo Petrolero (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petróleos).

Cañar Reyes, M. D. C. (2017). Proyecto de inversión en base a la aplicación de Payback y Van.

Chenevart, C. (1963). Les dorsales transverses anciennes de Colombie et leurs homologues d'Amérique latine. Eclogae Geologicae Helvetiae, 56(2), 907-927.

Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., ... & Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG bulletin, 79(10), 1421-1442.

Corrigan, H.T., 1967. The Geology of the Upper Magdalena Basin (Northern Portion). Colombian Society of Petroleum Geologists and Geophysicists. Eighth Field Conference. Bogotá.

- Herrera, L. F., Sarmiento, G., Romero, F., Botero, P. J., & Berrío, J. C. (2001). Evolución Ambiental de la Depresión Momposina (Colombia) desde el Pleistoceno tardío a los paisajes actuales. *Geología Colombiana*, 26, 95-121.
- Hettner, A. (1892). Die Kordillere von Bogotá. Mit Karten und Profilen.
- Información de ICEP (Interoil Colombia Exploration and Production).
- Ingeominas (1997). Mapa geológico generalizado de la zona de Falla Ibagué, departamentos de Tolima, Quindío y Valle del Cauca.
- Jiménez, R. D., Muñoz, S. F. N., & Soto, C. P. T. (2007). Modelo estadístico para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. *Revista Fuentes*, 5(1).
- Lledó, P. (2007). Comparación entre distintos Criterios de decisión (VAN, TIR y PRI). Recuperado de: <https://pablolledo.com/content/articulos/03-03-07-Criteriosdecision-Lledo.PDF>.
- Maya, G., & García, R. H. C. (2013). Diseño, ejecución, monitoreo y expansión de un proceso EOR. *Petrotecnia*.
- Mete, M. R. (2014). Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Fides et Ratio- Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia*, 7(7), 67-85.

Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Astro Data SA.

Thakur, G. C., & Satter, A. (1998). Integrated waterflood asset management (No. Sirsi) i9780878146062).

Ventura, E. J. M. (2018). Recobro Mejorado en Tiempos Actuales. Fuentes: El reventón energético, 16(2), 1-1.

Westreicher G. (29 de septiembre, 2020). Retorno de la inversión (ROI). Economipedia.com