

Evaluación técnico-económica de las estrategias de inyección de agua en un yacimiento heterogéneo de crudo pesado mediante simulación analítica.

Adriana Alejandra Vásquez Cabrera

Trabajo de Grado para Optar por el título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas
Énfasis en Ingeniería de Yacimientos

Director

Alberto Raúl Pinzón Díaz

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas
Bucaramanga

2024

Agradecimientos

A Dios por su bendición y sabiduría para poder emplear mis conocimientos en este trabajo de aplicación.

A mi familia por su apoyo, a mi papá por acompañarme en las noches y traerme las aguas aromáticas. A mi hermano por sus divertidas historias que sacaron sonrisas en los momentos críticos. A mi mamá por sus palabras de aliento y admiración. A mis hermanas que siempre han creído en mí.

A Olaf que con su ternura y su instinto protector no se dormía hasta que no terminaba la jornada.

A mis amigos que, con su compañía y palabras de motivación siempre me alentaron a cumplir el objetivo.

A mi director de grado por su orientación, recomendaciones y guía a fin de entregar un mejor resultado.

A LuzA por compartirme sus conocimientos y su experiencia para la construcción y desarrollo del modelo.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo general	17
1.2 Objetivos específicos	17
2. Inyección de Agua, Heterogeneidad y crudos pesados	18
2.1. Inyección de agua en yacimientos de crudo pesado.....	18
2.2. Modelos analíticos	20
2.3. Parámetros de monitoreo y/ diagnóstico en un proceso de inyección de agua	22
2.3.1. Relación agua/petróleo (WOR) y volumen de reemplazo (VRR)	22
2.3.2. Respuesta de los yacimientos en procesos de inyección de agua	23
2.3.3. Espaciamiento entre pozos	25
2.3.4. Relación de movilidad.....	26
2.3.5. Heterogeneidad del yacimiento.....	26
3. Caso de Estudio.....	29
3.1. Generalidades	29
3.2. Descripción geológica.....	35
3.2.1. Geología Estructural.....	36
3.2.2. Estratigrafía	37
3.2.3. Modelo Sedimentario	39
3.2.3. Modelo Petrofísico	42
3.3. Propiedades de los fluidos del yacimiento e interacción roca fluido	44
3.3.1. Análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura)	44
3.2.4. Curvas de Permeabilidad Relativa	45
3.3.3. Relación de Movilidad	46
3.3. Factor de Recobro	47
3.4 Diagnóstico del Proceso de Inyección de Agua.....	48
3.4.1. Información de trazadores entre pozos	50
4. Construcción y ajuste histórico del Modelo Analítico	53

4.1. Descripción del Software Comercial	53
4.1.1. Simulador Analítico de Mallas de Inyección	53
4.2. Recopilación de Información	58
4.2.1. Información por pozo	58
4.2.2. Mapas	58
4.2.3. Información de Producción en Inyección	59
4.3. Construcción del Modelo Analítico	59
4.4. Generación de Mallas de Inyección (Elementos de Flujo)	61
4.5. Ajuste Histórico del Modelo Analítico	64
5. Análisis de Resultados y Estimación de la Eficiencia Volumétrica	76
6. Generación de las estrategias de desarrollo	79
6.1. Estrategia 1: Incremento de Tasas de Inyección	79
6.2. Estrategia 2: Conversión a Inyector de A-23	81
6.3. Estrategia 3: Perforacion Nuevo Pozo Inyector en la Zona de A23 y A34.....	83
6.4. Estrategia 4: Conversión a Inyección de A-22.....	85
6.5. Estrategia 5: Perforación Pozo Gemelo de A-19, Pozos Inyectores al Noroeste del campo.	87
7. Evaluación de viabilidad técnico-económica de las estrategias de desarrollo.....	89
7.1. Pronóstico de producción por estrategia	89
7.2. Estimación de costos de Capital por estrategia	90
7.2.1. Descripción de costos Estrategia 3:.....	90
7.2.2. Descripción de costos Estrategia 4:.....	91
7.2.3. Descripción de costos Estrategia 5:.....	91
7.3. Corridas de flujo de caja y estimación de parámetros financieros	92
8. Conclusiones	93
9. Recomendaciones.....	95
Referencias Bibliográficas	96

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Comportamiento típico de la producción de petróleo en un Proyecto de inyección de agua.....	23
Figura 2 Comportamiento del corte de agua con la producción acumulada de petróleo.	24
Figura 3. Historia de Presión Promedio del yacimiento Campo A.	31
Figura 4 Historia de Producción en Inyección Campo A.	34
Figura 5 Sección Estructural generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.....	37
Figura 6 Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.....	37
Figura 7 Viscosidad del crudo versus Presión del yacimiento.....	45
Figura 8 Curvas de Permeabilidad Relativa Formación Guadalupe Campo A.....	45
Figura 9 Mapa estructural Campo A – Distribución de los patrones de inyección.....	48
Figura 10 Correlación de trazadores detectados entre pozos en la Arena Superior.	51
Figura 11 Correlación de trazadores detectados entre pozos en la Arena Guadalupe Inferior (A, B y C).....	52
Figura 12 Ejemplo de Mallas de Inyección.....	54
Figura 13 Modelo de coeficientes calculados con el método CRM.....	56
Figura 14 Mapa Burbujas de Producción acumulada a diciembre de 2023.	60
Figura 15 Mallado Automático a noviembre de 2023.	63
Figura 16 Ajuste de los elementos de Flujo.	65
Figura 17 Coeficientes de Distribución por patrón mayor a 100.	67

Figura 18 Ajuste Histórico de los pozos A-10, A11. A14 y A6.	69
Figura 19 Ajuste Curva de Declinación Pozo A34. Tendencia Hiperbólica.....	71
Figura 20 Ajuste Curva de Declinación Pozo A34. Tendencia Hiperbólica.....	72
Figura 21 Ajuste Curva de Declinación Pozo A07. Tendencia WOR Vs N_p	73
Figura 22 Ajuste Histórico Caso Base.	75
Figura 23 Comparativo de elementos de flujo ajustados por capa.....	76
Figura 24 Comparativo de variación de la permeabilidad horizontal por capa.	77
Figura 25 Estrategia de desarrollo 1: Incremento de tasas de inyección.	80
Figura 26 Estrategia de desarrollo 2: Conversión a Inyector de A23.	82
Figura 27 Estrategia de desarrollo 3: Perforacion Nuevo Pozo Inyector en la Zona de A23 y A34.....	84
Figura 28 Estrategia de desarrollo 4: Conversión a Inyección de A-22.....	86
Figura 29 Estrategia de desarrollo 5: Perforación Pozo Gemelo de A-19, Pozos Inyectores al Noroeste del campo.....	88
Figura 30 Pronóstico de Producción de Petróleo por Estrategia.....	89

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Criterios de Screening para proyectos de inyección de agua.....	27
Tabla 2. Detalle de Pozos Campo Objeto de estudio	29
Tabla 3. Descripción de las formaciones de interés	39
Tabla 4 Propiedades Petrofísicas Promedio Formación Guadalupe	42
Tabla 5. Propiedades PVT Formación Guadalupe	44
Tabla 6 Endpoints y coeficientes de Curvas de Permeabilidad Relativa	46
Tabla 7 Relación de Movilidad	47
Tabla 8 Factor de recobro	47
Tabla 9 Factor de recobro y eficiencia volumétrica por capa	78
Tabla 10 Parámetros económicos para la evaluación financiera.....	89
Tabla 11 Inversiones de Capital para cada una de las estrategias de desarrollo	91
Tabla 12. Resultados análisis financiero para cada una de las estrategias de desarrollo evaluadas	92

Glosario

Crudo Pesado: Petróleo crudo con alta viscosidad (típicamente superior a 10 cp) y alta gravedad específica. La API clasifica los petróleos pesados como crudos con una gravedad inferior a 22,3° API. Además de alta viscosidad y gravedad específica, los petróleos pesados generalmente presentan una relación hidrógeno-carbono baja, alto contenido de asfalteno, azufre, nitrógeno y metales pesados, además de números ácidos más elevados.

Eficiencia Volumétrica: Se define como la fracción del volumen total del yacimiento (o del patrón) que es invadido o entra en contacto con el fluido desplazante, es decir, el cociente entre el volumen invadido y el volumen total del yacimiento.

Factor de Recobro: Se define como la fracción del volumen total del crudo del yacimiento que es producida o extraída del yacimiento. Depende de las características del yacimiento y de los métodos de extracción que sean implementados.

Heterogeneidad del yacimiento: Variación areal y vertical de las propiedades petrofísicas de un yacimiento.

Inyección Periférica: Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura de este favorece la inyección de agua.

Limite económico: Es el punto en el tiempo que establece la vida económica del proyecto y se define como la tasa de producción más allá de la cual los flujos netos de caja operativos de un campo sean negativos.

Patrones de Inyección: Arreglo mediante el cual los pozos productores forman un arreglo geométrico con pozos inyectoros.

Relación Costo Beneficio (B/C): Corresponde a la relación global entre los costos y beneficios durante un período determinado. En esencia, se trata del beneficio (Ingreso Neto) dividido por los costos totales (Costos operativos + Inversión de Capital).

Regalías: Las regalías se refieren a los pagos contractuales establecidos que se deben hacer al gobierno anfitrión o al propietario de los minerales (quien concede el permiso) en retorno por el agotamiento de los yacimientos por parte del productor (quien recibe el permiso o contratista) que tiene acceso a los recursos petroleros.

Relación de Movilidad (M): Se define como la relación de la movilidad de la fase desplazante (Agua o gas) sobre la fase desplazada (petróleo). A su vez la movilidad de cada fase corresponde a la relación de la permeabilidad efectiva de dicha fase sobre la viscosidad.

Reservas Recuperables: Corresponden a las cantidades de petróleo que se prevén que sean comercialmente recuperables a través de la implementación de proyectos de desarrollo a los volúmenes conocidos, a partir de una fecha determinada, bajo condiciones definidas. Las Reservas además deben cumplir con cuatro criterios a saber: deben haber sido descubiertas, deben ser recuperables, comerciales y deben permanecer (a partir de la fecha de evaluación) con base en los proyectos de desarrollo implementados.

Tasa de Descuento (TIO): Es la tasa de interés que sirve para calcular el valor que tienen hoy una serie de ingresos que serán recibidos más adelante.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa de interés o de rentabilidad que ofrece una inversión. Por lo tanto, se puede decir que la TIR es el porcentaje a favor o pérdida que implica una inversión.

Tiempo de Retorno de la Inversión (TR): Se refiere al tiempo que le toma a un negocio recuperar el capital invertido inicialmente.

Trabajo de reacondicionamiento: Trabajos efectuados en un pozo, posteriores a su terminación, con el fin de mejorar su productividad, integridad o inyektividad, tales como el abandono o aislamiento de zonas, la perforación o reperforación de nuevas o viejas zonas productivas, estimulaciones, fracturamiento, reparaciones del revestimiento, cementaciones o conversión de la finalidad del pozo, así como la instalación, retiro, cambio o reparación de los equipos o sistemas de levantamiento artificial o cualquier modificación en la terminación del pozo.

Valor Presente Neto (VPN): Es el valor de los flujos de efectivos proyectados con el descuento al presente. Es decir, es una métrica que sirve para analizar la rentabilidad de las inversiones o proyectos pendientes.

Resumen

Título: Evaluación técnico-económica de las estrategias de inyección de agua en un yacimiento heterogéneo de crudo pesado mediante simulación analítica *

Autor: Adriana Alejandra Vásquez Cabrera **

Palabras Clave: Inyección de Agua, Heterogeneidad, Crudo Pesado, Modelo analítico.

Descripción:

El campo objeto de estudio se encuentra localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, corresponde a un campo maduro que inició producción en el año 2012 y sus características principales corresponden a ser un yacimiento heterogéneo de crudo pesado. Dado el comportamiento de la presión de yacimiento, en 2016 se dio inicio al proceso de inyección de agua mediante la implementación de inyección periférica y posteriormente en el año 2020, mediante patrones de inyección irregulares, con el propósito de dar soporte de presión al yacimiento e incrementar el factor de recobro, el cual ha evidenciado un incremento del 9.3% al 14.8% en un periodo de 3 años.

No obstante, lo anterior, con el objetivo de mejorar la eficiencia de la inyección de agua, basado en la condición actual del campo se construyó un modelo analítico representando las condiciones estáticas y dinámicas del yacimiento. Con este modelo fue posible obtener un diagnóstico de la inyección de agua que permitió identificar variables críticas y características adicionales del modelo geológico, tales como influjo a través de las fallas con el cual fue posible tener un mejor entendimiento del yacimiento.

Con este modelo fueron establecidas 5 diferentes estrategias de desarrollo, que incluyeron, incremento de tasas de inyección, conversión de pozos productores a inyectoros y perforación de pozos nuevos, las cuales fueron evaluadas técnica y económicamente, escogiendo así la estrategia con mejores parámetros económicos.

* Trabajo de Aplicación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Alberto Raúl Pinzón Díaz, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: Technical-economic evaluation of waterflooding strategies in a heterogeneous heavy crude oil reservoir through analytical simulation *

Author: Adriana Alejandra Vásquez Cabrera **

Key Words: Waterflooding, Heterogeneity, Heavy Oil, Analytical Model.

Description:

The field under study is located in the Llanos Orientales basin, it corresponds to a mature field that began production in 2012 and its main characteristics correspond to being a heterogeneous heavy crude oil reservoir. Given the behavior of the reservoir pressure, in 2016 the waterflooding process began through the implementation of peripheral injection and later in 2020, through irregular injection patterns, with the purpose of providing pressure support to the reservoir and increase the recovery factor, which has shown an increasing from 9.3% to 14.8% in a period of 3 years.

However, with the purpose of improving the efficiency of waterflooding, based on the current condition of the field, an analytical model was built representing the static and dynamic conditions of the reservoir. With this model it was possible to obtain a diagnosis of the waterflooding, that allowed identifying critical variables and additional characteristics of the geological model, such as flowing through the faults with which it was possible to have a better understanding of the reservoir.

With this model, 5 different development strategies were established, which included increasing injection rates, converting producer wells to injector, and drilling new wells, which were evaluated technically and economically, thus choosing the strategy with the best economic parameters results.

* Degree Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Alberto Raúl Pinzón Díaz, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Introducción

El campo objeto de estudio se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, inició producción en el año 2012 y se categorizó como un yacimiento de crudo pesado con una gravedad API de 14° en la formación Guadalupe. Posteriormente, a medida que fue incrementando la producción del campo, con la perforación de nuevos pozos de desarrollo, se observó disminución de la presión promedio de yacimiento; sin embargo, en algunos pozos se evidenció incremento del corte de agua, razón por la cual se estableció que el mecanismo de empuje corresponde a expansión de fluidos soportado por un acuífero débil.

Con la finalidad de disminuir la tasa de declinación y cambiar la tendencia de la presión de yacimiento, en el año 2016 se dio inicio al proyecto de inyección de agua en un solo pozo desde la zona del acuífero para realizar inyección periférica, específicamente en un pozo ubicado al oeste del campo en la arena inferior de la formación Guadalupe; sin embargo, hasta el año 2020 no se había observado efecto de esta inyección, basado en el comportamiento de la presión de yacimiento, la cual no mostró cambio en la tendencia de depletamiento. Con base en lo anterior, desde el año 2019 hasta diciembre de 2023 han sido perforados en total 17 nuevos pozos de desarrollo con un espaciamiento de 80 acres, de los cuales 4 son inyectores y 13 productores, formando así 4 patrones irregulares de inyección de 5 puntos invertido, que han evidenciado incremento del factor de recobro desde 9.3% a 14.8%, desde octubre de 2020 hasta noviembre de 2023.

En relación con la geología del campo, el yacimiento corresponde a la formación Guadalupe, la cual está constituida por dos arenas principales: Guadalupe superior y Guadalupe inferior. En la zona superior se está realizando la inyección mediante patrones irregulares de inyección; mientras

que, en la zona inferior la inyección es periférica, 3 de los 4 pozos inyectoros están inyectando en las dos zonas, 2 de estos tienen completamiento dual inyectando de forma selectiva en cada una de las arenas, permitiendo control de la inyección; a su vez, el tercero inyecta en las dos arenas sin control y el último inyector solo inyecta en la zona superior.

Actualmente, en el campo objeto de estudio no se observa ajuste histórico de producción de fluidos del modelo numérico de simulación en el 80% de los pozos del campo, y por consiguiente, los pronósticos de producción se alejan de la producción real, observándose bajas tasas de producción de petróleo y cambios abruptos de la producción de agua en algunos pozos sin un argumento claro. Por otro lado, los efectos de canalización de algunas arenas productoras han generado cierre definitivo de pozos productores por altos cortes de agua y baja presión de fondo de fluyente. Uno de los principales fenómenos que ha sido identificado, es que la heterogeneidad del yacimiento afecta considerablemente el ajuste del modelo, principalmente en la construcción del modelo estático, esto se ha evidenciado con las propiedades petrofísicas encontradas en nuevos pozos perforados que muestran datos con una alta desviación en comparación con las proyecciones. Aunado a lo anterior, se han identificado dentro de las incertidumbres a evaluar el espaciamiento y localización de los pozos productores e inyectoros, y si el número de pozos actuales representa el escenario de mayor factor de recobro.

Por lo que se refiere al efecto de la relación de movilidad, se han observado casos de éxito en Colombia de la inyección de agua, como por ejemplo el caso del Campo Castilla, donde la relación de movilidad es de 49.95, y se observó incremento del factor de recobro con la implementación del piloto de inyección, con un volumen de petróleo incremental desde el inicio de la inyección en

2015 hasta 2019 de 4.1 MBO¹ y el caso del Campo Chichimene, donde la relación de Movilidad entre 50 y 90, y un incremento del Factor de Recobro entre el 2 y el 10%.

Cabe agregar que, aun cuando se tiene un control por medio de la estimación del volumen de reemplazo (VRR) por patrón de 1, debido a la heterogeneidad del yacimiento, es necesario evaluar nuevamente los criterios para la estimación de este parámetro considerando que para el yacimiento evaluado se presume que su valor es inferior a 1.

De continuar con la actual estrategia de inyección de agua, se pone en riesgo la recuperación de las reservas probadas auditadas para la formación Guadalupe, incrementarían las fallas de pozos por baja presión de fondo fluyente, se continuaría con el incremento abrupto de los volúmenes de agua producidos y con la canalización de agua en los pozos. En consecuencia, se generaría incremento en los costos operativos, por disminución acelerada de la producción de petróleo, tratamiento y disposición de altos volúmenes de agua, lo que finalmente se traduce en reducción de los ingresos netos.

Este es el caso del campo objeto de estudio, en el cual se propone construir de un modelo analítico que permita simplificar los cálculos, y establecer los elementos de flujo, a fin de buscar una proyección ajustada en menor tiempo, que pueda ser utilizada como una herramienta de seguimiento para ajustar las proyecciones con una periodicidad mensual soportando las decisiones relacionadas con el rendimiento del proyecto, traducidas en mayor factor de recobro y mejores eficiencias de desplazamiento y volumétricas.

¹ Arango, S.; Polanía, M.; Giosa, E.; Carrero, E.; Lozano, A. & Vega, R. (2021). Exitosa aplicación de un proyecto de inyección de agua en un campo de crudo pesado con pozos altamente desviados, relación de movilidad desfavorable y patronamiento irregular en Colombia. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 19(1), 85-96. <https://doi.org/10.18273/revfue.v19n1-2021008>

El presente trabajo de grado se realizó con el fin de mejorar un proceso existente y establecer una guía para el plan de desarrollo del yacimiento. Inicialmente, la obtención de esta estrategia permitirá incrementar los volúmenes de producción de petróleo en el campo estudiado, además de constituirse como una base de analogía para yacimientos con características similares, ayudando en la maximización del factor de recobro. Con la obtención del escenario de inyección de mayor viabilidad técnico-económica mediante el ajuste del modelo analítico se establecieron los parámetros de verificación, como la forma de controlar los volúmenes de reemplazo una vez se inicia la inyección de agua, lo que finalmente resulta en el establecimiento de una metodología para aplicación en este tipo de proyectos. Asimismo, dadas las condiciones del yacimiento, se evaluó la idoneidad de los patrones de inyección existentes correspondientes a patrones irregulares de 5 puntos invertidos para la arena superior, y la localización y espaciamiento de los pozos inyectoros para la inyección periférica en la arena inferior.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar técnico-económicamente las estrategias de inyección de agua para un yacimiento heterogéneo de crudo pesado mediante simulación analítica.

1.2 Objetivos específicos

Realizar un diagnóstico técnico de los antecedentes del proceso de inyección de agua en el campo de estudio, teniendo en cuenta la información geológica, de fluidos, histórica de inyección y producción para establecer las condiciones actuales de yacimiento.

Construir un modelo analítico en software comercial que incorpore información integrada de geología, yacimientos, perforación y producción que represente el sistema roca-fluido, a partir de la generación de elementos de flujo que representen la dinámica de los fluidos validando los datos históricos de inyección y producción.

Simular los patrones de inyección actual y el efecto que tienen sobre los pozos productores del campo objeto de estudio, la distribución vertical de la inyección de agua, la influencia de cada pozo inyector que afecta a cada pozo productor (Distribución areal de la inyección) y finalmente la eficiencia volumétrica en el sector analizado.

Generar estrategias de desarrollo adicionales que incrementen la recuperación de petróleo, teniendo en cuenta variables como las tasas de inyección, número y localización de nuevos pozos inyectoros y productores opciones planteando opciones para la implementación de un plan de desarrollo.

Seleccionar el escenario de mayor viabilidad técnico-económica mediante el análisis de los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios generados usando los parámetros de gastos operativos e inversiones de capital para casa caso.

2. Inyección de Agua, Heterogeneidad y crudos pesados

2.1. Inyección de agua en yacimientos de crudo pesado

Alvarez y Sawatzky (2014), mencionaron que la inyección de agua es considerada un método de recobro secundario efectivo para yacimientos de crudo medio a liviano. Sin embargo, como la producción diaria de petróleo en estos yacimientos continúa su tendencia de declinación, la inyección de agua es considerada y usada cada vez más para la explotación de yacimientos de crudo pesado. A pesar de que la relación de movilidad entre el agua inyectada y los crudos pesados más viscosos es alta, muchos proyectos de inyección de agua han sido emprendidos en yacimientos de crudo pesado alrededor del mundo.

Alvarez y Sawatzky (2014), hacen énfasis en que la inyección de agua en yacimientos de crudo pesados puede ser dividida en dos etapas: pre-irrupción cuando las fuerzas viscosas representan el principal mecanismo de recobro y la post-irrupción cuando otras fuerzas, así como la imbibición pueden intervenir. Los parámetros operacionales de seguimiento diario pueden ser la clave en procesos de inyección de agua en crudos pesados dado que ellos tendrán un impacto en la morfología de la digitación viscosa durante las etapas tempranas del proceso (por ejemplo, antes de la irrupción) y un impacto en el efecto de los mecanismos de imbibición en el último factor de recobro después de la irrupción.

La inyección de agua en yacimientos de crudo pesado puede ser optimizada si la importancia relativa al mecanismo de recobro es considerada como un factor de vital entendimiento, y si algunos de estos mecanismos pueden ser mejorados en las diferentes etapas del ciclo de vida operacional. Ampliar el conocimiento sobre los efectos del comportamiento en la producción de petróleo por el cambio de los parámetros operacionales como el VRR, puede ser una clave en la mejora del recobro de petróleo durante las etapas tardías del proceso de inyección de agua.

Así las cosas, una investigación más enfocada en la cuantificación de los efectos de diferentes mecanismos de recobro es requerida, especialmente después de la irrupción. Los experimentos a escala de campo (con corazones en metros en vez de centímetros) son requeridos para simular apropiadamente mecanismos como digitación viscosa e imbibición. La definición de la importancia relativa de los mecanismos de recobro y la incorporación de ellos apropiadamente en la herramienta de predicción son la clave para el esfuerzo en optimizar procesos de inyección de agua en crudos pesados.

La definición del rango de viscosidad para inyección de agua en crudos pesados es uno de los factores clave en la apropiada definición de los criterios de selección para inyección de agua en crudo pesados. La identificación del tiempo óptimo, en términos técnico-económicos, para empezar procesos mejorados de inyección de agua, pueden ser determinados más fácilmente si la importancia relativa de los mecanismos de recobro en inyección de agua en yacimientos de crudo pesado es entendida mejor. Una mejor coherencia de resultados contradictorios de proyectos de inyección de agua puede ser obtenida si los modelos de predicción son mejorados.

2.2. Modelos analíticos

Gomez y Perez (2011), concluyeron que el modelamiento analítico permite caracterizar de forma sencilla y rápida el sistema inyección producción, obtener análisis a nivel de capa a través de la definición de elementos de flujo y de la distribución de la producción e inyección por capas que permite al final de la evaluación mediante diferentes escenarios predictivos, el análisis y selección del o de los mejores escenarios a desarrollar según las características específicas del área o sector modelo a trabajar.

No obstante, cabe mencionar que, en términos de certidumbre, la simulación numérica es el método más recomendado, siempre y cuando se tenga una buena caracterización estática y dinámica del yacimiento, siendo así que un modelo de presión y temperatura además de un ajuste histórico será la fuente de predicción con menor incertidumbre. Por otra parte, en caso de no

disponer de un buen modelo de simulación, los modelos analíticos son rápidos y menos costosos, lo cual los cataloga como una opción viable en estos casos.

El Método BL (Buckley – Leverett) permite describir el mecanismo de desplazamiento de un fluido inmisible durante el proceso de flujo de agua. El método se basa en la hipótesis que la cantidad de agua acumulada inyectada en volúmenes porosos (WID) es la inversa de la derivada de la curva de flujo fraccional (F_w) respecto de la saturación de agua (S_w). La mayor limitación de esta teoría es que se aplica a un sistema lineal, y continuo de dos fases, y la formación homogénea, con una saturación de agua connata constante a lo largo del yacimiento.

El Método CGM (Craig – Geffen – Morse) es uno de los métodos de predicción más completos y prácticos para sistemas de cinco puntos. La técnica también es aplicable a otro patrón si se tienen correlaciones experimentales. Está basado en correlaciones obtenidas con modelos de laboratorio horizontales que representaban un cuarto de patrón de cinco puntos para el desarrollo del método. Utilizando fluidos inmiscibles se midió la eficiencia areal de barrido por medio de rayos X, y se obtuvo una correlación entre la eficiencia areal a partir del tiempo de ruptura y el cociente entre los volúmenes de agua inyectados y los volúmenes porosos inyectados al momento de la inyección de agua.

La teoría de flujo segregado se basa en la hipótesis de que tanto por segregación vertical como por canalización de un fluido en otro, las fases se mueven simultáneamente en la dirección del gradiente de presiones en dos zonas diferenciadas: una de saturación de agua crítica ($S_o = 1 - S_{wc}$) y la otra con saturación de petróleo residual ($S_w = 1 - S_{or}$), de este modo, el flujo es independiente de la forma de las curvas de permeabilidad relativa, y las permeabilidades efectivas ponderadas

verticalmente son una función lineal de las permeabilidades terminales (a las saturaciones S_{wc} y $1 - S_{or}$).

2.3. Parámetros de monitoreo y/ diagnóstico en un proceso de inyección de agua

Durante el proceso de inyección de agua es importante tener en cuenta algunos parámetros de monitoreo y/o diagnóstico, que dan lugar a la toma de decisiones que tienen gran impacto en el factor de recobro. A continuación, se presentan los parámetros más relevantes relacionados con el campo objeto de estudio:

2.3.1. Relación agua/petróleo (WOR) y volumen de reemplazo (VRR)

Vidal y Alvarado (2014), presentaron los principales retos en yacimientos de crudo pesado con inyección de agua, en el cual a partir de datos históricos de producción-inyección, comportamiento de la viscosidad, presión promedio de yacimiento se realizaron correlaciones de datos para determinar la relación existente entre las variables. El factor de recobro de las zonas con inyección de agua maduras está en el rango de 15% al 19% con un promedio de WOR de 2 y 1.4 volúmenes porosos inyectados. Valores de recobro altos son anticipados con límite económico de WOR de 19 y volúmenes porosos más altos.

En las áreas de inyección de agua bajo periodos cíclicos de baja y alta inyección (VRR Instantáneo en el rango de 0.3 y 2), un significativo número de pozos mostró una tendencia estable de WOR ~ 1 después de la irrupción de agua. EL VRR acumulado tiene un valor de 1 en estas áreas.

Se obtuvo un entendimiento mejorado de la relación entre WOR, VRR y el factor de recobro el cual provee una valiosa visión dentro de la implementación en las acciones del yacimiento.

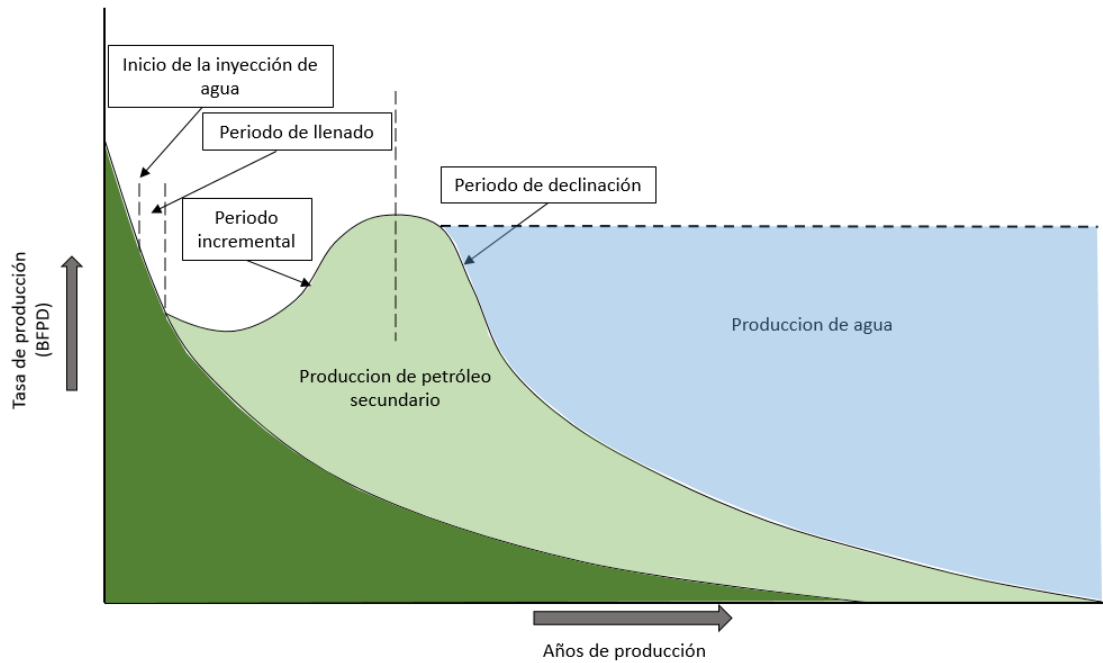
2.3.2. Respuesta de los yacimientos en procesos de inyección de agua

Una respuesta típica de un proceso de inyección de agua es caracterizada por un incremento en la tasa de petróleo seguido por una declinación, y una eventual irrupción del agua inyectada en los pozos productores. La Figura 1 presenta un grafica típica de las tasas de producción de petróleo versus la vida del proyecto de inyección de agua para un yacimiento con capa de gas con un proyecto de inyección de agua exitoso. Se presenta un periodo de llenado que aplica para los yacimientos que en el inicio de la inyección están por debajo de la presión de saturación, y existe una porción del espacio poroso ocupado por el gas.

Generalmente en yacimientos de crudo pesado, debido a que las presiones de saturación son muy bajas no se observa el periodo de llenado durante el desarrollo de los proyectos de inyección de agua.

Figura 1

Comportamiento típico de la producción de petróleo en un Proyecto de inyección de agua.

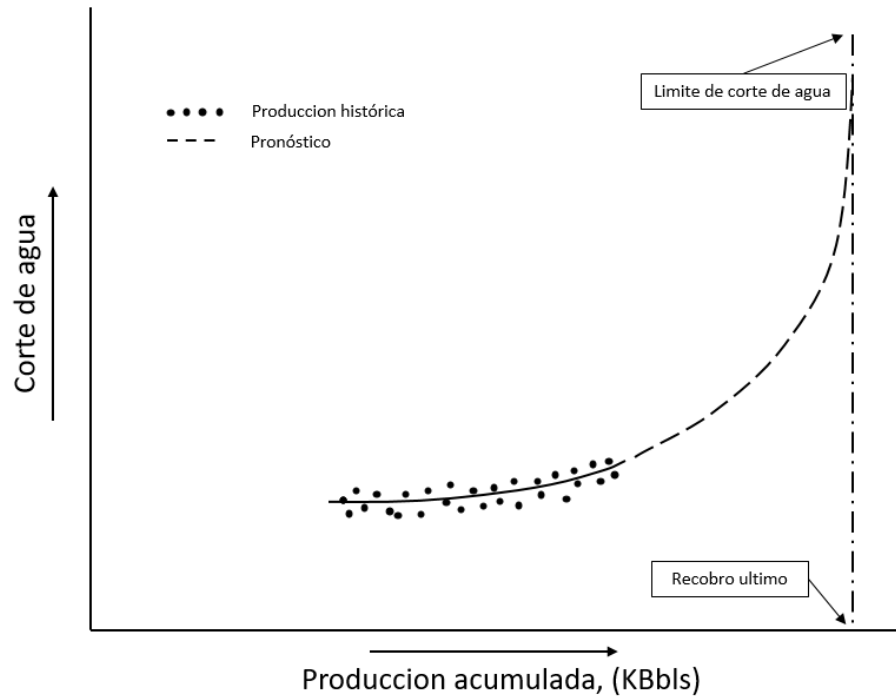


Nota. Adaptado de Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal,16 - Waterflooding and waterflood surveillance, Editor(s): Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal, Reservoir Engineering, Gulf Professional Publishing, 2016, Pages 289-312, ISBN 9780128002193.

La relación agua/petróleo continúa incrementando con el tiempo, y el límite económico es alcanzado cuando la producción de agua es excesiva. Esta situación se convierte en crítica en presencia de canales que muchas veces están presentes en la formación. La **Figura 2** presenta el comportamiento del corte de agua con la producción acumulada de petróleo.

Figura 2

Comportamiento del corte de agua con la producción acumulada de petróleo.



Nota. Adaptado de Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal,16 - Waterflooding and waterflood surveillance, Editor(s): Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal, Reservoir Engineering, Gulf Professional Publishing, 2016, Pages 289-312, ISBN 9780128002193

2.3.3. Espaciamiento entre pozos

Normalmente los pozos que hacen parte de un patrón de inyección se encuentran en espaciamientos de 40, 80 y 160 acres. Una revisión de la literatura sugiere que la mayoría de los yacimientos tienen pozos en un espaciamiento entre 20 y 320 acres. Para yacimientos de baja permeabilidad o heterogéneos se requiere un espaciamiento más pequeño y la inclusión de más pozos inyectores en el patrón. La permeabilidad direccional puede existir en el yacimiento e

influnciar la decisi3n de convertir pozos productores a inyectoros, as3 como implementar la inyecci3n transversalmente a la direcci3n de la permeabilidad permitir3 evitar la irrupci3n temprana.

2.3.4. Relaci3n de movilidad

La relaci3n de movilidad es uno de los factores m3s cr3ticos que influncian la eficiencia de un proyecto de inyecci3n de agua. Cuando la movilidad es mayor que 1, es considerada no favorable dado que el agua tiene mayor movilidad que el petr3leo en el medio poroso, el agua inyectada tiende a pasar por alto el petr3leo y una irrupci3n temprana es experimentada en los pozos productores. Cuando esta relaci3n es menor a 1, el agua tiene menor movilidad que el petr3leo obteniendo un mejor desplazamiento y por consiguiente un mejor factor de recobro.

2.3.5. Heterogeneidad del yacimiento

Durante el proceso de inyecci3n de agua, el desempe1o del yacimiento es altamente afectado por las heterogeneidades presentes en la geolog3a de la formaci3n. Los yacimientos est3n conformados por m3ltiples estratos o capas, las cuales no son uniformes en cuanto a sus propiedades, tales como litolog3a, porosidad, permeabilidad, distribuci3n del tama1o de los poros, mojabilidad, propiedades de fluidos y saturaci3n inicial de agua. Estas propiedades pueden cambiar tanto en sentido vertical como areal. La heterogeneidad en los yacimientos es atribuida a

los ambientes de depositación y eventos geológicos, así como la naturaleza de las partículas que constituyen los sedimentos.

A continuación, se nombran, algunos de los factores asociados a heterogeneidades de los yacimientos que más afectan el diseño, la implementación y el gerenciamiento de un proyecto de inyección de agua:

- Yacimientos estratificados con capas que tienen diferentes permeabilidades o presiones promedio de yacimiento.
- Comunicación entre distintas capas que pueden dejar altas saturaciones del petróleo en zonas no barridas.
- En yacimientos con permeabilidad direccional se puede presentar flujo en una dirección preferencial.
- Fallas sellantes, formaciones compartimentalizadas o cambios de facies en los yacimientos pueden restringir el flujo y afectar la eficiencia de barrido, al mismo tiempo que fallas nos sellantes pueden generar fugas de agua a zonas no deseadas.
- Buzamiento del yacimiento, dado que la viscosidad del agua es menor que la de petróleo, en yacimientos con altos buzamientos se pueden tener zonas sin barrer.

En resumen, a continuación, se presentan los parámetros de análisis de los yacimientos para determinar la aplicabilidad de un proyecto de inyección de agua:

Tabla 1

Criteria de Screening para proyectos de inyección de agua

CRITERIO	VALOR	AUTOR	CAMPO OBJETO DE ESTUDIO
Gravedad API del crudo	>15	E.C. DONALSON	14.7
Saturación de aceite al inicio del proyecto, %	>40	GANESH C. TAHKUR 1998	80%
Saturación actual de agua, %	<50	GANESH C. TAHKUR 1998	30%
Saturación de gas al inicio del proyecto, %	<30	PETROLEUM ENGIN. HANDBOOK 1987	N.A
Saturación de agua irreducible, %	<50	GANESH C. TAHKUR 1998	11%-24%
Espesor neto, ft	NC	GANESH C. TAHKUR 1998	80-100
Permeabilidad, mD	NC	GANESH C. TAHKUR 1998	50-500
Temperatura del yacimiento, °F	NC	GANESH C. TAHKUR 1998	240
Porosidad, %	NC	GANESH C. TAHKUR 1998	20-23%
Razón de movilidad agua/aceite	0.2-5	WILLIAM COBB 2001	10-12
Litología	Arenisca o caliza	PETROLEUM ENGIN. HANDBOOK 1987	Areniscas
Acuífero	No	ECP-SYA-WF 2011	Acuífero debil
Capa de gas	No	ECP-SYA-WF 2011	No

Nota: Adaptado de Alvarado Holguin, A & Baquero Basto, J. “Evaluación del piloto de inyección de agua implementado en un campo de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales para el diseño de estrategias de optimización del proceso”. Proyecto integral de grado. Universidad América. 2019. Pag. 103.

Dentro de los parámetros más determinantes relacionados con la aplicabilidad de los proyectos de inyección de agua, está la relación de movilidad la cual está por encima del rango superior recomendado para el campo objeto de estudio, dado que, se trata de un yacimiento de crudo pesado, sin embargo, pese a que esta condición no es favorable, al igual que en el campo Castilla y Chichimene, en el campo estudio se ha observado incremento del factor de recobro después del inicio de la inyección de agua.

3. Caso de Estudio

3.1. Generalidades

A diciembre de 2023, en el campo de estudio se han perforado 28 pozos, de los cuales 22 han sido completados como productores en la Formación Guadalupe, 1 pozo como inyector de Agua en la Formación Carbonera C1 para disposición, y 5 pozos como pozo inyectores de agua en la formación Guadalupe, con un espaciamiento de 80 Acres entre pozos.

Tabla 2.

Detalle de Pozos Campo Objeto de estudio

No	Nombre Pozo	Tipo de Pozo	Estado de Pozo
1	A01	Productor	Activo
2	A02	Productor	Activo
3	A03	Inyector para disposición de Agua	Activo
4	A04	Productor	Activo
5	A05	Inyector	Activo
6	A06	Productor	Activo
7	A07	Productor	Activo
8	A08	Productor	Activo
9	A10	Productor	Activo
10	A11	Productor	Activo
11	A12	Productor	Inactivo – Falla
12	A13	Productor	Inactivo – Falla
13	A14	Productor	Inactivo – Falla
14	A17	Inyector	Activo
15	A19	Productor	Inactivo – Falla
16	A20	Productor	Activo
17	A21	Inyector	Activo
18	A22	Productor	Activo
19	A23	Productor	Activo
20	A24	Productor	Activo
21	A25	Productor	Activo
22	A26	Productor	Activo
23	A27	Inyector	Activo

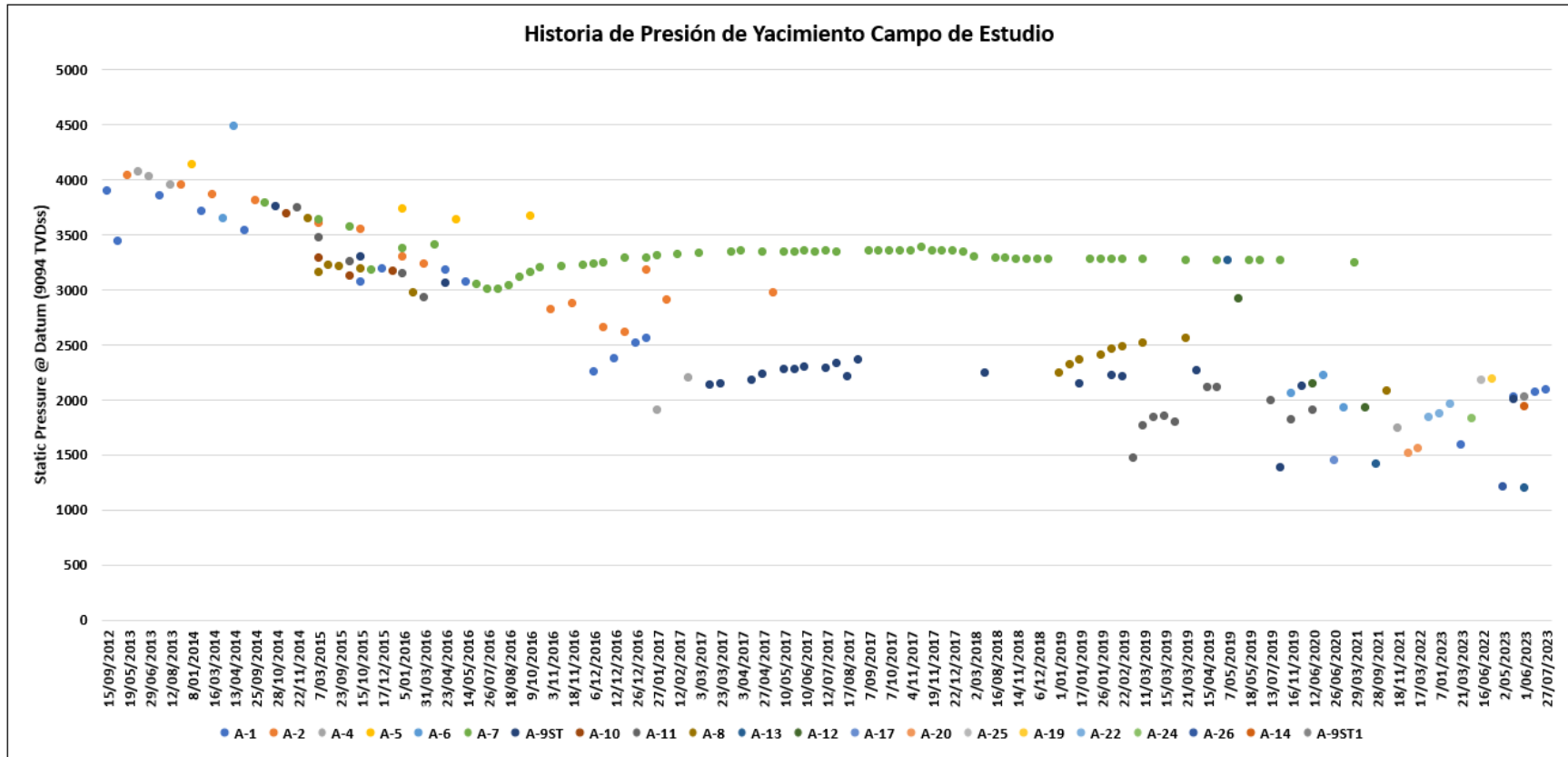
No	Nombre Pozo	Tipo de Pozo	Estado de Pozo
24	A28ST1	Productor	Activo
25	A31	Inyector	Activo
26	A33ST2	Productor	Activo
27	A34	Productor	Activo
28	A9ST1	Productor	Activo

Cabe resaltar que posterior a las pruebas iniciales de los pozos A07, A08, A9ST, A10 y A11, clasificados como “desarrollo” fueron suspendidos hasta el 14 de octubre de 2015, fecha en la cual el operador remite la declaración de comercialidad del campo y solicita otorgamiento de resolución de inicio de explotación de dicho campo. A partir de esta fecha los pozos antes mencionados fueron puestos nuevamente en producción.

Durante el año 2016, debido a que se observó disminución en la presión del yacimiento en la formación Guadalupe, luego de realizar los análisis correspondientes se decidió iniciar un proyecto de mantenimiento de presión por inyección de agua en el pozo A-5 en la zona del acuífero. Adicionalmente, se inyectó un trazador químico, sin embargo, este trazador no fue detectado en ninguno de los pozos productores. En la **Figura 3**, se presenta la historia de presión promedio del yacimiento del campo A hasta la fecha de elaboración de este estudio:

Figura 3.

Historia de Presión Promedio del yacimiento Campo A.



Durante el año 2018 se realizaron operaciones de servicio a pozo en los pozos A10, A11 y A06 que tuvo como objetivo incrementar la producción de petróleo del campo rediseñando la capacidad de las bombas a instalar, adicionalmente se realizó un trabajo de reacondicionamiento en el pozo A9ST1 en el cual se cañoneo un nuevo intervalo de la formación Guadalupe y se dejó en producción nuevamente mediante Bombeo mecánico, sin embargo, el pozo fallo los primeros días del mes de febrero de ese año.

Durante el año 2019, se perforaron cuatro (4) pozos en la estructura del campo A, que corresponden a A12, A14, A13 y A17, los tres primeros permitieron probar presencia de Hidrocarburos en la zona norte del campo en la formación Guadalupe mediante sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible y así extender los límites del yacimiento. Respecto, al pozo A-17 no fue probado antes de finalizar ese año, sin embargo, en la información de los registros se evidencio presencia de hidrocarburos. Adicionalmente, durante el año se realizaron diferentes intervenciones a pozo con el objetivo de realizar cambios en el sistema de levantamiento por falla de estos en los pozos A08, A11, A9ST1 y A12.

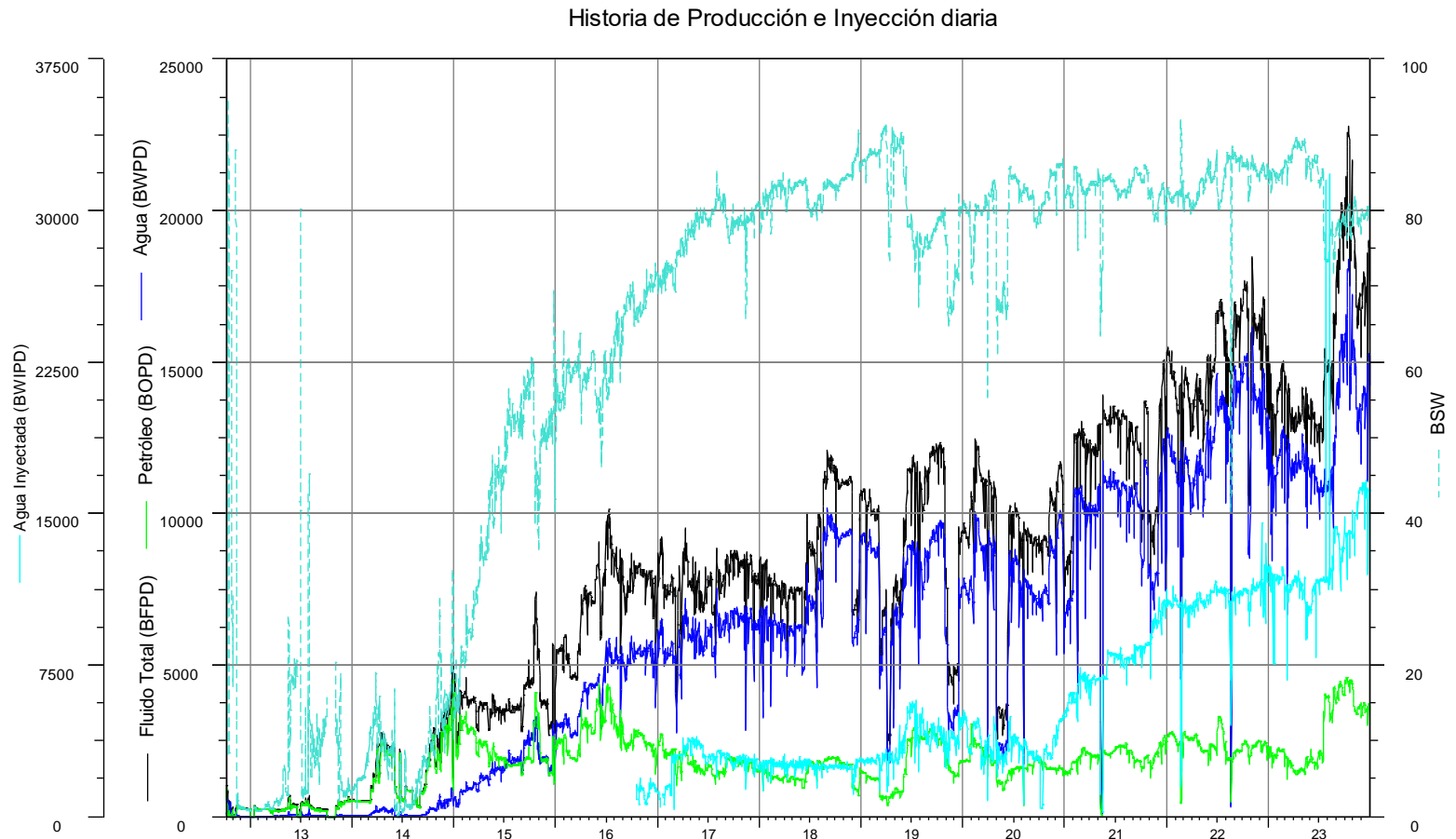
En el año 2020 se perforaron los pozos A19, A20, A21 y A22, estos pozos fueron completados como productores a excepción del pozo A21 que se completó con sarta dual para realizar inyección selectiva en las dos arenas de la formación Guadalupe. Respecto, al pozo A17 este fue completado inicialmente como productor, y luego de tres meses de producción se completó como inyector de manera similar al pozo A21.

Mas adelante, en el año 2022 se retomó la campaña de perforación del campo objeto de estudio, con la perforación de dos pozos productores, A24 y A25, y posteriormente en el año 2023 se perforaron siete pozos más, 5 productores (A23, A26, A28ST1, A33ST2, A34) y 2 inyectores (A27 y A31) como parte del proyecto de inyección de agua. En esta campaña de perforación, tres de los pozos productores perforados corresponden a pozos gemelos dado que los pozos originales sufrieron problemas de integridad mecánica y por lo tanto no fue posible continuar con su producción.

En la **Figura 4** se presenta la historia de producción del campo A:

Figura 4

Historia de Producción en Inyección Campo A.



3.2. Descripción geológica

Geológicamente, el Campo A se encuentra en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el noreste de Colombia. La cuenca pertenece a una serie de cuencas sub-andinas que se extienden a lo largo del lado oriental de la Cordillera de los Andes, que se levanta desde Argentina hasta Venezuela. La cuenca cubre un área de aproximadamente 225.000 km² y sus límites geomorfológicos son la Cuenca Apure-Barinas; la Serranía de La Maracarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y al Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guayana, al este (ANH 2012 e ICP/Ecopetrol 1991).

El campo de objeto de estudio está ubicado en el departamento de Casanare se encuentra en la cuenca de los Llanos orientales, con yacimientos comprobados, al norte y este del Río Meta y al este del Piedemonte.

La exploración en la cuenca por lo general se ha concentrado en los cierres estructurales: los cierres triples y cuádruples creados por las fallas normales del este constituyen el mecanismo de entrapamiento dominante exitoso de la cuenca. Debido a que las unidades que tienen calidad de yacimientos principales se encuentran depositadas en sistemas complejos fluviales a marinos cercanos a la costa, parece ser que existe cierto entrapamiento estratigráfico componente controlado por la distribución lateral de las facies del yacimiento y los cambios laterales y verticales en la porosidad y la permeabilidad.

Las lutitas de la Formación Gachetá del Cretáceo Tardío son la roca fuente principal de hidrocarburos en la Cuenca de Llanos. La generación y expulsión de hidrocarburos desde la roca fuente ocurrió en tres etapas, moviéndose desde la zona axial occidental, los piedemontes y

finalmente hacia la plataforma oriental. La segunda y tercera etapas de generación y expulsión de hidrocarburos son las más relevantes para el conjunto de la cuenca de antepaís de Llanos, pues la generación empieza durante y después de la deposición de la Formación León, donde la expulsión ocurrió desde el inicio de la deposición de Guayabo y continúa hasta el día de hoy. El momento de la expulsión es favorable para el tipo de formación objetivo, ya que las estructuras ya estarían en su lugar al momento de la expulsión.

El número de acumulaciones de hidrocarburo y las muestras de hidrocarburo encontradas indican una extensa migración lateral de los hidrocarburos del Cretáceo Tardío hacia el este, buzando hacia arriba, al cratón, hacia una cantidad de rocas de reservorio diferentes. La Formación Carbonera basal (C8) generalmente se ha considerado como un sello regional en la cuenca, por lo que las unidades de Carbonera enumeradas con números pares (formaciones C6, C4) se reconocen como sellos locales. También, se reconoce la discordancia Eoceno como una superficie importante con potencial de sello para la Formación Guadalupe la cual se encontraría decapitada parcialmente por esta superficie.

3.2.1. Geología Estructural

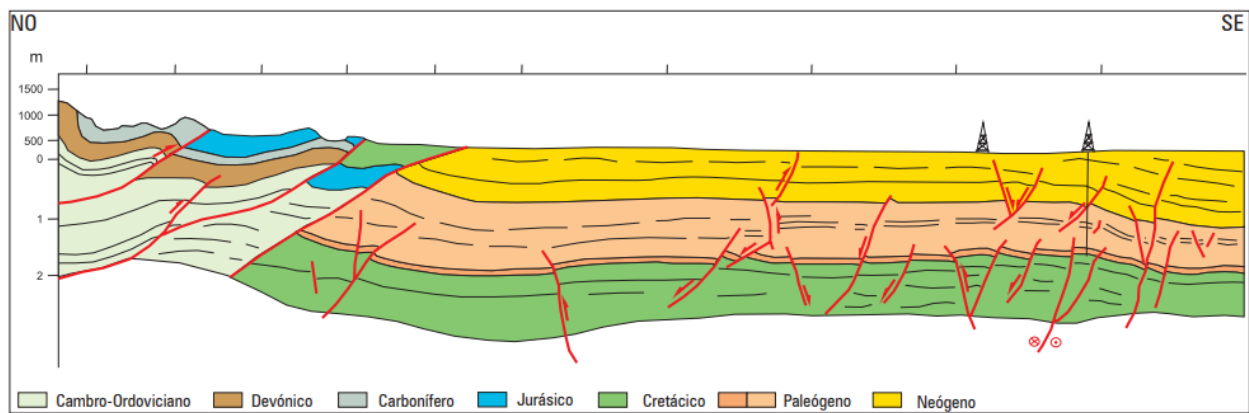
En términos generales la cuenca presenta un basculamiento hacia el oeste (W), dirección en la cual, la columna estratigráfica aumenta su espesor. El buzamiento regional es hacia el oeste (W) y presenta una inclinación entre 3° y 5°. Las estructuras están asociadas a fallamiento normal de tipo antitético con fuertes componentes de rumbo; que generalmente forman pequeños anticlinales o monoclinales en los bloques adyacentes. Dichos grupos de fallas tienen una orientación general

N10°-30°E, dentro de las cuales también se presentan fallas normales antitéticas con rumbo general N40°E, las cuales generan estructuras prospectivas de interés.

La estructura del campo objeto de estudio es una estructura en la parte baja de una falla normal sintética que forma un cierre en tres direcciones,

Figura 5

Sección Estructural generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



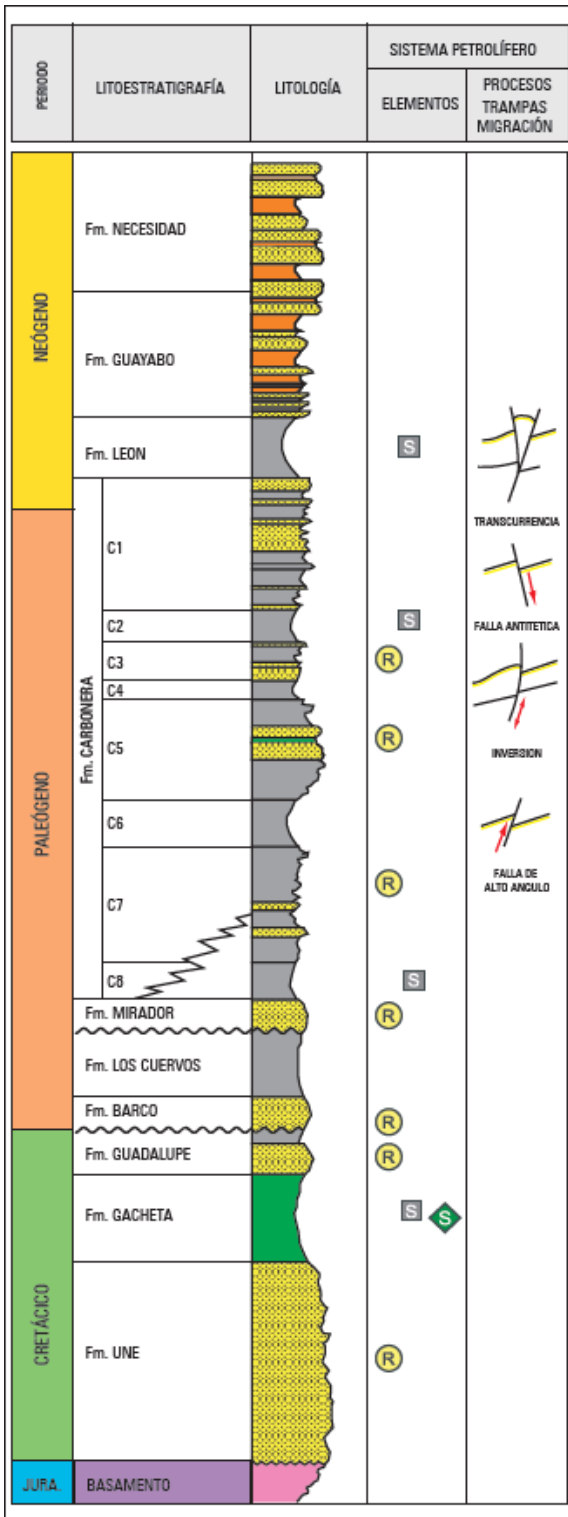
Nota: Open Round Colombia 2010 – Agencia Nacional de Hidrocarburos

3.2.2. Estratigrafía

Las formaciones encontradas en la perforación hacen parte de una secuencia de edad Terciaria conformada por las Formaciones Guayabo, León, Carbonera (unidades de C1 a C8), Mirador, Barco y la secuencia cretácica compuesta por las Formaciones Guadalupe, Gachetá y Une, identificadas y perforadas en áreas cercanas. En la **Figura 6** se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales:

Figura 6

Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Nota: Open Round Colombia 2010 – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Adicionalmente a la columna estratigráfica en la **Tabla 3** se presenta una descripción relacionada con el espesor y los contactos de cada una de las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales y que son de interés para el desarrollo de este trabajo:

Tabla 3.

Descripción de las formaciones de interés

Formación / Miembro	Espesor	Edad	Litología	Ambiente
GACHETÁ	270´	Cenomaniano	Lutitas grises oscura carbonosas, de color gris oscuro a negro, con algunas intercalaciones de areniscas en el tope. Areniscas cuarzosas con intercalaciones de arcillolitas y lutitas hacia la base.	Depósitos fluviales con influencia marina Evento regresivo
GUADALUPE	185´	Maastrichtiano inferior	Arenas cuarzosas de grano medio, selección buena a moderada y laminación inclinada.	Depósitos litorales de origen deltaico
MIRADOR	205´	Eoceno inferior	Paquete masivo de arenas con algunas intercalaciones menores de limolitas, lutitas y ocasionalmente arcillolitas. tamaño de grano fino a medio y regular selección,	Litoral con canales trezados

3.2.3. Modelo Sedimentario

Para propósitos de mapeo la formación Guadalupe fue dividida en dos zonas: una arena marina inferior y una arena fluvial superior. La formación Guadalupe marina inferior varia su espesor a lo largo del yacimiento entre 30 y 45 pies, y está constituida por tres arenas, las cuales fueron mapeadas de forma individual como C, B y A. La relación neta a bruto también cambia en todo el yacimiento. La parte central del yacimiento, donde están ubicados los pozos A04, 10, 12 y 13 tiene el mayor espesor del yacimiento.

La formación Guadalupe superior o arena fluvial, también cambia en espesor bruto y neto. El espesor bruto de esta arena varía desde 10 a 50 pies. Similar a la formación Guadalupe inferior el mayor espesor de la formación Guadalupe superior tiene el mayor espesor en la zona central donde se encuentran ubicados los pozos A04, 10, 12 y 13.

A05 fue perforado en la parte baja de la estructura en la cuales la formación Guadalupe inferior y superior tiene menos espesor y más baja calidad de arena. La formación Guadalupe inferior evidenció agua y la formación Guadalupe superior se encontró saturada de agua de acuerdo con la interpretación de los registros indicando la presencia de un acuífero.

A03 el pozo más lejano al oeste del campo no mostró calidad de yacimiento en la formación Guadalupe. Una reinterpretación de la sísmica usando la información de los pozos perforados permitió establecer una frontera de no flujo al suroeste del yacimiento.

A09 el pozo más lejano al este de todos los pozos del campo no encontró buenas propiedades de yacimiento, y por tanto se perforó un lateral (*sidetrack*) hacia el suroeste (A9ST1). A09 fue perforado cerca a la falla que va desde noreste hasta el sureste la cual define el límite del campo en la formación Guadalupe superior, es posible que exista alguna complejidad estructural que no ha sido vista en otros pozos.

A9ST1, A10 y A11 encontraron una arena de buena calidad en la formación Guadalupe inferior y calidad variable en la formación Guadalupe superior. A11 fue perforado más bajo

estructuralmente que el pozo A2 el cual previamente había definido la profundidad más baja de petróleo en ambas arenas de la formación Guadalupe. Para la formación Guadalupe inferior en A11 hay un abrupto cambio de resistividad de 1000 ohm-m hasta menos que 200 Ohm-m. Esta disminución en resistividad fue inicialmente interpretada como el contacto agua petróleo WOC, la profundidad bajo el nivel del mar también fue interpretada como punto de cierre de la estructura, sin embargo, todo el espesor fue cañoneado y probó petróleo. De esta manera la disminución en resistividad parece ser un resultado de un ligero incremento en el contenido de arcilla en la arena en vez de un cambio en las propiedades de los fluidos.

En el 2019, la perforación se enfocó en locaciones centrales bajas estructuralmente que tenían potencial por desarrollar. El pozo A13 fue un dato importante relacionado al Guadalupe superior, este demostró que el límite de la acumulación de petróleo en esta zona es más profundo del asumido anteriormente. Se notó durante la campaña de perforación de 2019 que existe una tendencia de mejor preservación y calidad de Guadalupe superior en las posiciones estructuralmente más bajas del campo. Se considera que, en estos pozos más profundos, los depósitos del Guadalupe superior no son expuestos ni a ser erosionados ni alterados por influencia de la discordancia Eoceno. No hubo evidencia de que la acumulación del Guadalupe superior se extendería más abajo que A06 hasta ver los registros de A12 y A13, los cuales tienen calidad y preservación suficiente del Guadalupe superior para evidenciar Pay hacia el límite norte del bloque. Asimismo, en el Guadalupe inferior y particularmente en el pozo A14 se interpretó Pay y se probó petróleo más bajo en Guadalupe inferior que en los pozos más profundos perforados en años anteriores, así como A11.

En los corazones del pozo A08 se realizó un análisis sedimentológico detallado donde se identificaron cuarzo-arenitas y sublitoarenitas depositadas en ambientes de frente de playa superior y de anteplaya. El contenido de arcilla en la matriz es irregular al igual que la impregnación de hidrocarburos. La base del intervalo corazonado es predominantemente arenoso, como repuesta a una regresión que coloca litofacies de frente de playa superior y medio sobre litofacies lodosas de offshore. Las areniscas interpretadas como acumuladas en flujos turbidíticos tienen el más bajo porcentaje de matriz y el más alto grado de impregnación de hidrocarburos.

3.2.3. Modelo Petrofísico

Como resultado de la evaluación realizada a partir de los registros eléctricos tomados en los pozos del campo, se obtuvo un modelo petrofísico preliminar que permitió establecer en términos generales las propiedades petrofísicas. Dicho modelo se ha ido ajustando, permitiendo un análisis más completo de las principales características presentes en las diferentes formaciones atravesadas durante la perforación de cada pozo.

La evaluación petrofísica se desarrolló a partir de un set de ecuaciones que permitieron el cálculo de los diferentes parámetros requeridos para el desarrollo del modelo identificando los siguientes valores dentro de los más relevantes:

Tabla 4

Propiedades Petrofísicas Promedio Formación Guadalupe

Parámetro	Guadalupe Superior	Guadalupe Inferior C	Guadalupe Inferior B	Guadalupe Inferior A
Arena Petrolífera (ft)	22.33	2.06	8.76	5.07
Porosidad Efectiva (%)	21%	21%	23%	21%
Sw (%)	23%	43%	24%	31%

El cálculo de saturación de agua se realizó teniendo en cuenta las propiedades litológicas de las formaciones; definiendo como la mejor ecuación, para la Formación Guadalupe, la de Simandoux Modificada.

Ecuación 1.

Ecuación de Simandoux Modificada

$$S_w = \left[\left(\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \right) + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^m * R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^m * R_{sh}} \right)$$

Donde,

S_w: Saturación de agua (adimensional).

n: Exponente de saturación (adimensional).

a: Coeficiente de tortuosidad (adimensional)

R_w: Resistividad del agua de formación (ohm-m).

φ: Porosidad efectiva de la formación (adimensional).

m: Exponente de cementación (adimensional).

R_t: Resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

R_{sh}: Resistividad de la arcilla (ohm-m).

V_{sh}: Volumen de arcilla (fracción)⁷³.

3.3. Propiedades de los fluidos del yacimiento e interacción roca fluido

3.3.1. Análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura)

En el campo objeto de estudio no se han realizado análisis PVT, sin embargo, se toma como referencia el análisis realizado de uno de los campos cercanos de similares características. En la **Tabla 5** se presentan las propiedades de los fluidos medidas para el campo objeto de estudio y del campo de referencia, que serán utilizadas para la construcción del modelo. Es de anotar que no se cuenta con información por cada de las capas identificadas, razón por la cual se usaran el mismo dato para la inclusión en el software y para los cálculos requeridos.

Tabla 5.

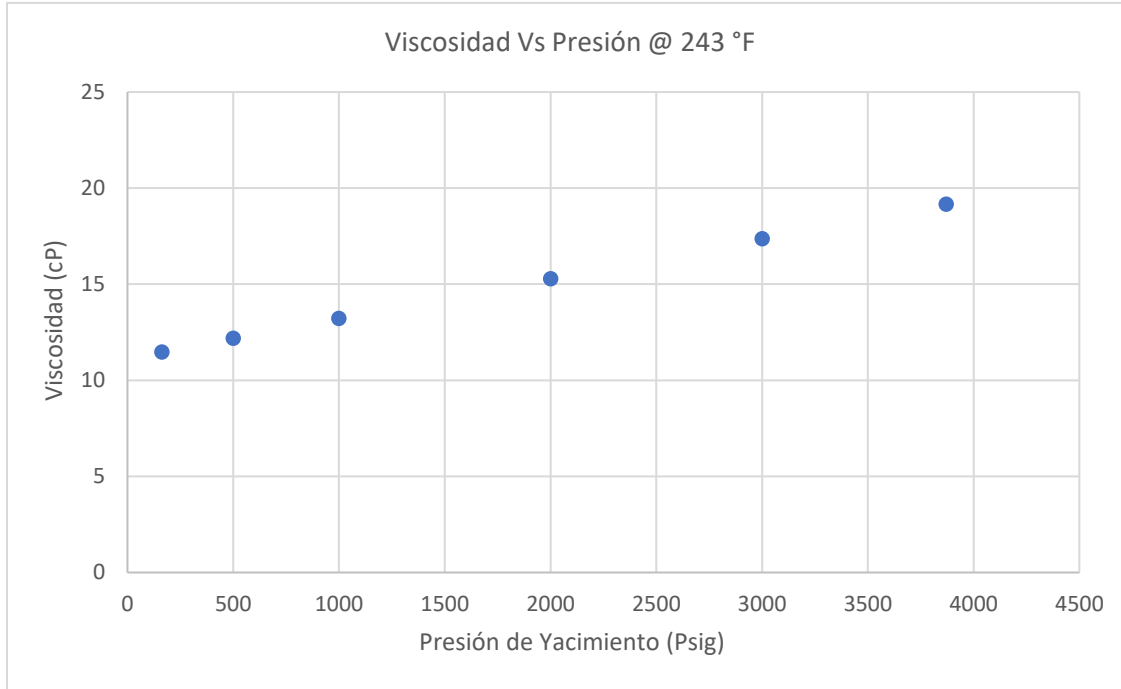
Propiedades PVT Formación Guadalupe

Parámetro	Campo A	Campo Análogo
Gravedad °API	14	16
Presión Inicial (Psia)	4000	3870
Temperatura de Yacimiento (°F)	240	243
Rs (SCFD/STB)	-	13.1
Presión de Burbuja (Psia)	-	162
Bo (RB/STB)	-	1.078

En relación con la viscosidad del crudo producido en el Campo A, se tiene un valor promedio de 4100 cP a una temperatura de superficie de 86°F. Adicionalmente, a continuación, se presenta la curva de viscosidad realizada al crudo del campo análogo a temperatura de yacimiento, el cual presenta una variación entre 11.4 cP y 19,2 cP.

Figura 7

Viscosidad del crudo versus Presión del yacimiento.



3.2.4. Curvas de Permeabilidad Relativa

Durante el mes de febrero de 2014, fue *corazonado* el pozo A-8, fueron recuperados un total de 180 ft de roca, de las formaciones Guadalupe y Gacheta. A continuación, se presentan las curvas de Permeabilidad Relativa para cada una de las zonas de interés de este estudio, así como en la **Tabla 6** el resumen con los *endpoints* y los coeficientes que describen las mismas:

Figura 8

Curvas de Permeabilidad Relativa Formación Guadalupe Campo A.

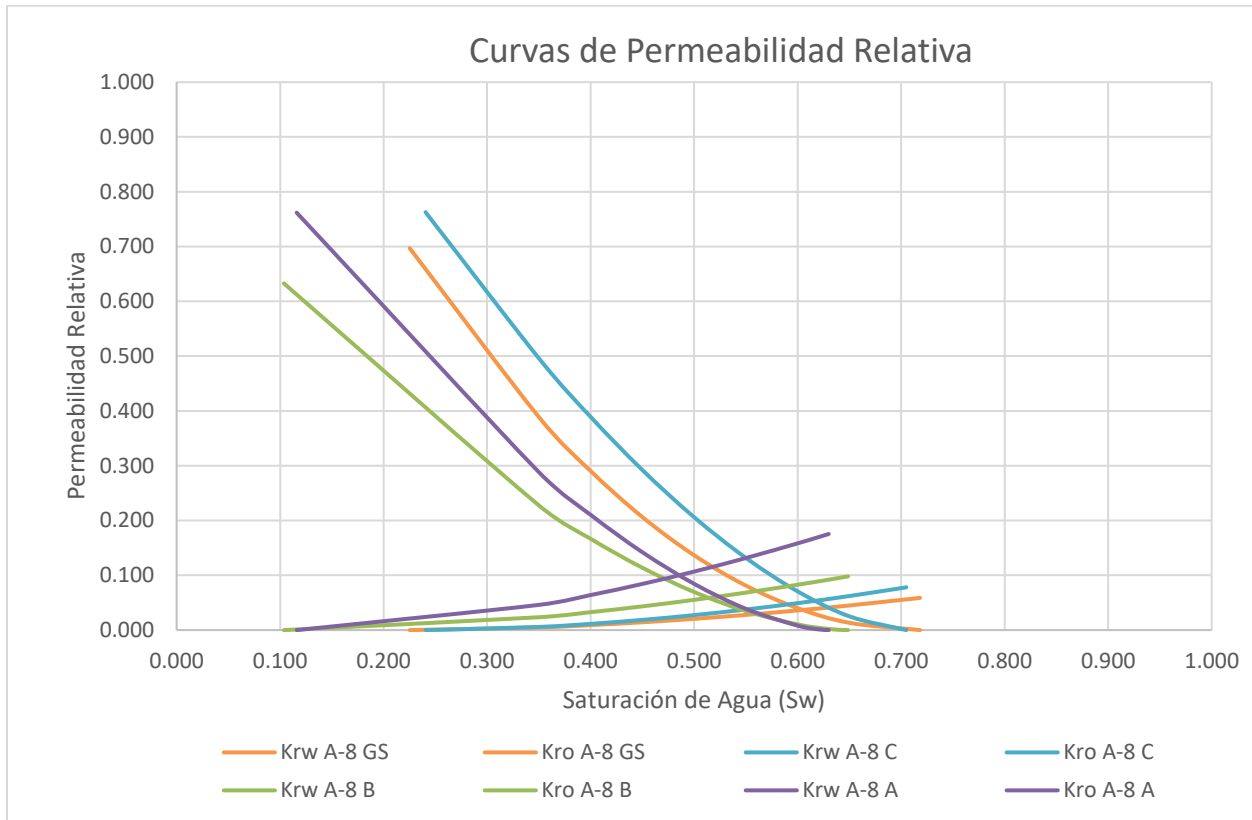


Tabla 6

Endpoints y coeficientes de Curvas de Permeabilidad Relativa

Capa	Krw @ Sor	Kro @ Swi	Sor	Swi	Nw	No
Guadalupe Superior	0.059	0.697	0.282	0.225	1.8	2.0
Guadalupe Inferior C	0.078	0.763	0.295	0.241	1.8	1.6
Guadalupe Inferior B	0.098	0.633	0.351	0.104	1.8	1.7
Guadalupe Inferior A	0.175	0.762	0.370	0.116	1.7	1.6

3.3.3. Relación de Movilidad

La relación de movilidad se estimó para cada una de las capas teniendo en cuenta la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento en el momento que se dio inicio al proceso de inyección de agua.

Tabla 7

Relación de Movilidad

Capa	Kw (md)	Viscosidad del Agua (cP)	Ko (md)	Viscosidad del Petróleo (cP)	$\hat{\Lambda}_w$	$\hat{\Lambda}_o$	M
Guadalupe Superior	2.7	0.27	37.0	17.365	10.0	2.1	4.7
Guadalupe Inferior C	4.4	0.27	49.4	17.365	16.3	2.8	5.7
Guadalupe Inferior B	137.2	0.27	943.0	17.365	508.1	54.3	9.4
Guadalupe Inferior A	100.0	0.27	435.0	17.365	370.4	25.1	14.8

Se observa un rango amplio de la relación de movilidad estimado, el cual está asociado principalmente a la diferencia de propiedades petrofísicas entre una arena y otra, dado que no se cuenta con la estimación de viscosidad para cada arena. Para las arenas Guadalupe superior e inferior C se observa una relación de movilidad favorable para el proceso de inyección de agua, no obstante, para la arena Guadalupe inferior B, pese a que el valor es mayor a 1 no es un valor muy alto que presente un riesgo considerable de digitación viscosa. Para la arena Guadalupe inferior A el valor de M obtenido mayor a 10, sugiere que no es muy eficiente el proceso de inyección de agua.

3.3. Factor de Recobro

Desde el inicio de la inyección en el año 2020, se ha observado un importante incremento en el Factor de recobro del campo, pasando de 9.3% como factor de recobro primario a 14.8% como valor del factor de recobro actual. A la fecha se han inyectado un total de 16 MBW.

Tabla 8

Factor de recobro actual

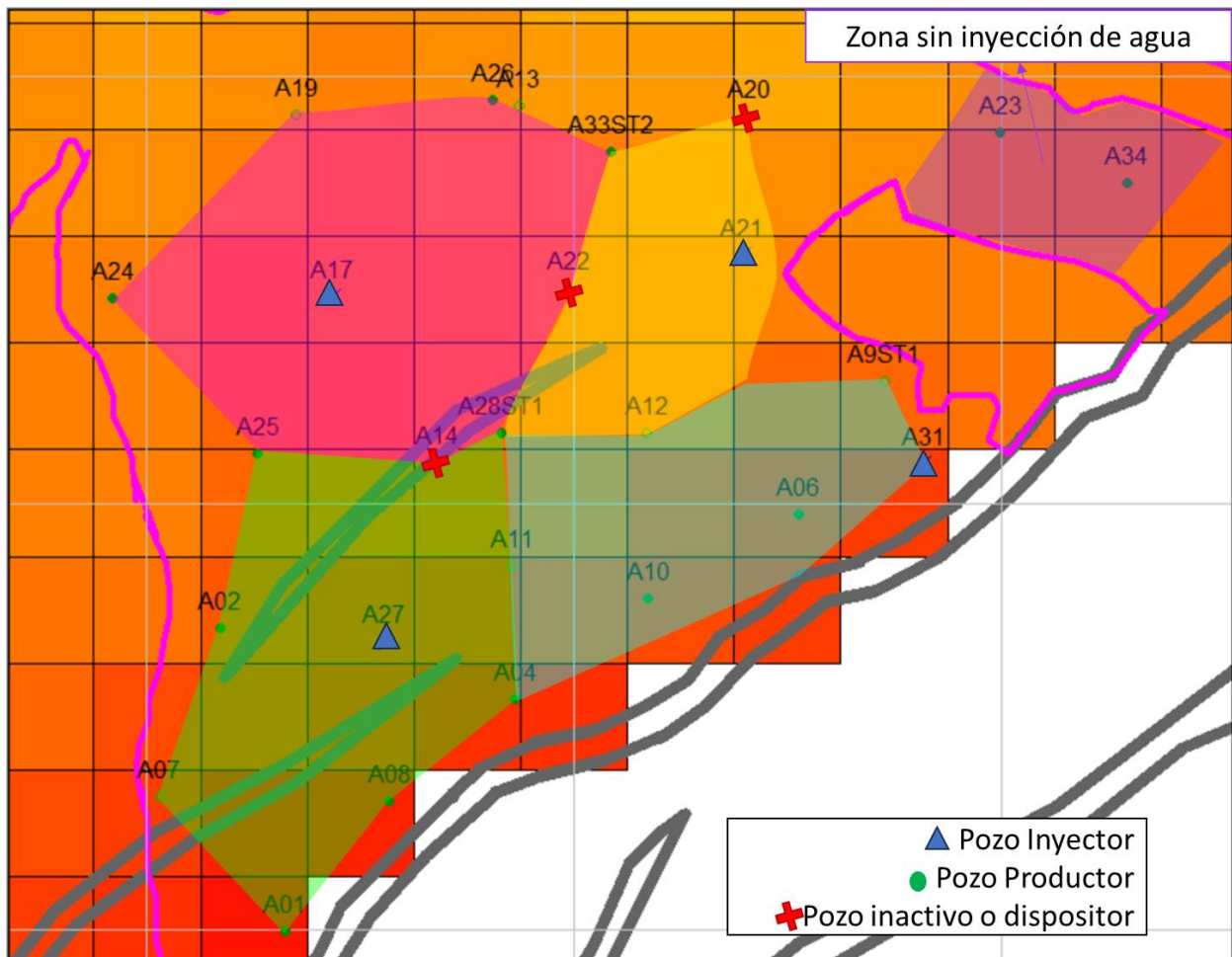
Formación	Area (Acres)	Espesor Neto (ft)	Porosidad (%)	Saturación de Agua (%)	Bo (STB/RB)	POES (MSTB)	Producción Acumulada Inicio Inyección (MSTB)	Factor de Recobro Primario (%)	Producción Acumulada Actual (MSTB)	Factor de Recobro Actual (%)
Guadalupe Superior	1163	22.33	20.6%	23.3%	1.078	29.53				
Guadalupe Inferior C	1148	2.06	21.1%	42.8%	1.078	2.05	4.70	9.3%	7.47	14.8%
Guadalupe Inferior B	1148	8.76	22.8%	23.5%	1.078	12.62				
Guadalupe Inferior A	1148	5.07	21.1%	30.5%	1.078	6.15				

3.4 Diagnóstico del Proceso de Inyección de Agua

Actualmente se cuenta con cinco (A05, A17, A21, A27 y A31) pozos inyectoros de agua, cuatro de los cuales forman cuatro patrones irregulares de inyección de 7, 7, 4 y 5 puntos invertido en la formación Guadalupe capa superior e inferior, adicionalmente el quinto pozo localizado al suroeste del yacimiento tiene función de inyección periférica. Los pozos A17 y A21 tienen instaladas sartas de inyección concéntricas, mediante las cuales es posible controlar el caudal de inyección para las capas superior e inferior. Los pozos A27 y A31, tienen instaladas sartas de inyección con camisas que permiten abrir y cerrar las zonas de inyección, sin embargo, no es posible controlar las tasas de inyección. Finalmente, el pozo A5 que tiene inyección periférica solo inyecta en la zona Guadalupe inferior, se encuentra localizado a 4727 ft de distancia del pozo más cercano que corresponden al A2, adicionalmente los trazadores inyectados en este pozo no han sido identificados en ningún productor, por tal razón no será tenido en cuenta para el estudio.

Figura 9

Mapa estructural Campo A – Distribución de los patrones de inyección.



Las tasas de inyección son controladas de acuerdo con el balance de los patrones de inyección, es decir, a través del parámetro del volumen de reemplazo. Dado que no se cuenta con la medición de producción por capa, se usa la distribución de acuerdo con las propiedades petrofísicas de cada pozo. Con relación al estado de los pozos productores, en el 36% de los pozos se ha observado la irrupción de agua, validada con la medición de los trazadores químicos inyectados en el campo.

A la fecha se han presentado cuatro fallas de integridad de los pozos (A13, A19, A20 y A14), tres de las cuales generadas por colapso de revestimiento y otra por falla del cemento generando comunicación con otras arenas con 100% producción de agua, y razón por la cual se ha tenido que suspender la producción de estos. Después de realizar la evaluación técnico-financiera, se han perforado tres pozos de reemplazo que han permitido recuperar la producción en cada una de las zonas. Dos de los pozos que presentaron falla de integridad, han sido convertido a pozo inyector para disponer el agua de producción del Campo A y otros campos conectados a las facilidades de producción instaladas en el campo A.

Finalmente, durante el año 2023 se perforaron dos pozos (A23 y A34) en la zona noreste del yacimiento, los cuales han evidenciado fuerte declinación de la producción asociada a la ausencia de soporte de inyección de agua. Aunado a lo anterior, esta plataforma no cuenta con línea de inyección.

3.4.1. Información de trazadores entre pozos

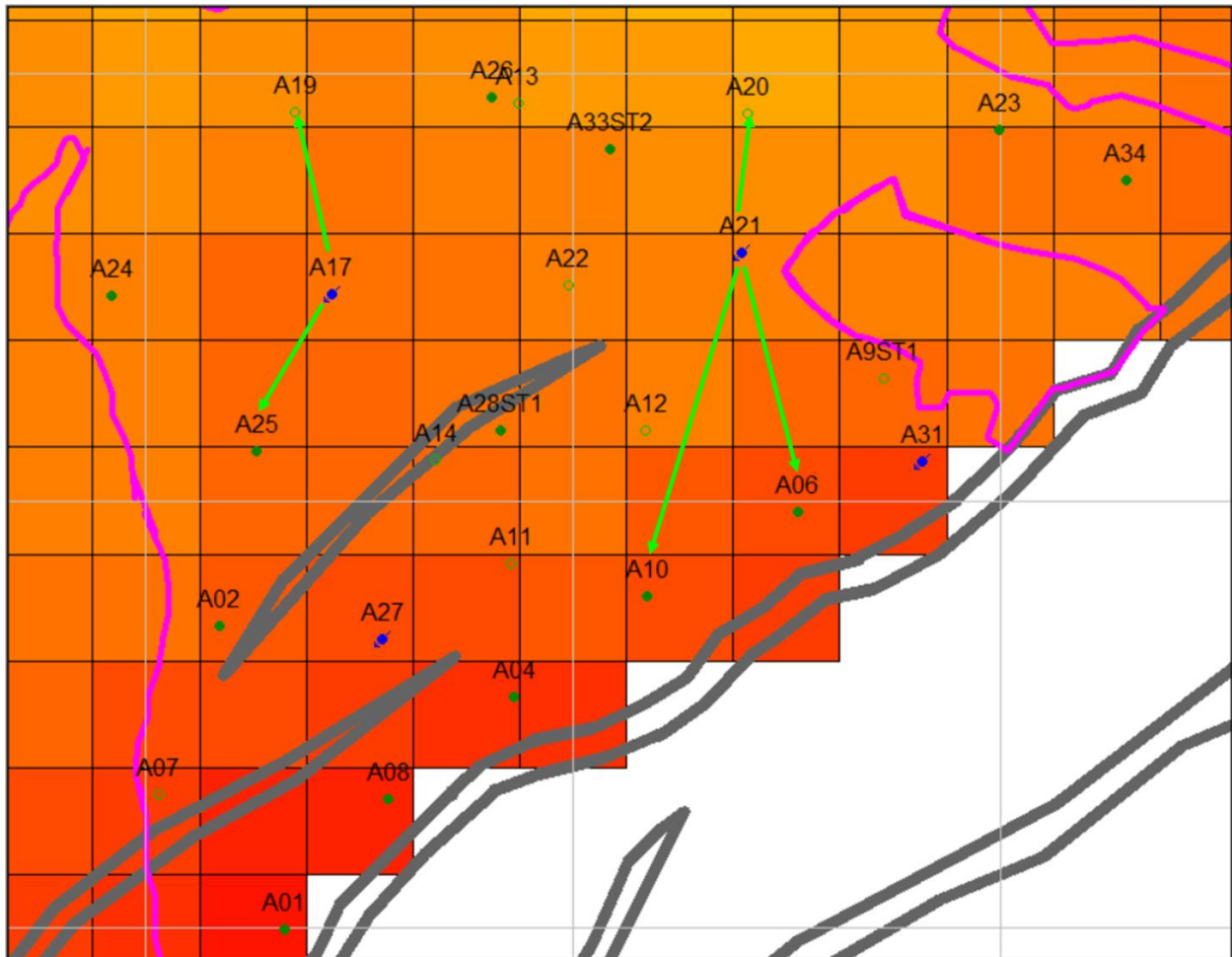
A continuación, se presenta la información de trazadores inyectados en cada uno de los pozos inyectores del campo, los cuales evidencian la conectividad entre pozos productores e inyectores. A la fecha aún no han sido detectados los trazadores de los pozos A27 y A31 dado que fueron inyectados durante los meses de noviembre y diciembre de 2023 respectivamente.

En el siguiente mapa, el cual corresponde al tope de la Arena Guadalupe Superior, se presentan los trazadores detectados en los pozos A6, A10 y A20 provenientes de esta arena desde el pozo

A21. Así mismo, el trazador inyectado en esta arena en el pozo A17 ha sido detectado en los pozos A25 y A19.

Figura 10

Correlación de trazadores detectados entre pozos en la Arena Superior.



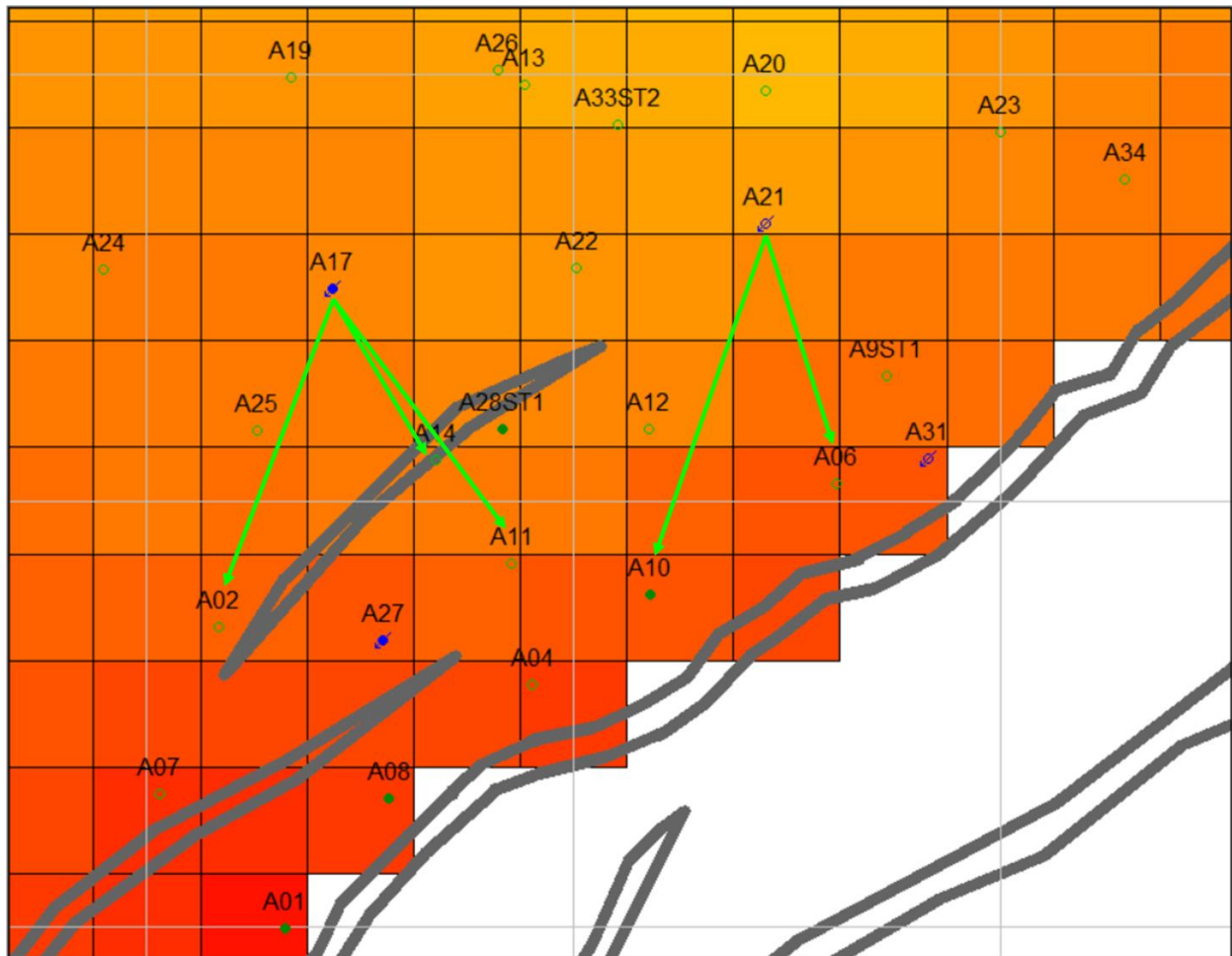
Nota. Mapa al tope de la Formación Guadalupe Arena Superior.

Adicionalmente, en el siguiente mapa el cual corresponde a la Arena Guadalupe Inferior C se presentan la relación de trazadores detectados para todas las arenas que hacen parte de la Arena

Guadalupe Inferior. Se ha detectado el trazador inyectado en el pozo A21 en los pozos A6 y A10, y el trazador inyectado en el pozo A17 en los pozos A11, A14 y A02. En relación a estos resultados se concluye que la falla que separa los pozos A11 y A14 del pozo A17 presenta transmisibilidad y por lo tanto para la simulación analítica no se tendrá en cuenta la presencia de las fallas dentro del yacimiento.

Figura 11

Correlación de trazadores detectados entre pozos en la Arena Guadalupe Inferior (A, B y C).



Nota. Mapa al tope de la Arena Guadalupe Inferior.

4. Construcción y ajuste histórico del Modelo Analítico

4.1. Descripción del Software Comercial

El software comercial utilizado para la construcción del modelo analítico es del Software Sahara, el cual es un programa de visualización, análisis y seguimiento de los parámetros del yacimiento. El mismo permite integrar un gran volumen de información del yacimiento con el objetivo de entender los mecanismos físicos que dominan el comportamiento de este, a través de herramientas de cálculo que permiten tener resultados relativamente rápidos para el análisis del comportamiento del yacimiento, en comparación con los modelos de simulación.

4.1.1. Simulador Analítico de Mallas de Inyección

Una de las principales herramientas que contiene el Software, es el simulador analítico de mallas de inyección multicapa, la cual permite representar la historia de producción e inyección a nivel de pozo, grupo de pozos, capa o malla, y por consiguiente generar pronósticos de producción basado en la proyección de inyección en los mismos niveles.

El Software tiene incluidos tres modelos analíticos basados en las ecuaciones de Flujo Segregado, Buckley & Leverett, y Craig, Geffen & Morse, así como dos modelos empíricos, Curva Característica y el método de WOR vs N_p . El método de cálculo de estos modelos usa la inyección de agua acumulada para estimar fracción de agua producida, por otro lado, los volúmenes porales

inyectados, factores de recuperación y balances de inyección-producción también pueden ser visualizados en función del tiempo.

El simulador analítico de Sahara trata de representar el desplazamiento de fluidos en el yacimiento con el efecto de la inyección de agua, tan pronto el gas ha sido producido o rediseñado mediante una configuración de mallas multicapa. Estas mallas de inyección están constituidas por varios elementos de flujo que a su vez conectan cada pozo inyector con los pozos productores que hacen parte del patrón a nivel de capa. Cada elemento de flujo corresponde al volumen poroso de yacimiento en el cual se presenta el barrido de fluidos desde el pozo inyector hacia el pozo productor.

El mallado se construye por cada capa, y cada uno de estos elementos de flujo se puede modificar de tiempo en tiempo, usando como referencias las intervenciones a pozos en las cuales se abre o se aíslan zona de inyección, o incluso se realicen estimulaciones hidráulicas que modifiquen las condiciones de flujo y así reflejar la historia de inyección.

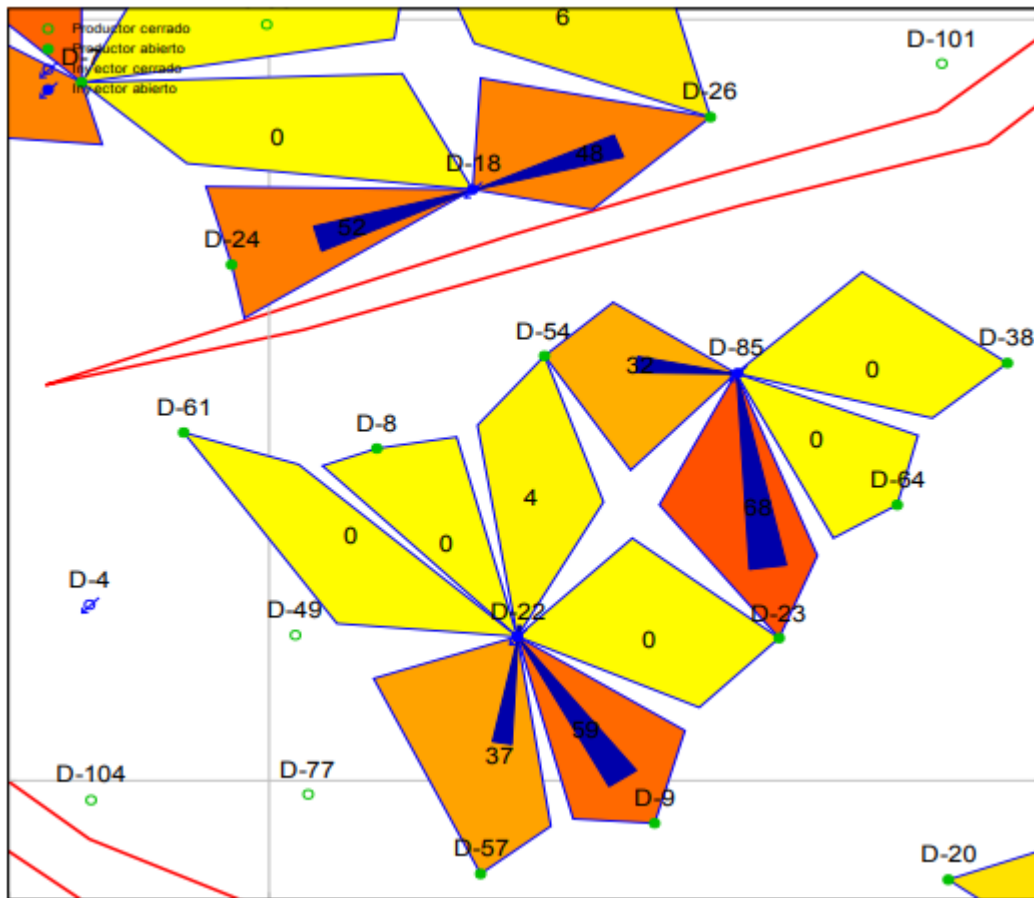
Figura 12

Ejemplo de Mallas de Inyección.

Posteriormente, se requieren asignar los coeficientes de distribución areal, los cuales deben ser asignados inicialmente y se van modificando conforme a las intervenciones a pozo. Para esta asignación inicial de los coeficientes, se pueden tomar distintas alternativas, tales como opciones asociadas a volúmenes porales y/o a la geometría de los elementos de flujo y la producción de los pozos de cada patrón. Otra alternativa disponible, es el Modelo Capacitivo Resistivo (CRM) con el cual se calculan coeficientes de conectividad que cambian con el tiempo y que pueden ser utilizados como los coeficientes de distribución areal, dado que representan la fracción de agua inyectada en cada inyector en cada capa y su efecto en la producción de cada pozo productor perteneciente al patrón.

Figura 13

Modelo de coeficientes calculados con el método CRM.



Nota. Tomado de INTERFACES S.A. Simulador de Recuperación Secundaria. [En línea]. (Recuperado en 15 de enero de 2024). Disponible en: https://www.interfaces.com.ar/es/brochures/SIMULADOR_DE_RECUPERACION_SECUNDARIA.pdf

Esta herramienta no sólo permite la optimización de los resultados de la inyección futura, sino además se utiliza para resolver fenómenos típicos de un proyecto de inyección de agua, como por ejemplos, caracterizar las conexiones entre pozos, importante en yacimientos heterogéneos o anticipar problemas de canalizaciones, entre otras.

Luego, se debe definir el cual modelo de cálculo utilizar conforme las características del yacimiento, de los cuales y como se mencionó anteriormente están los modelos analíticos y

empíricos. Además, se puede seleccionar el método por curva de llenado, a fin de simular la respuesta de producción iniciando el proceso de inyección de agua, asumiendo que una porción del agua inyectada será destinada a la compresión y redisolución del gas liberado que pudiera estar presente en el yacimiento; y un tiempo de respuesta relacionado con el tiempo que tarda el agua inyectada en evidenciar una respuesta en los pozos productores.

Adicionalmente, para los pozos que no estén bajo el efecto de la inyección, se puede optar por la estimación de un pronóstico por declinación y presentarlo como resultado de la simulación. Esta opción permite tener un pronóstico para todo el proyecto, incluso en zonas sin afectación por inyección de agua.

4.2. Recopilación de Información

Para la construcción del modelo analítico se recopilaron los siguientes datos:

4.2.1. Información por pozo

- a. Coordenadas
- b. Tabla de Desviaciones
- c. Registros tomados a hueco abierto, principalmente incluyendo los datos de Gamma Ray, Resistividad, Densidad.
- d. Intervalos perforados y datos de intervenciones.

4.2.2. Mapas

- a. Mapa al Tope de cada una de las arenas (Arena Guadalupe Superior, Arena Guadalupe Inferior A, B y C)

- b. Mapa de Espesor total
- c. Mapa de Factor de Arena (Relación *Net to Gross*)
- d. Mapa de Permeabilidad en X
- e. Mapa de Porosidad efectiva
- f. Mapa de Saturación Inicial
- g. Fallas y Discordancia al tope de la Arena Guadalupe Superior.

4.2.3. Información de Producción en Inyección

Se crearon las tablas de Producción en Inyección. Es importante tener en cuenta que no se cuenta con la información de producción por Arena. En el caso de los inyectores, para los pozos A17 y A21 se cuenta con la medición diferenciada de caudal inyectado entre la Arena Guadalupe Superior en Inferior, para el inyector A27 se cuenta con información de *ILT (Injection Logging Test /)* con la cual se realiza la distribución del agua inyectada y finalmente el pozo A31 solo inyecta en la Arena Guadalupe Superior. La distribución del agua para las arenas no diferenciadas se realizó mediante a través de la relación kh (Permeabilidad y Espesor neto).

4.3. Construcción del Modelo Analítico

Una vez se compiló toda la información antes mencionada, en conjunto con otros datos presentados en el Capítulo 03. Caso de Estudio, se dio inicio a la construcción del Modelo en el Software Sahara. Se creó el modelo para el Campo A, con cuatro capas conforme a las Arenas

identificadas y se crearon los pozos (27 Pozos), se cargaron los mapas, la información respectiva por pozo y los datos de Producción en Inyección.

Posteriormente, se cargó la información de Saturaciones iniciales de fluidos, Propiedades PVT y los coeficientes de las curvas de permeabilidad relativa. En seguida, y mediante las operaciones de mapas se crearon los mapas de permeabilidad en Y, espesor neto, espesor permeable, volumen poroso, saturación inicial de petróleo y petróleo original en sitio (POES).

Finalmente, se realizó la validación y control de calidad de la información cargada, proceso en el cual se revisaron los datos de producción, se aplicaron factores de “*allocation*” para distribuir entre cada una de las capas los datos de producción y se validaron los tiempos de inicio de la inyección de agua.

Figura 14

Mapa Burbujas de Producción acumulada a diciembre de 2023.



Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Inferior C.

4.4. Generación de Mallas de Inyección (Elementos de Flujo)

Luego de tener la información validada en el modelo, se procedió con la generación de los elementos de flujo o mallado, como punto de partida se implementó el mallado Automático del software para los cual se tuvo en cuenta un radio de búsqueda de 3000 ft, como máxima distancia entre pozos para estimación de los elementos de flujo basado en la información de los trazadores, un factor de malla inicial de 0.4 basado en la heterogeneidad del yacimiento y un Angulo máximo

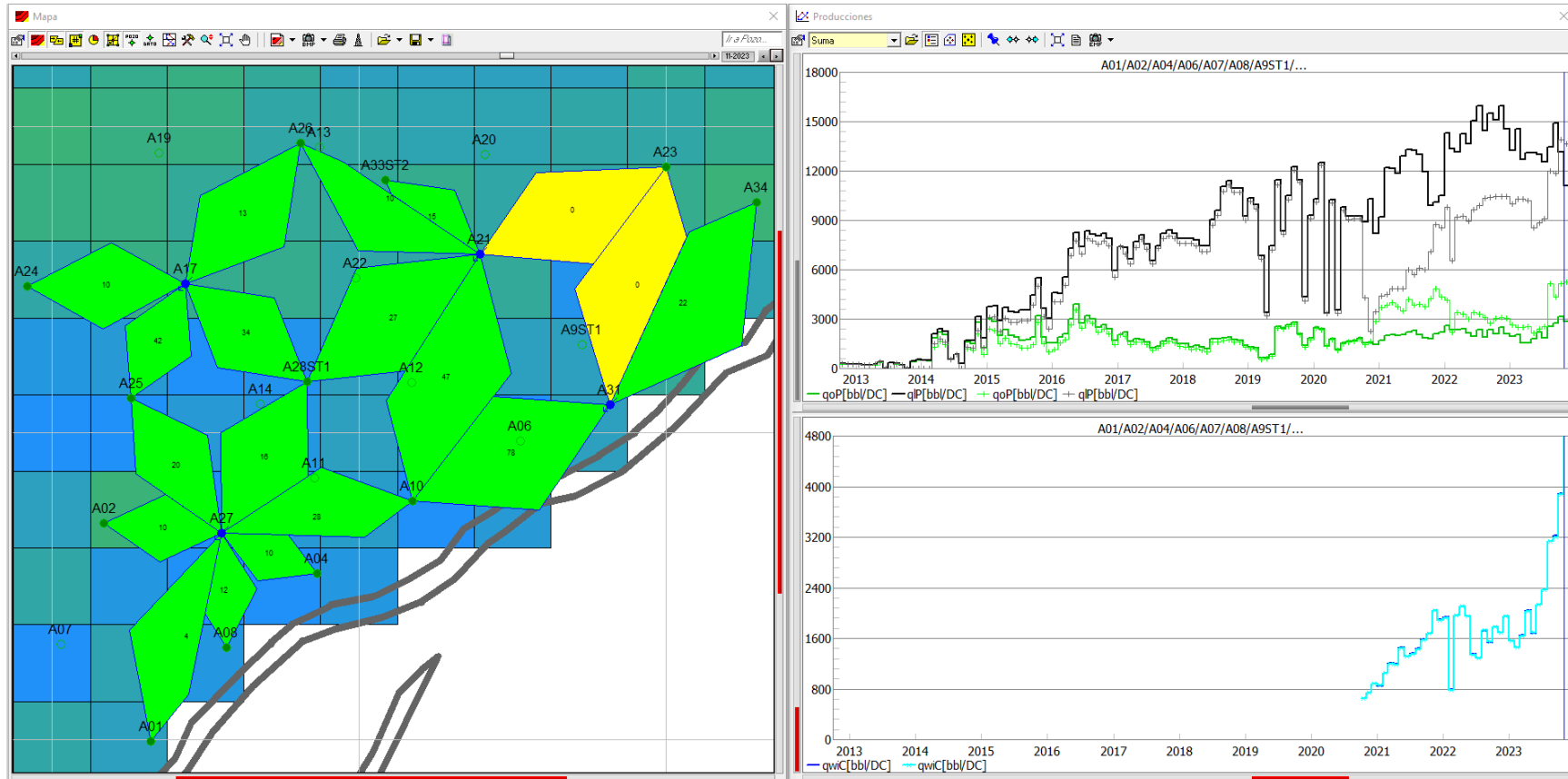
de 30° el cual esta predeterminado, y que finalmente determina el volumen de petróleo que puede ser barrido en cada elemento.

Posteriormente, se revisaron los diferentes métodos para estimar los coeficientes de distribución, los cuales permiten hacer una alocaación de la proporción de agua inyectada que tiene efecto en cada pozo productor que hace parte de cada patrón de inyección, en este caso se escogió el método de distribución ponderado por producción, en el cual la eficiencia de inyección por patrón el del 100%, es decir, que la suma de los factores de cada elemento es máxima de 100.

Finalmente, se validaron los datos de cálculo del modelo, en esta validación se escogió el Método de cálculo CGM, dado que fue el que más se acercó a la historia de producción y que dentro de su metodología de cálculo fue diseñada para patrones de 5 puntos, a la vez que los demás parámetros se escogieron los datos promedio de capa. En la **Figura 15** se presenta el esquema del mallado inicial y la primera aproximación de la simulación del modelo, en la cual se observa que las curvas de fluido total y petróleo requieren ajuste.

Figura 15

Mallado Automático a noviembre de 2023.



Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior.

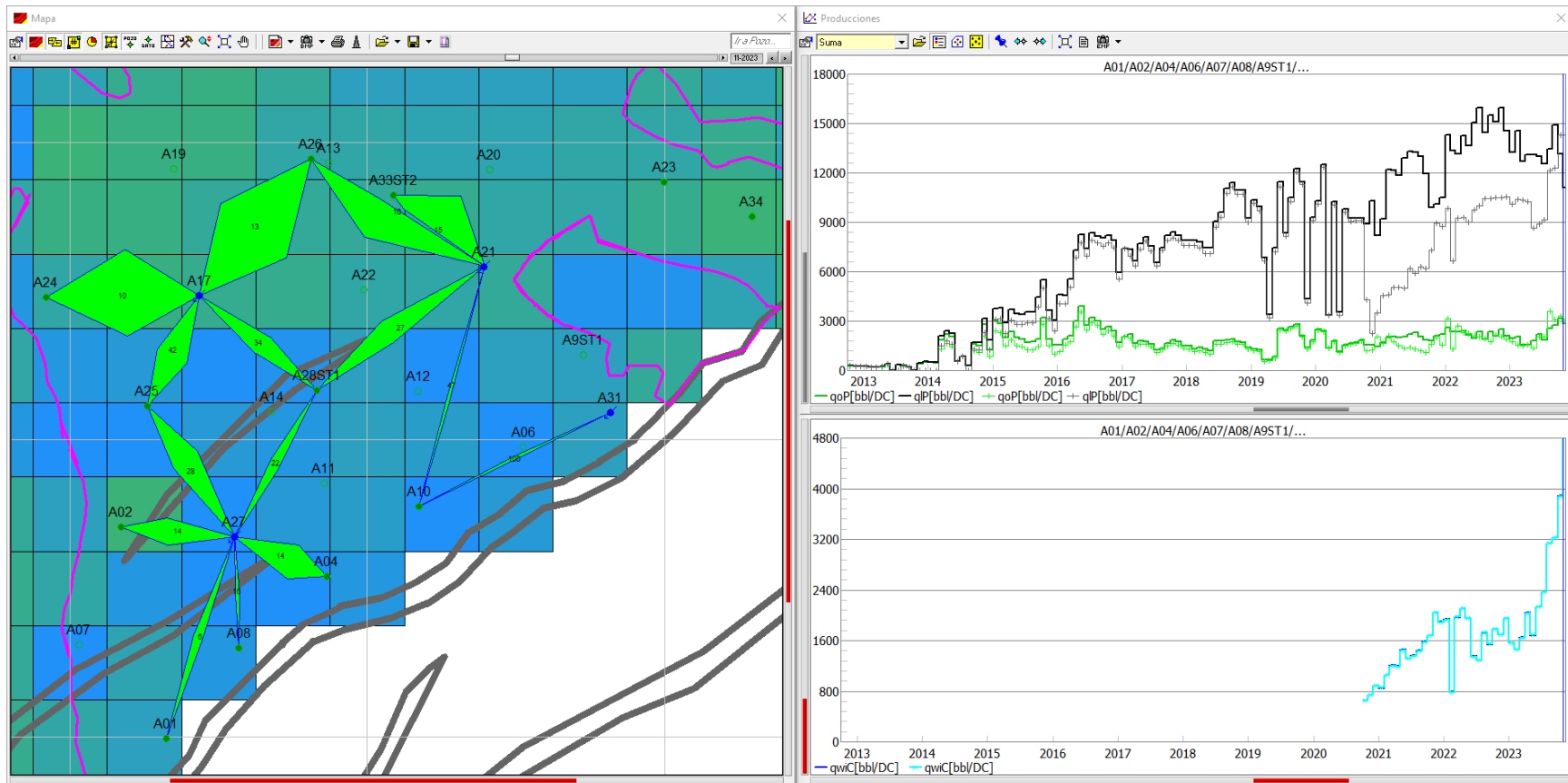
4.5. Ajuste Histórico del Modelo Analítico

A continuación, se describe el proceso de análisis para realizar el ajuste histórico del modelo analítico.

Se validó por patrón que la suma de los coeficientes no superara el valor de 100, y se hizo sensibilidad de la saturación de agua crítica y a las curvas de permeabilidad relativa. En seguida, se validó la coherencia de algunos elementos de flujo que conectan con otros pozos y se incluyó la discordancia para validar que efectivamente los pozos A23 y A24 no tienen efecto de la inyección en la Arena Guadalupe Superior, y se ajustaron los elementos de flujo en función de la producción de petróleo por pozo. Con estas modificaciones se obtuvo el ajuste observado en la **Figura 16**. El cual corresponde a un error medio cuadrático (RMSE) de petróleo de 12%, el rango de tolerancia establecido para este ajuste histórico es de 10%. Se estimó de igual manera el RMSE para el agua producida correspondiente al 25% y de agua inyectada de 3%.

Figura 16

Ajuste de los elementos de Flujo.

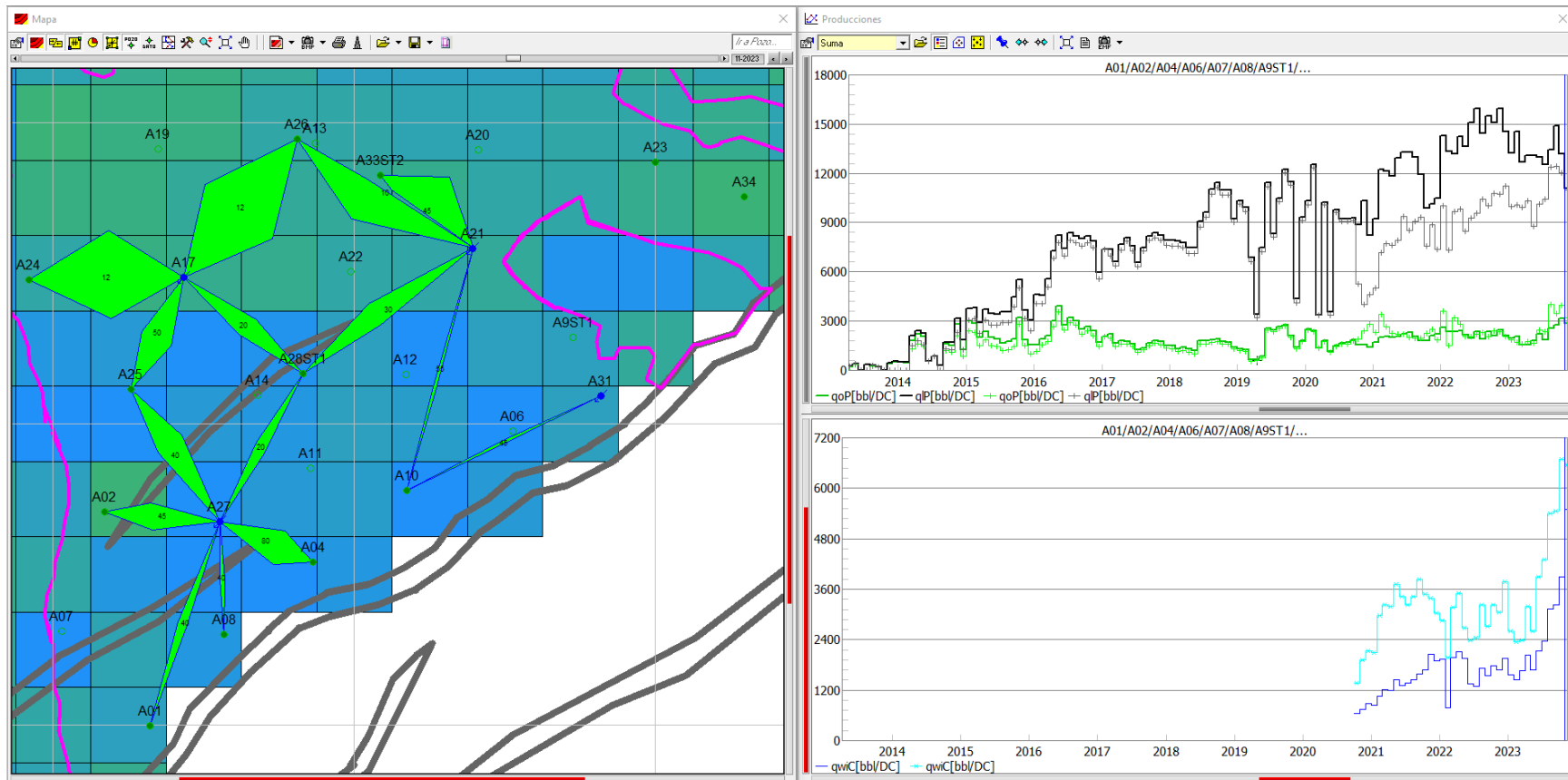


Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior.

Se realizó una sensibilidad, incrementando los coeficientes de distribución buscando un mejor ajuste en fluidos por pozo, es decir, que la suma de los coeficientes en un patrón de inyección supera el valor de 100; sin embargo, el valor máximo por elemento está limitado a 100, con este ajuste se observó que el ajuste de la simulación de producción de fluidos totales se acercó más al valor real, específicamente se observó disminución del RMSE de agua producida a 17%, sin embargo, la simulación de la inyección se observa muy por encima del valor real, con un valor de RMSE de agua inyectada de 35%. En la **Figura 17** se presenta el resultado de este ajuste.

Figura 17

Coefficientes de Distribución por patrón mayor a 100.

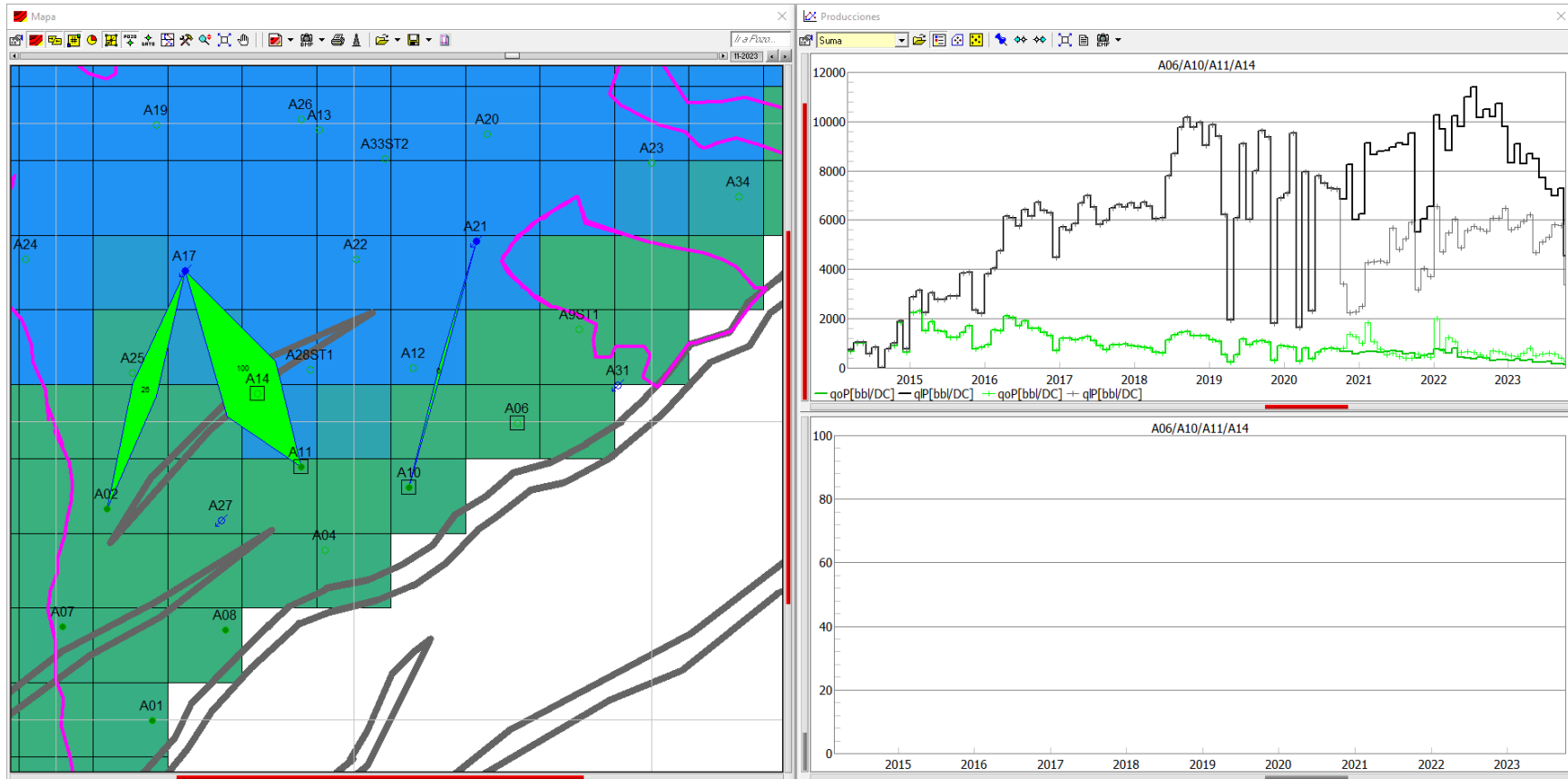


Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior.

De acuerdo con estos resultados, uno de los primeros análisis es que existe un influjo de agua en el yacimiento adicional a la inyección de cada pozo, y por lo tanto se validaron los pozos que tienen el 70% de la producción de agua respecto a la producción total del campo. Estos pozos son A6, A11, A14 y A10, los cuales tienen particularidades en común: tienen abiertas las Arenas Guadalupe Inferior A y B, y están cerca a la falla principal que queda en la parte alta de la estructura, razón por la cual se infiere que existe flujo a través de la falla en estas arenas.

Figura 18

Ajuste Histórico de los pozos A-10, A11, A14 y A6.



Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Inferior A.

Durante la validación pozo a pozo se observó que el pozo A7, que tiene abiertas a producción las Arenas Guadalupe Inferior B y A, no presenta efecto de la inyección; sin embargo, y como se observa en la **Figura 3** este pozo siempre ha tenido una presión estática alta en comparación con los demás pozos y se ha mantenido estable en el tiempo, razón por la cual la hipótesis respecto a este pozo es que tiene un soporte de presión de la parte oeste del yacimiento.

Para los pozos A34, A23 y A7 se generó un pronóstico basado en Curvas de declinación. Para el pozo A7 se usó la metodología de la relación WOR Vs N_p y para los demás pozos una tendencia de declinación hiperbólica para petróleo y agua.

Figura 19

Ajuste Curva de Declinación Pozo A34. Tendencia Hiperbólica.

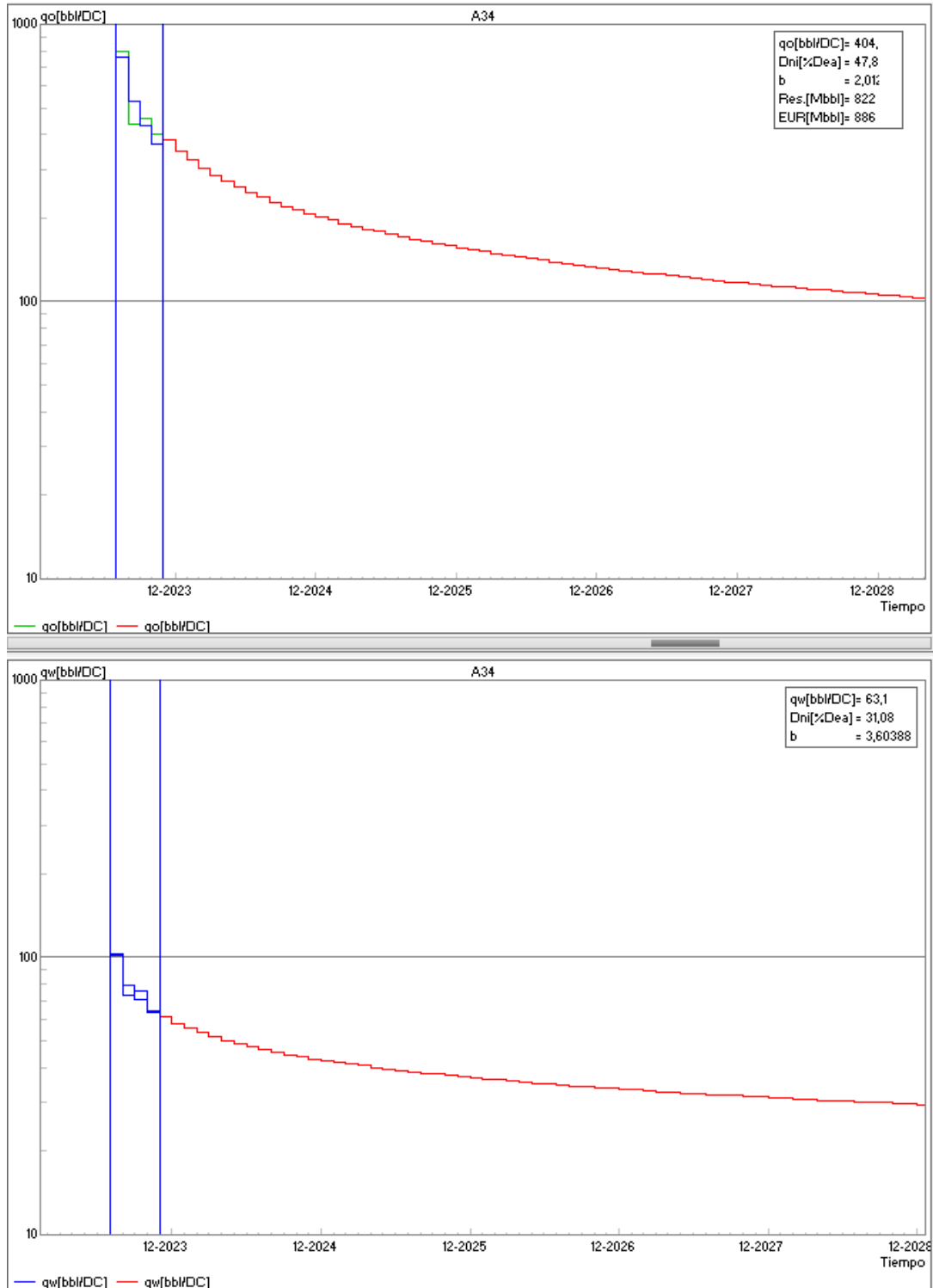


Figura 20

Ajuste Curva de Declinación Pozo A34. Tendencia Hiperbólica.

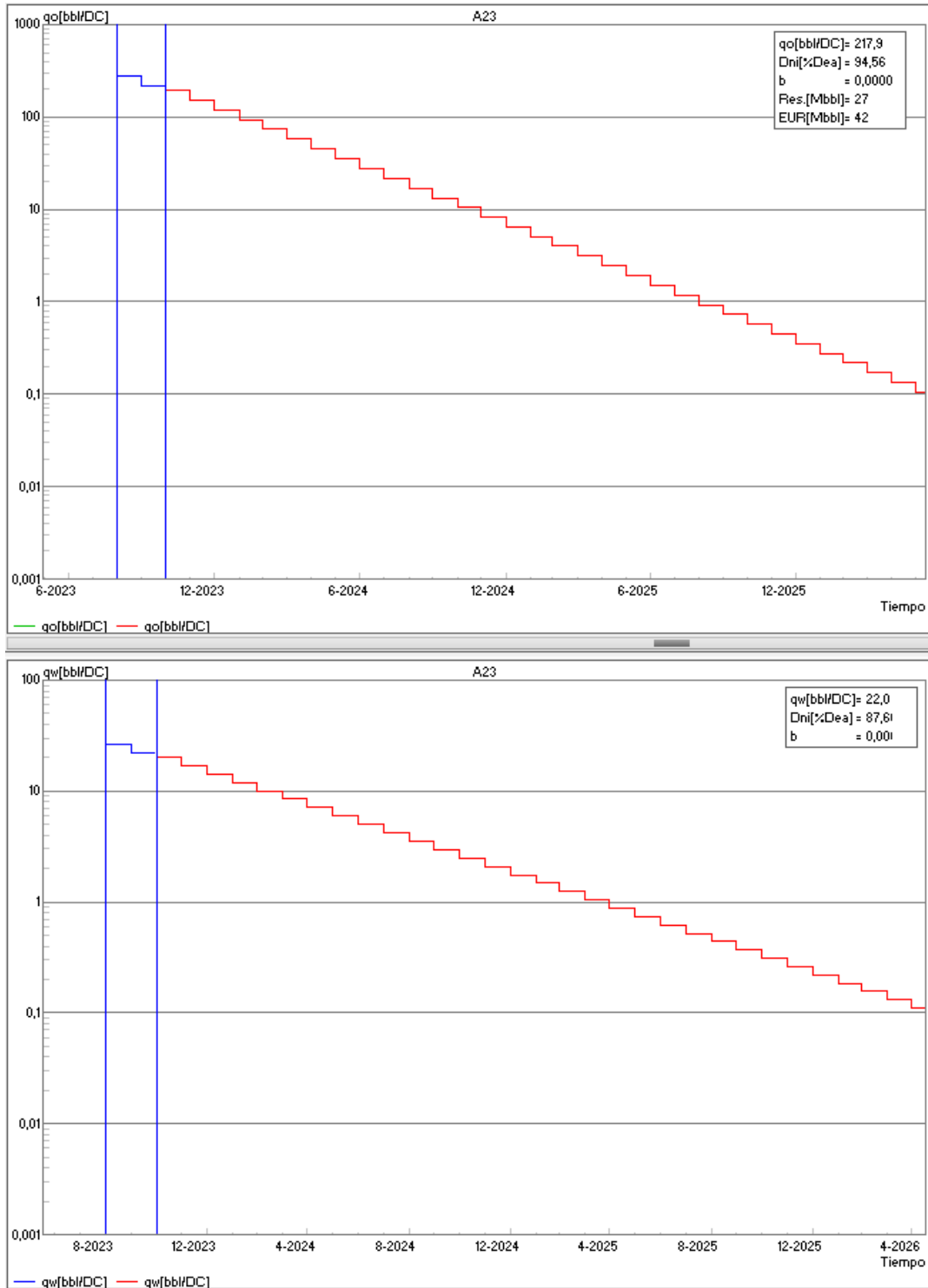
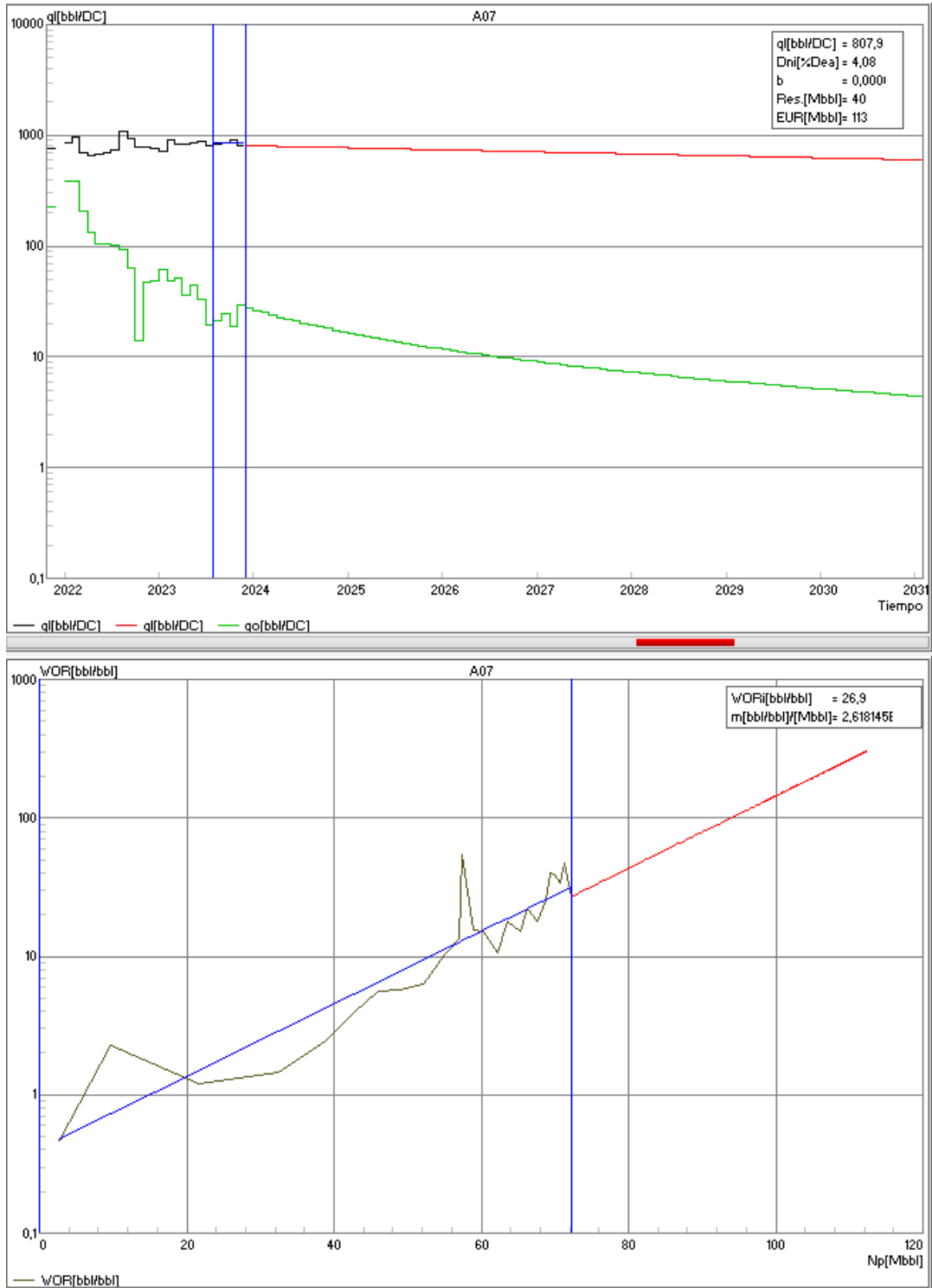


Figura 21

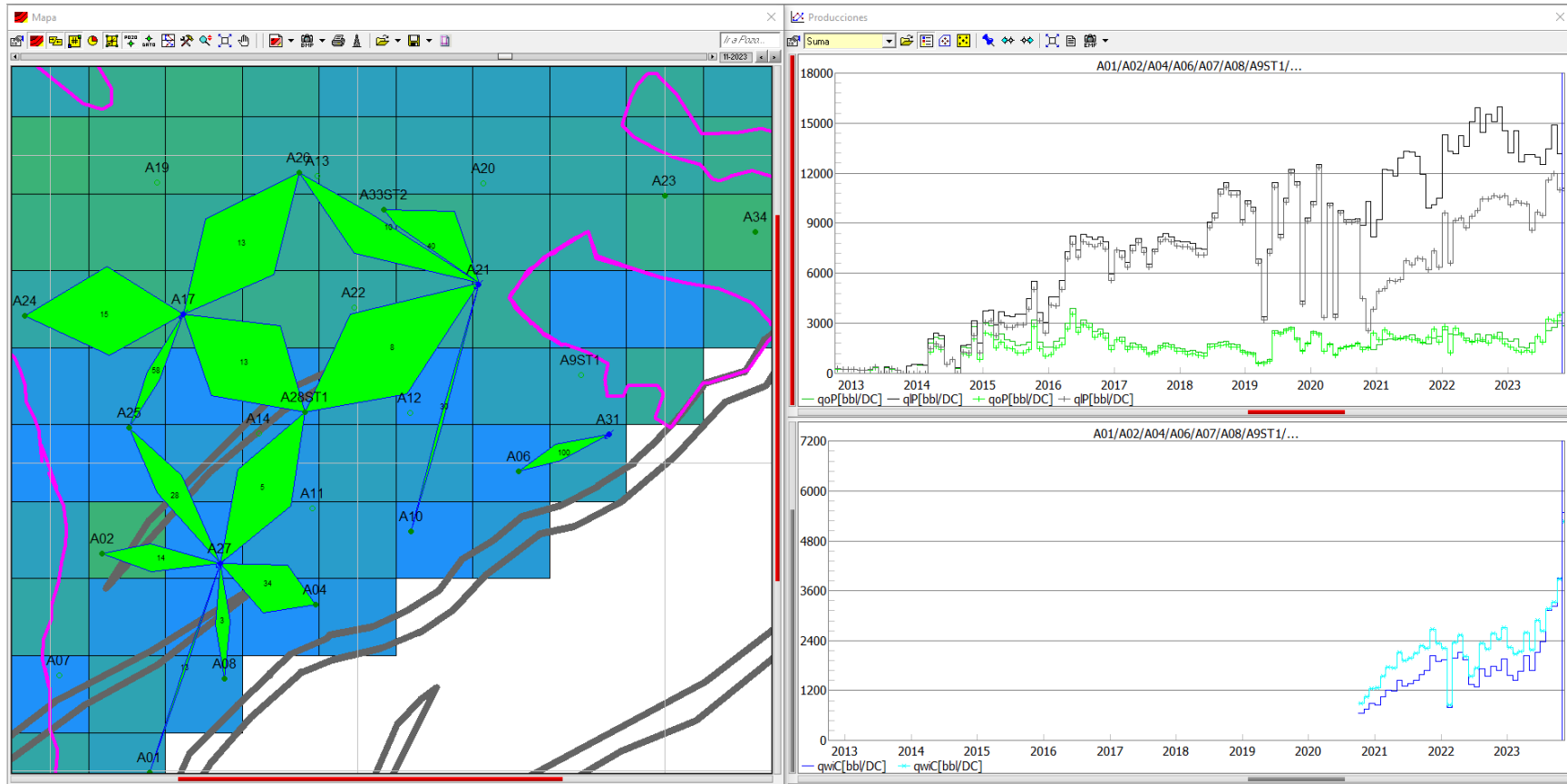
Ajuste Curva de Declinación Pozo A07. Tendencia WOR Vs Np.



Finalmente, en la **Figura 22**, se presenta el ajuste final que se tomara como Caso Base o Estrategia Base para la generación de las estrategias de desarrollo. Se observa una desviación respecto a la inyección real, que corresponde al ajuste de los coeficientes de los pozos del norte del yacimiento tales como A24, A19, A13, A26, A20 y A33ST2 simulando los fluidos producidos desde el norte del yacimiento con un valor de RMSE de agua inyectada de 11%, dado que esta zona corresponde a otro bloque del cual no se cuenta con información de pozos. El valor de RMSE de petróleo corresponde a 10% y el RMSE de agua producida corresponde a 25%, el cual no se usa como referencia del ajuste dada las condiciones de producción de los pozos que están cerca a la falla. El volumen recuperable para este escenario corresponde a 2.5 MBO, un total de reservas probadas al límite económico de 2.4 MBO y un factor de recobro de 19.6%.

Figura 22

Ajuste Histórico Caso Base.



Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior.

Conforme a la distribución de producción por capa realizada en el software se identificaron los valores de factor de recobro para cada una de las capas identificadas, con lo cual se identificó que la arena Guadalupe inferior B tiene oportunidad de incremento del factor de recobro, como se mencionó anteriormente mediante la realización de pruebas selectivas en las arenas Guadalupe Inferior A y B en los pozos A11, A10, A6 y A2. Estos escenarios no fueron considerados para el planteamiento de las estrategias de desarrollo dado que hacen parte del grupo de pozos que no presentan ajuste en la producción de agua.

Se debe agregar que se realizó la estimación de la eficiencia volumétrica (E_v), con los resultados obtenidos se observa que la eficiencia vertical (E_i) es bastante favorable en comparación a la eficiencia areal (E_a), la cual está en un rango entre 0.23 y 0.4, la cual tiene total coherencia con el factor de malla usado en el ajuste del modelo analítico. Para la zona Guadalupe inferior A se presenta estimación de la eficiencia vertical usando un coeficiente de variación (V) igual al de la arena Guadalupe Inferior B, dado que no se contaba con información suficiente para la estimación de dicho coeficiente y estas arenas presentan características geológicas similares. El método utilizado para la estimación de la eficiencia vertical corresponde al método de Dykstra-Parsons.

Tabla 9

Factor de recobro y eficiencia volumétrica por capa

Formación/Capa	POES (MSTB)	Producción Acumulada Actual (MSTB)	Ed	Factor de Recobro Actual (%)	E_a	V	E_i	E_v
Guadalupe Superior	29.53	4.76	0.56	16%	0.29	0.59	0.74	0.21
Guadalupe Inferior C	2.05	0.32	0.39	16%	0.40	0.87	0.98	0.39
Guadalupe Inferior B	12.62	1.41	0.48	11%	0.23	0.50	0.89	0.21

Guadalupe Inferior A	6.15	0.98	0.54	16%	0.30	0.50	0.81	0.24
----------------------	------	------	------	-----	------	------	------	------

6. Generación de las estrategias de desarrollo

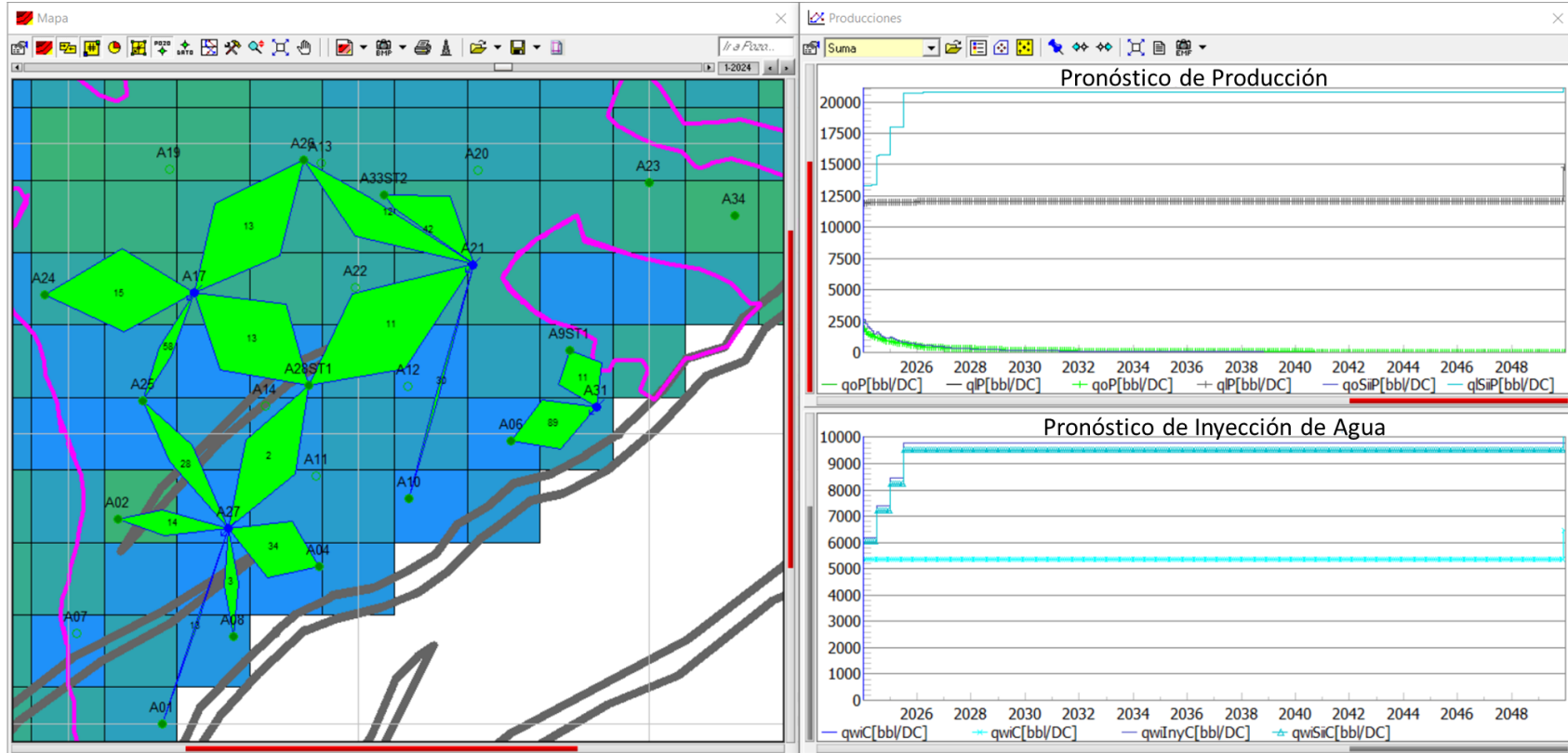
Durante el proceso de ajuste histórico del modelo se identificaron oportunidades de optimización del proceso de inyección de agua las cuales se describen a continuación:

6.1. Estrategia 1: Incremento de Tasas de Inyección

Para esta estrategia se propuso un plan de incremento de inyección en los pozos A17, A21, A27 y A31, escalonado a partir de diciembre de 2023 por un periodo de dos años, este escenario no requiere inversiones de capital adicionales, dado que la inyección del pozo A31 inicio en noviembre se espera observar respuesta de la inyección en los pozos A6 y A9 desde enero de 2024, los cuales se encontraban suspendidos. En **Figura 25** se presentan los resultados, en este escenario se tendría un volumen recuperable de 2.7 MBO.

Figura 25

Estrategia de desarrollo 1: Incremento de tasas de inyección.



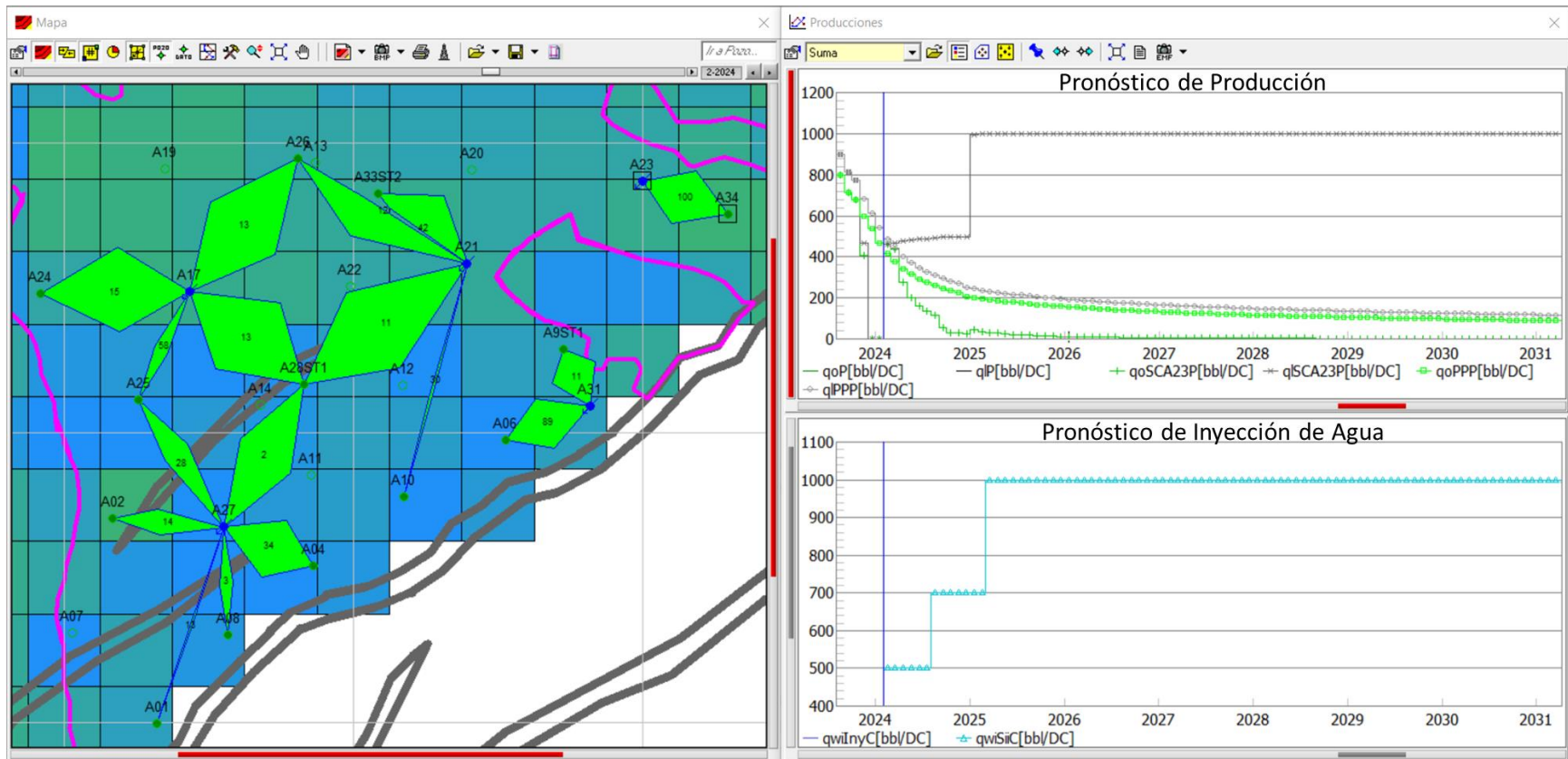
Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior

6.2. Estrategia 2: Conversión a Inyector de A-23

Los pozos A23 y A34 producen de la Arena Guadalupe Superior la cual se encuentra afectada por la discordancia, y la cual crea un compartimento para estos dos pozos que no les permite recibir soporte de inyección de los pozos inyectoros actuales, y se ha observado una fuerte declinación de fluidos desde el inicio de producción. Por tal razón se analizó el escenario de conversión del pozo A23 a inyector y mantener en producción al pozo A34 y maximizar la recuperación de petróleo de este compartimento. Sin embargo, al realizar el comparativo de producción entre la declinación actual y la producción luego de la conversión se observa un pico de producción de dos meses, pero posteriormente se tiene una declinación de petróleo más fuerte. Dado este resultado, se analizó otra opción en esta zona que es presentada en la Estrategia 3 y no se realizó análisis económico de la misma.

Figura 26

Estrategia de desarrollo 2: Conversión a Inyector de A23.



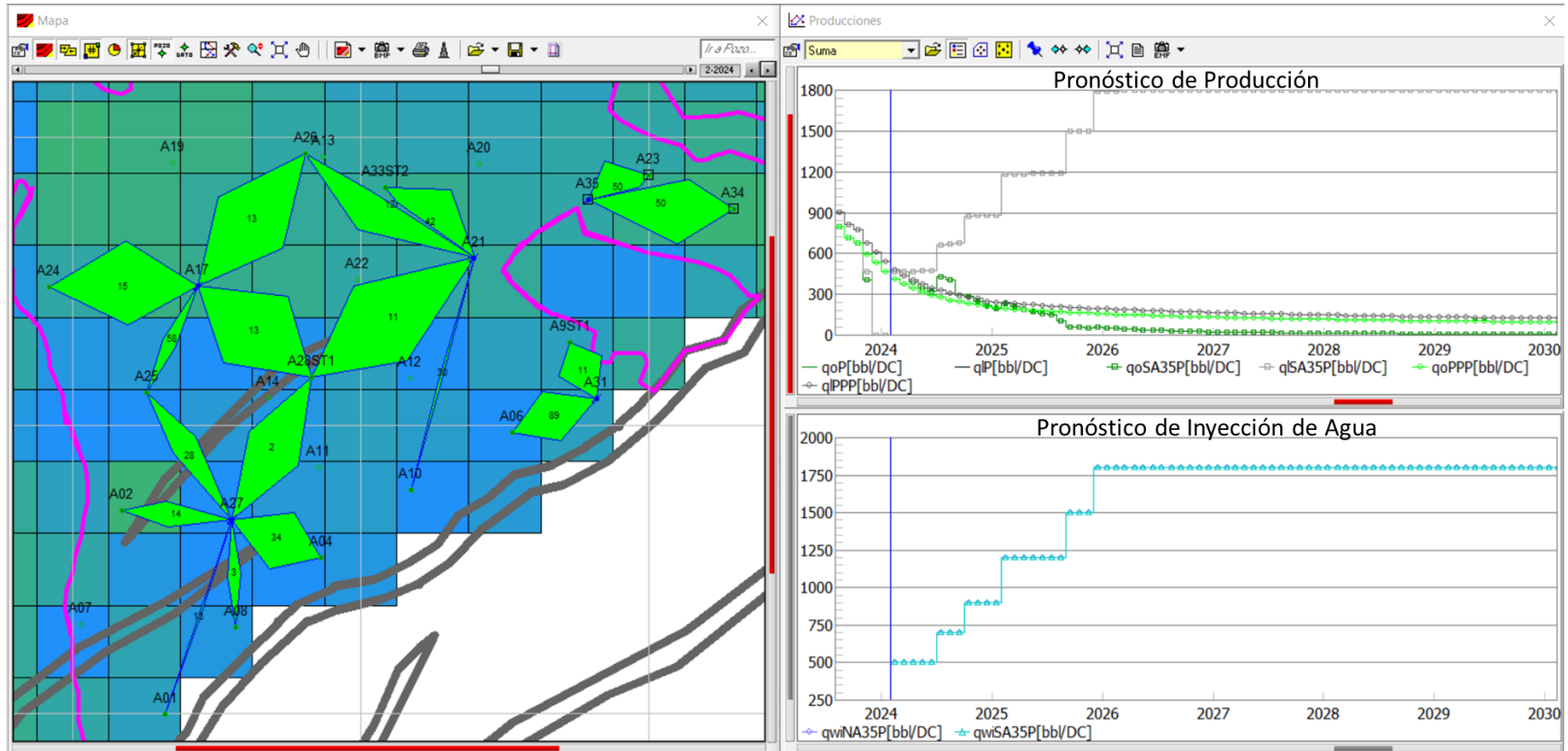
Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior. Producción de los pozos A23 y A34 escenario declinación (PPP) comparado con producción del pozo A34 después de la conversión del pozo A23 (SCA23P).

6.3. Estrategia 3: Perforacion Nuevo Pozo Inyector en la Zona de A23 y A34

Luego de los resultados observados en la Estrategia 2, se revisó el escenario de perforar un pozo inyector en la zona baja de la estructura en este compartimento (Pozo A35) con el fin de realizar un barrido hacia los pozos A23 y A34. Con este escenario se observa incremental de Petróleo por un tiempo más prolongado al inicio de la inyección en comparación con el escenario de declinación de los pozos del compartimento, en este escenario el volumen de petróleo recuperable del campo corresponde a 2.1 MBO, incluyendo el incremental del escenario de incremento de tasa de inyección que no requiere inversiones de capital. Se observa un menor volumen de reservas recuperables respecto a los Caso Base y Estrategia 1, se validará si el incremento de producción de petróleo al inicio de la inyección presenta VPN incremental positivo.

Figura 27

Estrategia de desarrollo 3: Perforacion Nuevo Pozo Inyector en la Zona de A23 y A34.



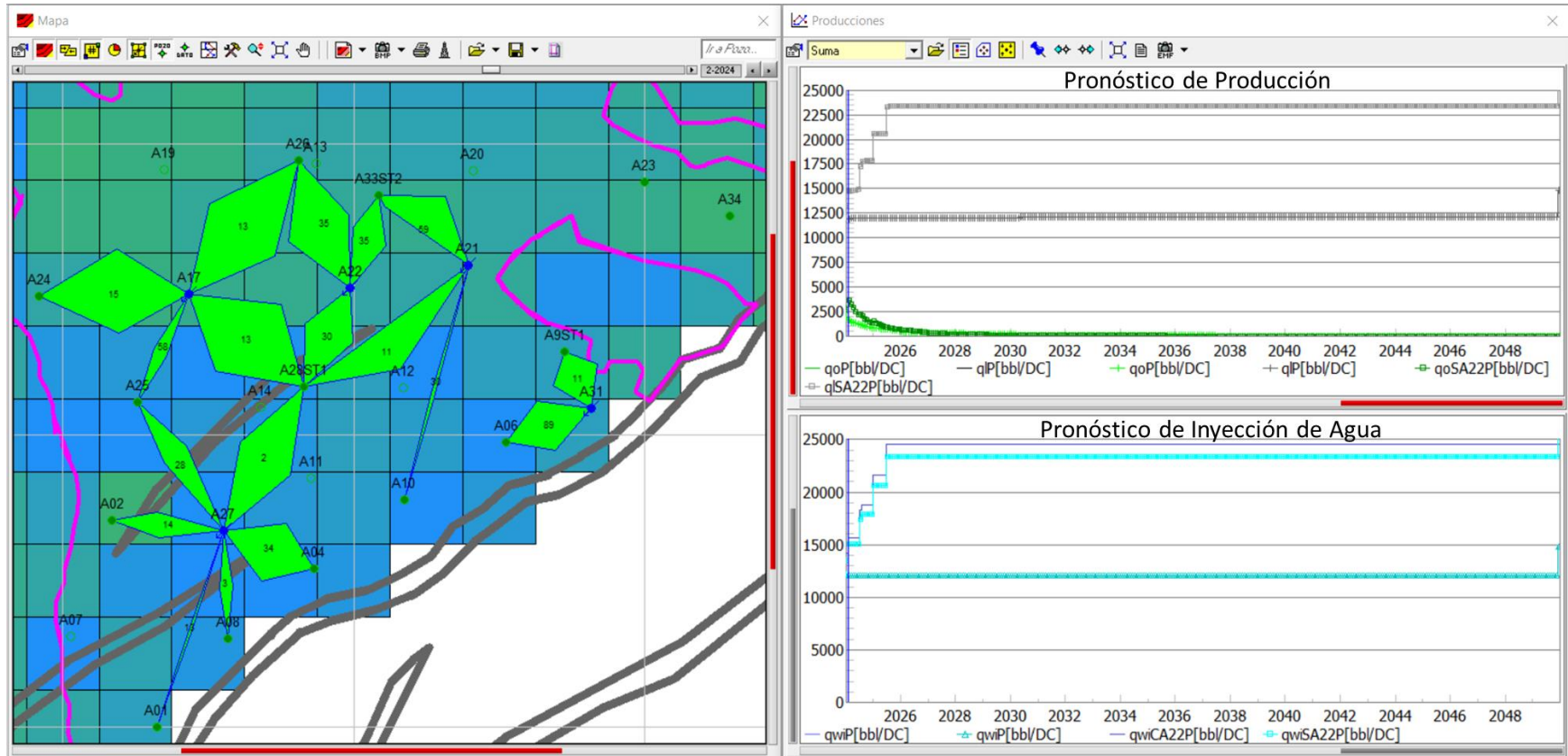
Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior. Producción de los pozos A23 y A34 escenario declinación (PPP) comparado con producción de ambos pozos después de la perforación del pozo A35 (SA35P)

6.4. Estrategia 4: Conversión a Inyección de A-22

El pozo A22 se encuentra actualmente suspendido por falla del Sistema de Bombeo electrosumergible, el pozo venía mostrando baja presión de fondo fluyente lo que evidencio bajo soporte de la inyección desde los pozos A21 y A17, por tal razón y con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido areal en esta zona del yacimiento se plantea la conversión a inyección en la Arena Guadalupe Superior y apertura de la Arena Guadalupe Inferior C, conectando hacia los pozos A26, A33ST2 y A28ST1 en la Arena superior y A28ST en la arena inferior. Con esta conversión se tiene un volumen de petróleo recuperable de 3 MBO incluyendo la Estrategia 1 de incremento de la inyección.

Figura 28

Estrategia de desarrollo 4: Conversión a Inyección de A-22.



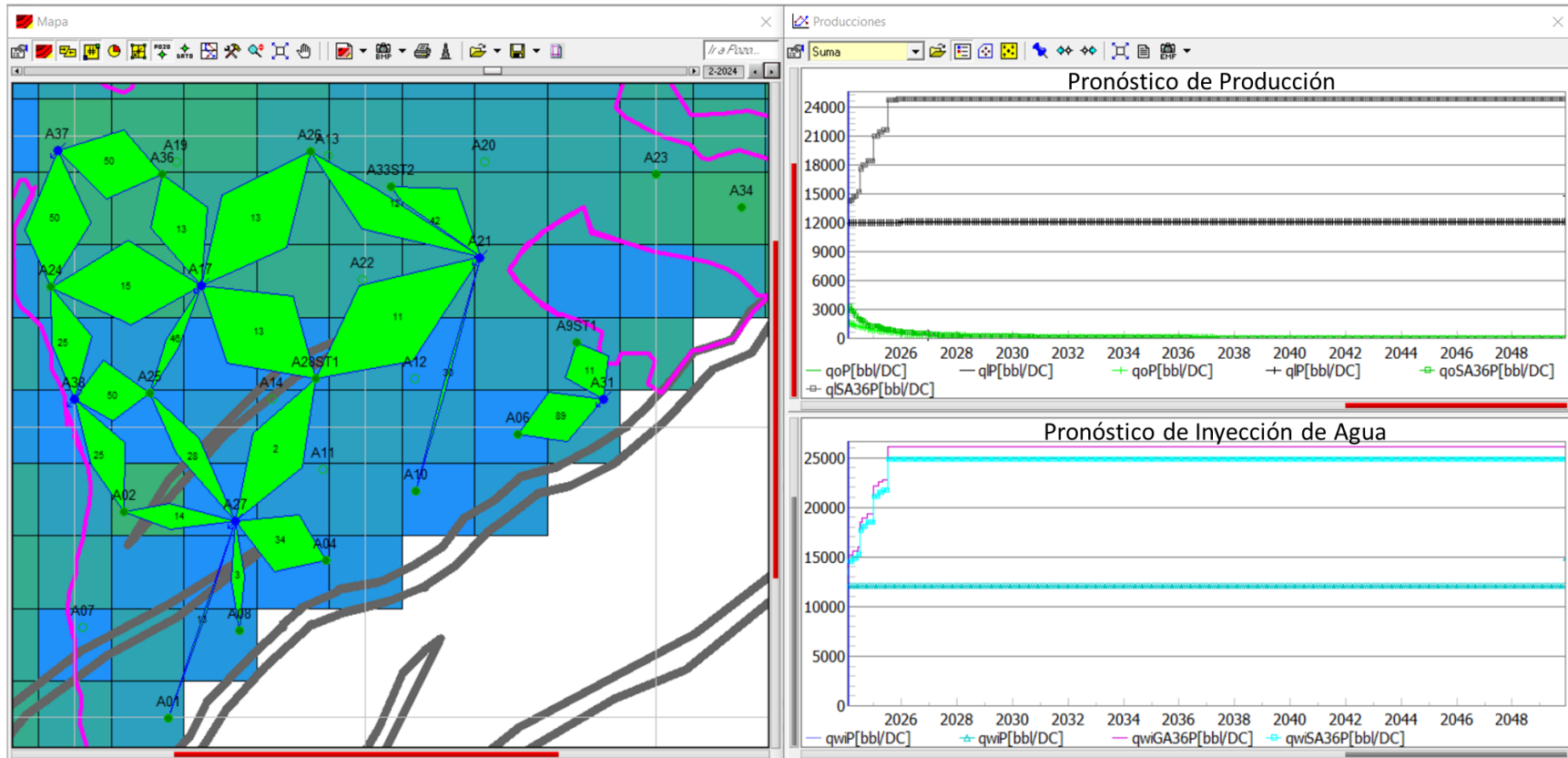
Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior.

6.5. Estrategia 5: Perforación Pozo Gemelo de A-19, Pozos Inyectores al Noroeste del campo.

El pozo A19 presenta falla de integridad por colapso del revestimiento desde mayo de 2023 con una producción de 10 BOPD, sin embargo, a esta fecha ya tenía un pescado en fondo por un colapso previo que no permitía profundizar el sistema electrosumergible actual y maximizar la producción de fluidos. Aunado a lo anterior se identificó que desde esta zona se encontraron zonas no barridas por la inyección de agua, y en función de este análisis se propone la perforación del pozo gemelo A36 a 200 ft del A19, y dos pozos inyectores, A37 y A38 para dar soporte en la Arena Guadalupe Superior a los pozos A36, A25, A24 y A2. Con este escenario se obtuvo un volumen de petróleo recuperable de 2.95 MBO incluyendo la Estrategia 1 de incremento de inyección.

Figura 29

Estrategia de desarrollo 5: Perforación Pozo Gemelo de A-19, Pozos Inyectores al Noroeste del campo (A37 y A38).



Nota. Mapa de Saturación de la Arena Guadalupe Superior.

7. Evaluación de viabilidad técnico-económica de las estrategias de desarrollo

Con el propósito de definir cuáles de las estrategias de desarrollo pueden ser ejecutadas se realizó una evaluación financiera para las estrategias que mostraron incremento de producción en comparación con el Caso Base y la Estrategia 1 que no consideran inversiones de capital. Los parámetros para la evaluación financiera se presentan a continuación:

Tabla 10

Parámetros económicos para la evaluación financiera

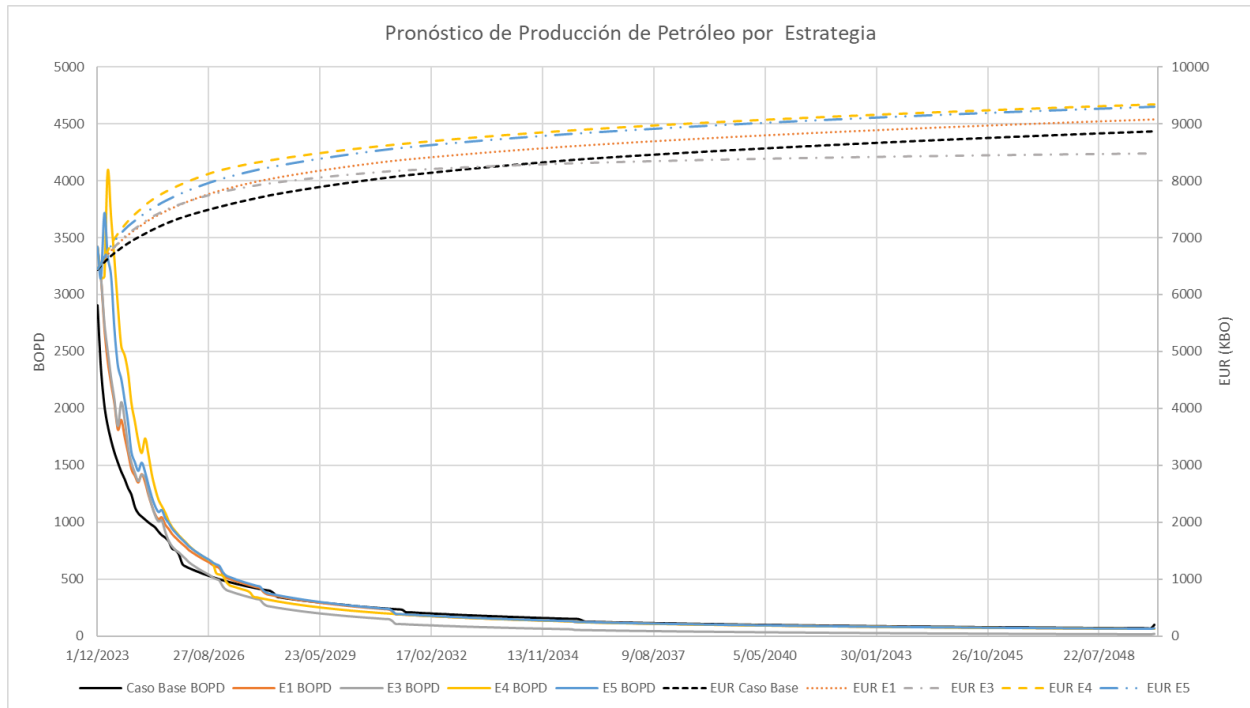
Parámetro	Valor	Comentario
Precio de referencia (Petróleo Brent)	81.5 USD/BI	Promedio desde febrero de 2023 hasta febrero de 2024
Ajuste del precio del petróleo por calidad del crudo	1.7 USD/BI	Información proporcionada por la empresa
Costos de transporte	12.3 USD/BI	Información proporcionada por la empresa
Costo de levantamiento	9 USD/BI	Incluye costos de generación por producción y tratamiento de crudo
Costo por tratamiento y disposición de agua	0.3 USD/BI	
Factor de Regalías	6%	
Tasa de impuestos	33%	
Tasa de descuento (TIO)	10%	
Máxima capacidad facilidades de tratamiento e inyección de agua	25.000 BWPD	
Utilidad Neta por barril	37.4 USD/BI	

7.1. Pronóstico de producción por estrategia

En la Figura 30 se presentan los pronósticos generados para el Caso Base, Estrategia 1, 3, 4 y 5.

Figura 30

Pronóstico de Producción de Petróleo por Estrategia.



7.2. Estimación de costos de Capital por estrategia

De las estrategias 3 a la 5 se requieren inversiones de capital, a continuación, se presenta la descripción de cada uno de los costos estimados y en la **Tabla 11** se presentan el resumen de las inversiones de capital requeridas para cada estrategia:

7.2.1. Descripción de costos Estrategia 3:

La estimación de costos de perforación y completamiento del pozo inyector se realizó con base en los costos de los pozos perforados y completados durante el año 2023, este incluye limpieza del pozo, corrida del registro de cementación, cañoneo de los intervalos de interés y corrida de la sarta de inyección. En relación con el costo de la línea de inyección esta estimación corresponde a una línea de 3.5 kilómetros con un diámetro de 6 pulgadas.

7.2.2. Descripción de costos Estrategia 4:

Los costos estimados para la conversión a inyector del pozo A22 incluyen sacar el sistema de bombeo electrosumergible, adición de un intervalo de la Arena Guadalupe inferior C y la corrida de la sarta de inyección con dos camisas a fin de tener flexibilidad en la inyección de agua, tanto para la Arena Guadalupe Superior como para la Inferior C permitiendo abrir o cerrar inyección sin requerirse una nueva intervención.

7.2.3. Descripción de costos Estrategia 5:

La estimación de costos de perforación y completamiento de los pozos productores e inyectores se realizó con base en los costos de los pozos perforados y completados durante el año 2023. Para los pozos inyectores incluye limpieza del pozo, corrida del registro de cementación, cañoneo de los intervalos de interés y corrida de la sarta de inyección, para el caso de los pozos productores en vez de la corrida de la sarta de inyección se incluye la corrida del sistema de bombeo electrosumergible.

Tabla 11

Inversiones de Capital para cada una de las estrategias de desarrollo

Estrategia	Actividad	Inversión (\$USD)
3	Perforación y Completamiento Pozo A35	\$ 4,000,000
3	Construcción Línea de Inyección	\$ 2,400,000
4	Conversión a Inyector A22	\$ 1,200,000
5	Perforación y Completamiento Pozo A36	\$ 4,500,000
5	Perforación y Completamiento Pozo A37	\$ 4,000,000

5	Perforación y Completamiento Pozo A38	\$	4,000,000
---	---------------------------------------	----	-----------

7.3. Corridas de flujo de caja y estimación de parámetros financieros

Con la información anterior, se realizaron las corridas económicas de cada uno de los escenarios estimando el límite económico, el factor de recobro último, las reservas recuperables, valor presente neto (VPN), valor presente neto incremental respecto (VPN incremental) al Caso Base, la tasa interna de retorno (TIR), relación costo beneficio (B/C) y el tiempo de retorno de la inversión (TR). En la **Tabla 12** se presentan los resultados de cada una de las corridas:

Tabla 12.

Resultados análisis financiero para cada una de las estrategias de desarrollo evaluadas

Estrategia	Volumen Recuperable MBO	Reservas Recuperables MBO	Factor de Recobro Ultimo Esperado %	Limite Económico	Inversión (\$KUSD)	VPN (\$ KUSD)	VPN Incremental (\$KUSD)	TIR	B/C	TR (Meses)
Caso Base	2.52	2.40	19.6%	dic 2049	\$ -	\$ 70,982	-	-	-	-
1	2.72	2.54	19.9%	abr 2043	\$ -	\$ 69,339	-\$ 1,643	-	-	-
3	2.13	1.87	18.6%	oct 2032	\$ 6,400	\$ 64,262	-\$ 6,721	-3%	0.97	13.08
4	2.99	2.50	19.8%	ago 2040	\$ 1,200	\$ 78,703	\$ 7,721	80%	4.07	1.82
5	2.95	2.28	19.4%	abr 2032	\$ 12,500	\$ 78,184	\$ 7,201	6%	0.47	7.21

Nota:

KUSD: Miles de dólares

MBO: Millones de barriles de petróleo

Conforme a estos resultados obtenidos, se observa que la estrategia de desarrollo con mejor relación del VPN incremental respecto al caso base, factor de recobro, TIR, B/C y TR es la Estrategia de Desarrollo 4, que corresponde a realizar el WO del pozo A22. Es de anotar que este

trabajo de conversión se encuentra en proceso de ejecución. Por otro lado, la Estrategia de Desarrollo 5, que corresponde a la perforación de tres nuevos pozos no presenta mejor factor de recobro al caso base, sin embargo, es una estrategia de aceleración de reservas que presenta un buen VPN se puede ser considerada de acuerdo con las metas de producción de la compañía.

Se observa variación del límite económico de cada uno de los escenarios respecto al caso base principalmente por el incremento de los volúmenes de producción de agua, y los costos de tratamiento e inyección de esta.

8. Conclusiones

El diagnóstico del proceso de la inyección de agua en la condición actual del yacimiento demostró ser una estrategia adecuada para establecer un panorama de inicio, en el cual fue posible comprender la geología del yacimiento, permitiendo así establecer las arenas y/o capas que posteriormente integraron el modelo, se estimó el factor de recobro actual el cual permitió identificar capas con oportunidad de incremento del mismo y el análisis de la información de trazadores con el cual se determinó la conectividad entre pozos y transmisibilidad a través de las fallas.

La metodología de implementación de los elementos de flujo que configuran las mallas de inyección demostró ser útil para representar el flujo de inyector hacia productor, siendo así una forma de modelar como las heterogeneidades del yacimiento afectan las eficiencias de barrido areal, y por consiguiente determinar zonas no barridas, con lo cual fue posible iniciar con la estructuración de las estrategias de desarrollo, identificando pozos inyectores con oportunidad de incremento de inyección, pozos productores candidatos a conversión a inyectores y/o zonas

disponibles para perforación de nuevos pozos, resultando en posibles ajustes de los patrones de inyección para incrementar el factor de recobro.

Se identificaron como variables críticas para el ajuste del modelo analítico del campo estudiado, la saturación de agua crítica y las curvas de permeabilidad relativa con la aplicación del método (Siempre ocurre cuando se usa ASIA) de CGM (Craig – Geffen – Morse), tanto para la producción inicial de petróleo al inicio de la inyección como para la tendencia de producción futura, siendo necesario ajustar las curvas finales para cada una de las capas dentro del rango de curvas existente.

La modificación de los coeficientes de distribución permitió identificar el influjo de agua desde otra zona del yacimiento, dado que los pozos que presentan mayor producción de agua no pudieron ser representados con la inyección de agua, debido a que se requeriría incrementar considerablemente el volumen de agua inyectada para poder balancear el volumen de agua producida. Considerando que estos pozos (A11, A10, A6 y A14) se encuentran ubicados en la parte alta de la estructura del yacimiento y tienen en común que tienen abiertas a producción las Arenas inferiores A y B, se infirió que existe flujo a través de la falla, y por tanto se recomienda realizar pruebas selectivas en estas arenas, con el propósito de verificar zonas de alta saturación de agua, aislarlas y mejorar la eficiencia de barrido en otras arenas del yacimiento. En relación al seguimiento de presión estática de estos pozos, se cuenta con dos datos de presión estática medida en los pozos A-6 y A-14 después del inicio de la inyección, pasando de 1917 Psi en 2021 a 1932 Psi en 2023, lo que indica que se mantiene la presión del yacimiento en estas arenas.

Una vez analizadas 4 de las 5 estrategias, se descartó la estrategia 2 porque representaba disminución de producción; desde el punto de vista técnico-económico fue seleccionada la estrategia de desarrollo 4, que corresponde a la conversión a inyección del pozo A22, demostrando

ser la más atractiva desde el punto de vista económico considerando una TIR de 80%, un tiempo de retorno de la inversión de 1.8 meses y un VPN incremental de 7.7 MUSD.

9. Recomendaciones

Implementar la Estrategia de desarrollo 4 que corresponde al incremento de la inyección y conversión del pozo A22 a inyector y apertura de la Arena inferior C permitiendo así barrer zonas no afectadas con la inyección actualmente. Es de anotar que esta estrategia⁴ ya se encuentra en proceso de ejecución.

Representar un modelo numérico incluyendo dentro del mismo, transmisibilidad de la falla principal, soportado en los resultados del modelo analítico y la aplicación de la estrategia 4 que permitirá reducir la incertidumbre del modelo.

Validar la opción de perforar un pozo *sidetrack* en vez de un pozo gemelo del pozo A19 y estrategias de reducción de costos de perforación y completamiento de los pozos inyectores con el fin de reducir los costos de inversión y mejorar los parámetros financieros de la evaluación técnico-económica de la estrategia 5 que permitan viabilizarla.

Evaluar en laboratorio y mediante simulación numérica la factibilidad técnico-económica de inyección de formulaciones poliméricas como poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas sulfonadas (HPAM), dado el reto de mantener estabilidad térmica a los 115 °C (240 °F) correspondientes a la temperatura de yacimiento en el campo de estudio.

Referencias Bibliográficas

- Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal, 16 - Waterflooding and waterflood surveillance, Editor(s): Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal, Reservoir Engineering, Gulf Professional Publishing, 2016, Pages 289-312, ISBN 9780128002193 & Edgar Ricardo Pérez Carrillo. (2011).
- Alvarado Holguín, A. F. y Baquero Basto, J. M. (2019) *Evaluación del piloto de inyección de agua implementado en un campo de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales para el diseño de estrategias de optimización del proceso (Trabajo de grado)*. Fundación Universidad de América. Retrieved from <http://hdl.handle.net/20.500.11839/7645>
- Alvarez, J. M., and R. P. Sawatzky. "Waterflooding: Same Old, Same Old?." Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2013.
- Arango, S.; Polanía, M.; Giosa, E.; Carrero, E.; Lozano, A. & Vega, R. (2021). *Exitosa aplicación de un proyecto de inyección de agua en un campo de crudo pesado con pozos altamente desviados, relación de movilidad desfavorable y patronamiento irregular en Colombia*. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 19(1), 85-96. <https://doi.org/10.18273/revfue.v19n1-2021008>
- Araujo, Y. C. y Araujo M. (2018) Polymers for application in high temperature and high salinity reservoirs – critical review of properties and aspects to consider for laboratory screening. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 16(2), 55-71
- Driscoll, V. J. "Recovery optimization through infill drilling – concepts analysis, and field results" paper SPE 4977 presented at the 1974 AIME Annual Fall Meeting, Houston, Oct 6-9.
- Dykstra, H. Parsons, R.L. The prediction of oil recovery by water flood. Secondary Recovery of Oil in the United States. API, New York city .1950

Fu, J., & Libby, L. (2019, March 29). An Interactive Workflow and Data Analytics for Model-Based Production Optimization: A Waterflooding Example. Society of Petroleum Engineers.

Gómez Hernández, Adriana & Pérez Carrillo, Edgar Ricardo. (2011). Comparación De Métodos Analíticos Predictivos Del Comportamiento De Producción en Procesos De Recuperación Secundaria en Un Sector Modelo Aplicación Campo Colombiano. Revista Fuentes El Reventón Energético, 9(2), 5–12

H.R., (Hal) Warner Jr.. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Second Edition, SPE, 2015. ProQuest Ebook Central, <https://ebookcentral.proquest.com/lib/bibliouis-ebooks/detail.action?docID=5139928>.

Imuokhuede, Peter Ibiezugbe, Ohenhen, Ikponmwosa , and Olalekan Adisa Olafuyi. "Screening Criteria for Waterflood Projects in Matured Reservoirs: Case Study of a Niger Delta Reservoir." Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual, August 2020. doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/203701-MS>

INTERFACES S.A. Simulador de Recuperación Secundaria. [En línea]. (Recuperado en 15 de enero de 2024). Disponible en: [SIMULADOR_DE_RECUPERACION_SECUNDARIA.pdf \(interfaces.com.ar\)](#)

INTERFACES. Sahara 3.2. [Software licenciado por la Empresa]. Base de Datos. Bogotá D.C. 2024.

INVESTING. Futuros Petróleo Brent. 04 de febrero de 2024. Recuperado de: Brent Oil Futures Historical Prices - Investing.com

- J. Naseryan Moghadam, K. Salahshoor & A. M. Kamp (2011) Evaluation of Waterflooding Performance in Heavy Oil Reservoirs Applying Capacitance-Resistive Model, *Petroleum Science and Technology*, 29:17, 1811-1824, DOI: 10.1080/10916461003645435
- Miller, K.A.. "Improving the State of the Art of Western Canadian Heavy Oil Waterflood Technology." *J Can Pet Technol* 45 (2006): No Pagination Specified
- Naseryan Moghadam J, & K. Salahshoor & A. M. Kamp (2011) Evaluation of Waterflooding Performance in Heavy Oil Reservoirs Applying Capacitance-Resistive Model, *Petroleum Science and Technology*, 29:17, 1811-1824
- Paris de Ferrer, Madgalena. (2001) *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Vol: Segunda edición. Ediciones Astro Data S.A.
- Riveros Roa, P. A., Cárdenas Bejarano, A. F. ., & Gómez Alba, S. (2022). Eficiencia areal de barrido durante un recobro secundario mediante simulación numérica. *Questionar: Investigación Específica*, 1(1), 1–25. <https://doi.org/10.29097/23461098.335>
- Satter, Abdush. Thakur, Ganesh.. *Integrated waterflood asset management*. Tulsa, Oklahoma 1998
- Schlumberger. *Oil Field Manager 2018*. [Software licenciado por la Empresa]. Base de Datos. Bogotá D.C. 2021.
- Solórzano, Pedro, Ahmedt, Diana, Jaimes, Claudia, Henao, William, Vega, Sandra, Guerrero, Cindy, Meza, Eliana, León, Juan, and Danuil Dueñas. "Selectivizing a Singled Bed Reservoir, A Successfully Application to Increase the Vertical Displacement Efficiency in a Heavy Oil Waterflooding Project." Paper presented at the SPE Trinidad and Tobago

Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2018.

doi: <https://doi.org/10.2118/191170-MS>

Tarek Ahmed. (2010). *Reservoir Engineering Handbook: Vol. 4th ed.* Gulf Professional Publishing.

Vidal, R. L., & Alvarado, R. (2014, September 24). Key Issues in Heavy Oil Waterflooding Projects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171119-MS