

ARTÍCULOS

Simulación numérica probabilística de campos sometidos a procesos de inyección de agua en Ecuador

Probabilistic numerical simulation of fields subjected to water injection processes in Ecuador.



¹ Henry Omar Iza-Iza, ² Joshua Alejandro Mendoza-Egas, ³ Amparo Carolina Almeida-Ponce,
⁴ Luis Ricardo Herrera-Silva, ⁵ Carlos Espinosa-León y ⁶ Rubén Hernán Castro-García



hoiza@outlook.com

¹ Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Quito, Pichincha, Ecuador.



jamendoza9395@hotmail.com

² Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Quito, Pichincha, Ecuador.



acalmeidap@uce.edu.ec

³ Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Quito, Pichincha, Ecuador.



lrherrerass@uce.edu.ec

⁴ Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Quito, Pichincha, Ecuador.



carlos.espinosa@meridianeco.com

⁵ Meridian Consulting. Bogotá D.C., Colombia.



rhcastroga@unal.edu.co

⁶ Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Medellín, Colombia.

FIGEMPA: Investigación y Desarrollo

Universidad Central del Ecuador, Ecuador

ISSN-e: 2602-8484

Periodicidad: Semestral

Modalidad: Continua

vol. 22, núm. 2, 2026

revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 2 octubre 2025

Aprobación: 1 junio 2026

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v22i2.8799>

Autor de correspondencia:

hoiza@outlook.com

RESUMEN

El estudio es un análisis descriptivo – experimental que evalúa los procesos de inyección de agua implementados en los campos de Ecuador, ejecutados con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y/o generar el barrido de bancos de petróleo. En el estudio se realizó una evaluación de los procesos de inyección de agua considerando las propiedades estáticas y dinámicas de los yacimientos sometidos al proceso secundario, que permitió la construcción de un análisis estadístico, donde se determinó que existen 53 proyectos implementados en 39 diferentes campos, evaluados en 13 yacimientos del Ecuador. En este trabajo se construyeron cuatro modelos conceptuales de simulación numérica basados en procesos de inyección de agua para los yacimientos: Basal Tena, M1, U inferior y T inferior, que representan el 75,47% de todos los proyectos ejecutados en el país, con el fin de generar un análisis de sensibilidad que permitió evaluar el incremento del factor de recobro mediante simulación. Los resultados de simulación numérica probabilística permitieron identificar que la interacción entre valores bajos de caudal de inyección y viscosidad produce un mayor incremento del factor de recobro en los procesos de inyección de agua, donde los yacimientos M1 y T inferior generan el factor de recobro incremental más alto con un valor de 25,4% y 25,5% respectivamente. La evaluación económica realizada a partir de indicadores financieros como precio de venta, costo de barril producido y costo de barril incremental permitió determinar que los parámetros que generan un mayor impacto en el valor presente neto (VPN) son la viscosidad del crudo y el caudal de inyección.

Palabras claves: recobro secundario; inyección de agua; simulación numérica; cuenca Guayas Progreso; cuenca Oriente

ABSTRACT

The study is a descriptive-experimental analysis that evaluates studies the waterflooding processes implemented in the fields of Ecuador, executed to maintain the reservoir pressure and/or generate the sweeping of oil banks. In the study, an evaluation of the secondary processes was implemented with the static and dynamic properties of the reservoirs, which allowed the construction of a statistical analysis, where it was determined that there are 53 projects implemented in 39 different fields, evaluated in 13 reservoirs of Ecuador. In this work, four conceptual numerical simulation models were built based on Waterflooding processes for the reservoirs: Basal Tena, M1, U inferior, and T inferior, which represent 75.47% of all the projects executed in the country, to generate a sensitivity analysis that allowed evaluating the increase in the recovery factor through simulation. Probabilistic numerical simulation results identify that the interaction between low injection flow rates and viscosity produces a greater increase in the recovery factor in water injection processes, where the M1 and lower T reservoirs generate the highest incremental oil recovery factor with a value of 25.4% and 25.5% respectively. The economic evaluation was based on financial indicators such as sales price, cost per barrel produced, and cost per incremental barrel. The parameters that generate the greatest impact on the net present value (NPV) are viscosity and injection flow.

Keywords: secondary recovery; waterflooding; numerical simulation; Guayas-Progreso basin; Oriente basin



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional

(CC BY 4.0)

Cómo citar:

Iza-Iza, H. O., Mendoza-Egas, J. A., Almeida-Ponce, A. C., Herrera-Silva, L. R., Espinosa-León, C. y Castro-García, R. H. (2026). Simulación numérica probabilística de campos sometidos a procesos de inyección de agua en Ecuador. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 22(2), e8799. <https://doi.org/10.29166/revfig.v22i2.8799>

INTRODUCCIÓN

En Ecuador existen dos cuencas sedimentarias que producen hidrocarburos: la cuenca Guayas-Progreso y la cuenca Oriente. En total, hay 7.497 pozos perforados en ambas regiones, llegando a una producción acumulada de petróleo de 7.139 MMBP (15,4% de factor de recobro) (Almeida *et al.*, 2024). Los principales yacimientos de la región Costa son: Socorro, Atlanta y Santa Elena, mientras que, para la cuenca Oriente los principales yacimientos son: Basal Tena, M1, M2, Hollín, Napo U y Napo T (EP Petroecuador, 2023).

La recuperación secundaria mediante procesos de inyección de agua tiene sus inicios en la cuenca Progreso en el año 1966 según el informe de Petroleum Consultants, ejecutado en la formación Socorro del campo Emporio con un patrón de inyección de 5 puntos compuesto por cuatro pozos inyectoros y un productor (Ministerio de Energía y Minas, 1970). La inyección de agua fue incrementando gradualmente de 50 a 150 BAIPD, (Bond, 1970) y no se evidenció un incremento en la producción, por efecto de la presencia de canalizaciones de agua debido a la existencia de fallas y fracturas (James Lewis Engineering, 1966).

Para julio de 1966 en la formación Atlanta del campo Tigre se implementó un proyecto de inyección de agua con un patrón de 8 pozos, 1 pozo inyector y 7 productores (Ministerio de Energía y Minas, 1968). Se generó un incremento de 3 BPPD a 20 BPPD los primeros dos meses, sin embargo, debido a su rápida declinación en la producción incremental se decidió dar por finalizado en 1968 (Ministerio de Energía y Minas, 1968).

Posteriormente, en enero de 1967 se ejecutó otro proyecto de inyección de agua en la formación Atlanta del campo Ancón donde hubo un arreglo de 7 puntos invertidos, que constó de 1 pozo inyector y 6 pozos productores, con un caudal de inyección de 76 BAIPD, terminado en abril de 1967 (Powell, 1966b). En el mismo año se inicia el proyecto La Fuente donde se tenía 1 pozo inyector y 1 pozo productor, con un caudal de 133 BAIPD, finalizado debido a que no existía comunicación entre los pozos (Bond, 1967).

El proyecto secundario ejecutado en la formación Atlanta del campo Cacique inició en agosto de 1968, durante 7 meses no hubo declinación en la producción (se había inyectado un total de 286.157 Bls de agua), pero a su vez no se logró obtener incremento del factor de recobro, finalizando en 1969 (Ministerio de Energía y Minas, 1968). Finalmente, en 1969 se implementó un nuevo proyecto en el campo Ancón Formación Santo Tomás con 3 pozos inyectoros con un caudal de 1.000 BAIPD por pozo aproximadamente; la irrupción del agua fue muy temprana y no se obtuvo incremento en la producción (Garies y Johnson, 1969).

Al analizar los proyectos de inyección de agua implementados en la costa ecuatoriana se logró identificar que ninguno de ellos tuvo un efecto positivo en producción incremental, razón por la cual todos fueron finalizados, debido principalmente a la heterogeneidad que estos yacimientos presentan y la mínima producción incremental de los proyectos en los tres campos relacionados anteriormente (Powell, 1966a). Por lo tanto, en este estudio se realiza un enfoque específico en los proyectos implementados en la cuenca Oriente.

Los procesos de inyección de agua en la cuenca Oriente tuvieron su inicio en el campo Sacha en el año 1986, iniciando la primera etapa de recuperación secundaria. La empresa CEPE-TEXACO fue la encargada de inyectar agua dulce a las formaciones productoras de petróleo. En el año 1992 se procedió a inyectar agua de río con agua de formación como parte de la segunda fase del proyecto. El proyecto evitó la declinación de la presión del yacimiento, pero no fue factible poder incrementar la producción de petróleo (Vargas, 1982). Esto se presentó debido a que el agua inyectada carecía del tratamiento adecuado para lograr la calidad necesaria en el proceso de inyección. Sin embargo, los proyectos mencionados anteriormente sentaron las bases para futuros proyectos de secundaria ejecutados en el país (Gallegos, 1996).

En el trabajo se determinó que existen 53 proyectos de inyección de agua implementados en 39 campos y 13 yacimientos diferentes. Se construyeron cuatro modelos conceptuales de simulación numérica para los yacimientos: Basal Tena, M1, U inferior y T inferior y se generó un análisis de sensibilidad que permitió evaluar el incremento del factor de recobro mediante simulación numérica probabilística.

MATERIALES Y MÉTODOS

Se realizó una revisión de los procesos de inyección de agua ejecutados en Ecuador, un desarrollo descriptivo del incremento del factor de recobro de los diferentes procesos de recobro secundario y un desarrollo experimental mediante simulación numérica de yacimientos para la generación de escenarios de predicción del comportamiento del factor de recobro en procesos de inyección de agua, además de una evaluación económica en los diferentes escenarios de simulación.

Análisis estadístico. En esta etapa se realizó un análisis estadístico de las diferentes propiedades de los campos y yacimientos sometidos a inyección de agua en Ecuador. En la Figura 1 se presenta la columna estratigráfica de la cuenca Oriente, con el objetivo de señalar la ubicación de los yacimientos U inferior, Basal Tena, M1 y T inferior, los cuales representan el 75,47% de los proyectos ejecutados (Iza y Mendoza, 2024).

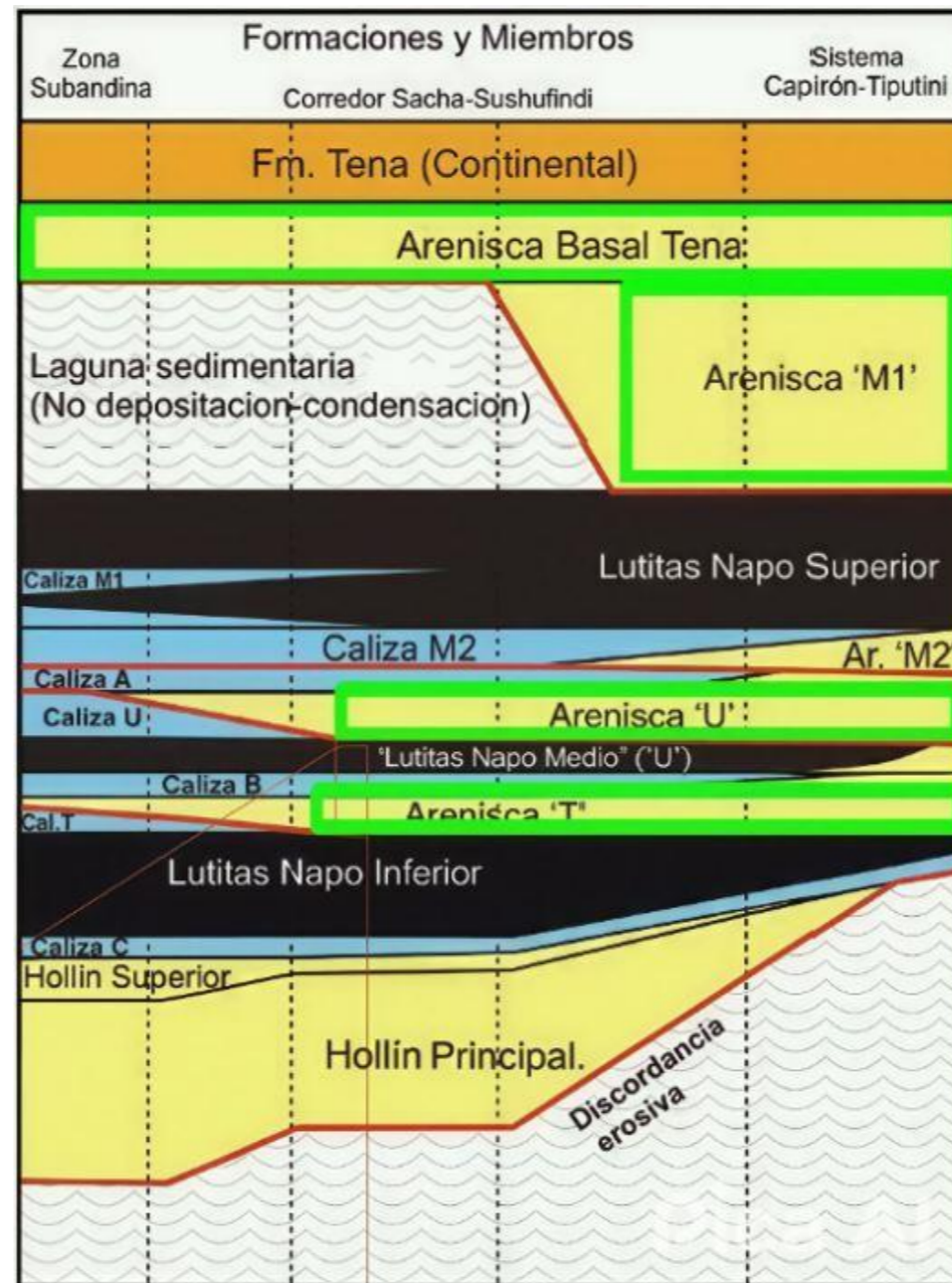


FIGURA 1

Ubicación de los yacimientos en la columna estratigráfica
Baby, Rivadeneira y Barragán (2014)

Simulación numérica probabilística. Se generaron modelos numéricos conceptuales para los yacimientos Basal Tena, M1, U inferior y T inferior, en los cuales se integraron las principales propiedades petrofísicas y operativas de los procesos ejecutados, partiendo de valores mínimos, máximos y promedios.

Los modelos se generaron representando un proceso de inyección de agua con un patrón de 5 puntos invertido, comprendido por 4 pozos productores y 1 pozo inyector, (Paris, 2001). En la Tabla 1 se presentan los parámetros establecidos para la construcción del grid del modelo de simulación.

TABLA 1
Parámetros de construcción del grid

| Parámetro | Magnitud | Valor |
|---------------------------------------|----------|--------------------------------|
| Longitud de celda | ft | 50 |
| Ancho de celda | ft | 50 |
| Grid | - | 40x40x(espesor del yacimiento) |
| Número de pozos | - | 5 |
| Temperatura de superficie (inyección) | °F | 60 |

El tiempo establecido para la simulación fue de 15 años, a partir del año 2018 con producción primaria hasta el año 2023 (caso base) y luego el pozo central es convertido en inyector para iniciar el proceso de inyección de agua durante 10 años hasta el año 2033 (escenarios de inyección).

En la Figura 2 se establecen las restricciones (constraints) que determinan las condiciones en las que estará operando cada uno de los pozos.

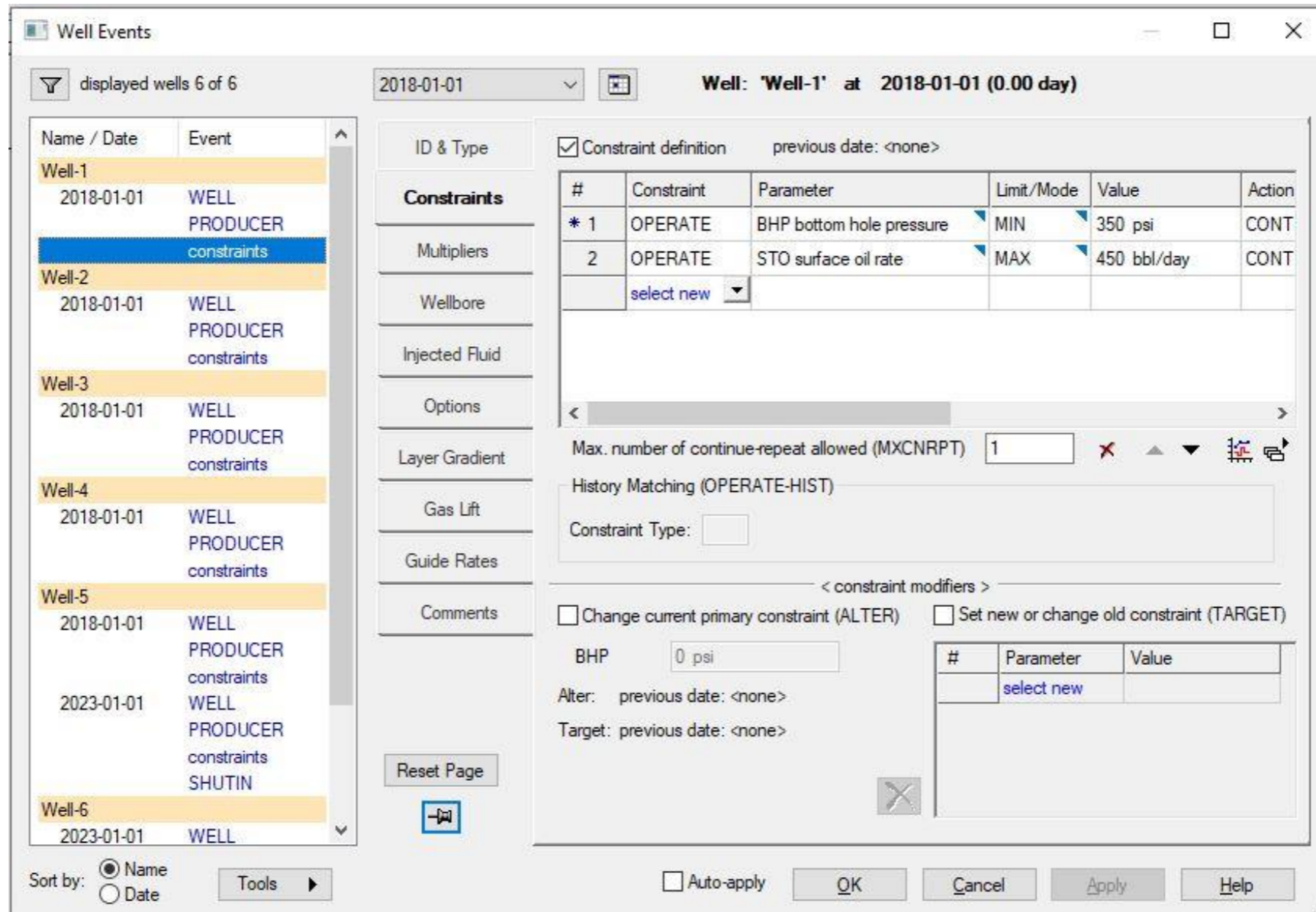


FIGURA 2
Condiciones operacionales de los pozos

En la Figura 3 se presenta el modelo conceptual inicial con las propiedades de roca y fluido asignadas, así como la generación de los pozos acorde a la configuración mencionada anteriormente, y en la Tabla 2 se detallan las propiedades estáticas y dinámicas utilizadas para el desarrollo del modelo de cada uno de los yacimientos en estudio.

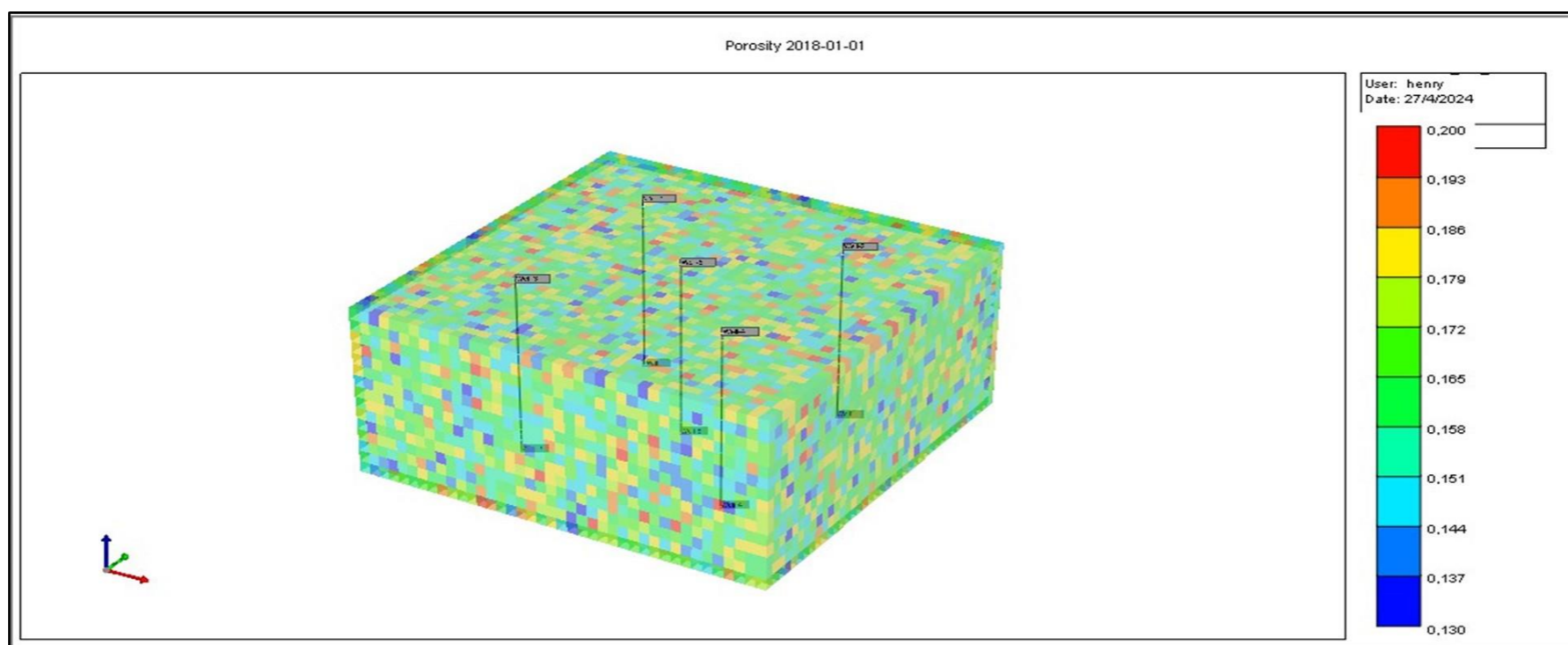


FIGURA 3
Modelo conceptual de simulación

TABLA 2
Propiedades del modelo de simulación

| Yacimientos | | Basal Tena | M1 | U Inferior | T Inferior |
|-----------------------------|----------|------------|--------|------------|------------|
| Parámetro | Magnitud | Valor | | | |
| Espesor | ft | 20 | 42 | 32 | 30 |
| Profundidad | ft | 7.762 | 8.091 | 8.918 | 9.875 |
| Presión de yacimiento | psi | 2.854 | 2.745 | 3.737 | 3.812 |
| Saturación inicial del agua | fracción | 0,31 | 0,28 | 0,31 | 0,27 |
| Temperatura del yacimiento | °F | 199 | 195 | 200 | 224 |
| Gravedad API | °API | 20,6 | 19,1 | 19,5 | 26,5 |
| Presión de burbuja | psi | 837 | 270 | 765 | 982,25 |
| Presión de fondo | psi | 1.625 | 1.976 | 862 | 1.309 |
| Porosidad (fracción) | Mín | 0,12 | 0,11 | 0,13 | 0,11 |
| | Promedio | 0,17 | 0,21 | 0,16 | 0,14 |
| | Máx | 0,2 | 0,29 | 0,2 | 0,19 |
| Permeabilidad (mD) | Mín | 10 | 1000 | 50 | 34 |
| | Promedio | 1.088 | 3.692 | 767 | 271 |
| | Máx | 3.365 | 10.000 | 1.060 | 560 |

Los escenarios de inyección de agua incluyeron las condiciones operacionales que se asemejan al estado real de los yacimientos, que fueron obtenidos del análisis estadístico realizado previamente. Los valores promedio utilizados son detallados en la Tabla 3.

TABLA 3
Parámetros operacionales del modelo de simulación

| Yacimientos | | Basal Tena | M1 | U Inferior | T Inferior |
|-------------------------------|----------|------------|-------|------------|------------|
| Parámetro | Magnitud | Valor | | | |
| Caudal de inyección | BAIPD | 2.704 | 8.656 | 3.041 | 3.148 |
| Presión de inyección en fondo | psi | 5.285 | 5.724 | 5.672 | 5.651 |

Evaluación económica. Finalmente, se realizó una evaluación económica conceptual, partiendo de la implementación de un análisis de sensibilidad probabilístico, de acuerdo con el comportamiento de parámetros aleatorios mediante distribución de probabilidad basada en el método de Monte Carlo (Computer Modelling Group LTD, 2019).

Para esta evaluación se partió del uso del valor presente neto (VPN), calculando las entradas y salidas de efectivo asociadas al proyecto utilizando las siguientes variables:

1. Precio de venta del petróleo
2. Costo de barril producido
3. Costo de barril incremental

Los valores de las variables considerados para el análisis económico se obtuvieron en base a la información recopilada, tomando como promedio el precio de venta del petróleo en \$71,96, considerando valores de los años 2021 hasta 2023 reportados por el Banco Central del Ecuador y Ministerio de Energía y Minas; costo de barril producido en \$27,05 que contempla valores OPEX y CAPEX (EP Petroecuador, 2022); y el costo de barril incremental en \$15, considerando valores de conversión de pozos productor-inyector, tratamiento de agua y facilidades (PetroOriental S.A., 2023).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis estadístico

En Ecuador existen 219 campos productores de petróleo y a lo largo de los años se han desarrollado un total de 53 proyectos de inyección de agua en 36 campos de la cuenca Oriente y 3 campos de la cuenca Guayas-Progreso, representando solo el 17,8% del total de campos de todo el país. Los procesos implementados se han diferenciado en 3 etapas debido al estado actual de inyección: Etapa piloto (14), en ejecución (30) y finalizada (9) (Maldonado García, 1996).

Los principales yacimientos donde se han realizado los procesos de inyección de agua se describen en la Figura 4, siendo 14 proyectos: U inferior; 11 proyectos: Basal Tena; 8 proyectos: M1; 7 proyectos: T inferior; 2 proyectos: T, U y U superior, Atlanta; y 1 proyecto: Caliza M1, Caliza M2, T superior, Socorro y Santo Tomás.

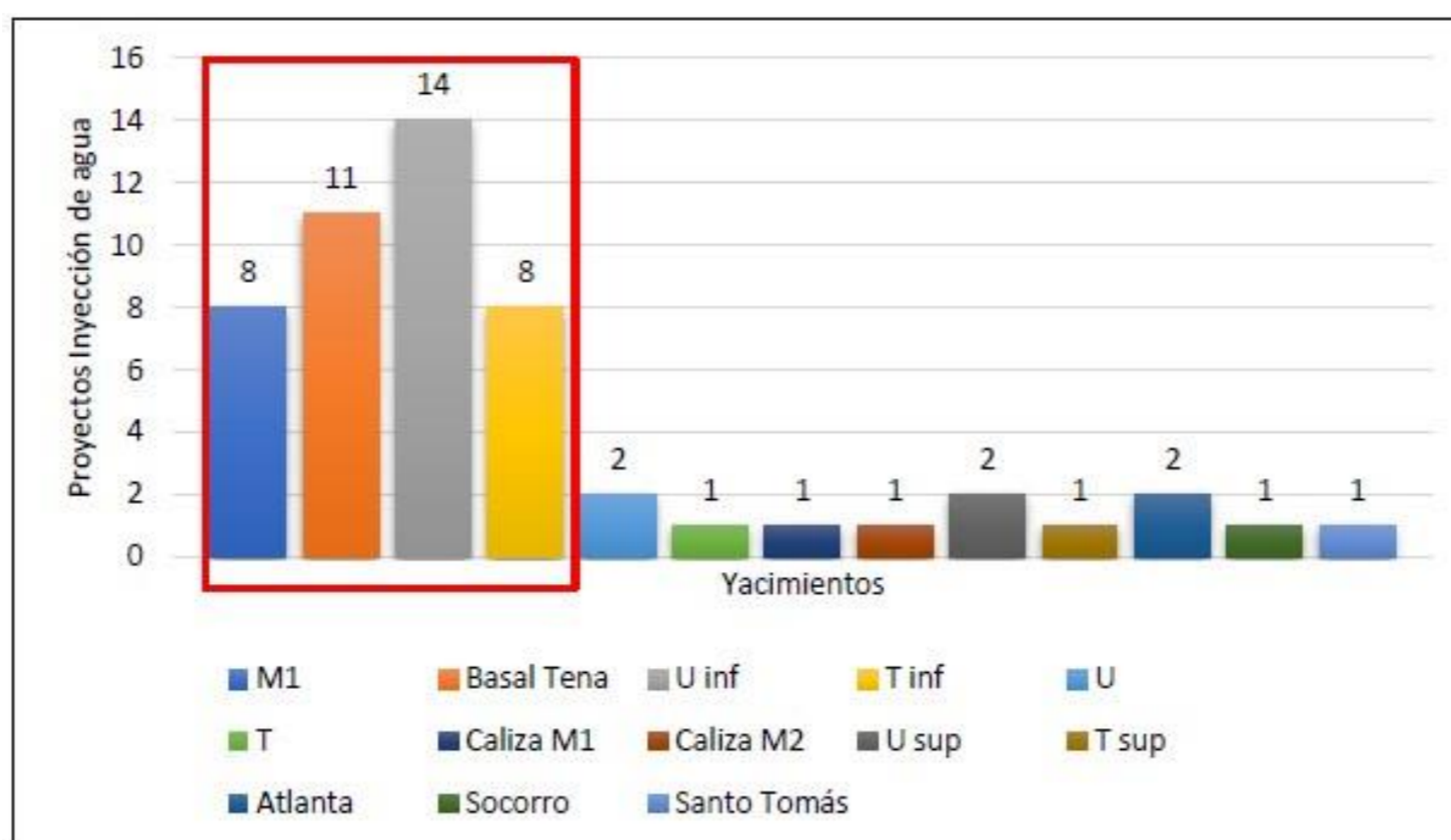


FIGURA 4

Proyectos de inyección de agua en base a los yacimientos

Almeida *et al.* (2024)

Los procesos de inyección de agua que se han realizado en el Ecuador tienen mayor influencia en areniscas que presentan una estructura de tipo anticlinal bastante homogénea compuesta por areniscas limpias de grano grueso con buena continuidad y propiedades petrofísicas favorables, como son los yacimientos U inferior y Basal Tena (Ibadango, 2018). El mecanismo de empuje primario predominante es la expansión de roca y fluido que produce una declinación rápida y continua en la presión de yacimiento, lo que presenta a estos yacimientos como candidatos principales para la aplicación de recuperación secundaria (Castro y Gordillo, 2005).

Las areniscas T inferior y M1 presentan menor continuidad lateral con intercalaciones de arcilla y estratificación cruzada, pero a su vez existen cuerpos arenosos con buenas propiedades de yacimiento en T inferior. Su principal mecanismo de empuje primario es gas en solución con empuje hidráulico, por lo cual la presión de yacimiento tarda en declinar, siendo la razón de que exista menor cantidad de procesos de inyección de agua implementados.

Gran parte de los proyectos de inyección de agua implementados en la cuenca Oriente de Ecuador tienen gravedad API entre 14 y 22 aproximadamente, por lo cual se los cataloga como yacimientos de crudo pesado y en ciertos casos crudo mediano. Estos yacimientos poseen en un gran porcentaje rangos de permeabilidad altos con valores que llegan a los 1.000 mD, lo cual facilita un desplazamiento eficiente de petróleo. La mayoría de los yacimientos tienen una baja porosidad en promedio de 16,5.

Teniendo en cuenta el comportamiento de la presión de yacimiento inicial, se deduce que aproximadamente el 75% de los campos poseen presiones superiores a 3.000 psi, pero que en su etapa de desarrollo primaria declinaron debido a factores como el mecanismo de empuje.

El 75% de los proyectos poseen un rango de inyección de aproximadamente 1.000 a 4.000 BAIPD. Se considera un caudal promedio de 3.700 BAIPD, el cual es alto comparado con el promedio de otros países de Latinoamérica como Argentina con aproximadamente 600 BAIPD (Palacios y Tuero, 2017) y Colombia con 550 BAIPD (Gutiérrez *et al.*, 2024). En Ecuador existen ciertos casos en donde el caudal excede los 10.000 BAIPD hasta los 25.000 BAIPD (RIPED, CNPC, 2022), lo cual podría significar que el tipo de inyección se acomoda a un patrón de inyección donde existe un pozo inyector y varios pozos productores a su alrededor, dentro de un campo de gran extensión o inclusive el aporte de inyección permite producir en diferentes campos, un ejemplo específico es el proyecto del bloque Tarapoa. Sin embargo, es importante evaluar el caudal objetivo ideal para cada proceso de inyección de agua (Rojas *et al.*, 2023).

La presión de inyección en cabeza varía en un rango de 1.200 a 2.300 psi en casi el 50% de los proyectos de inyección de agua implementados en Ecuador.

La Figura 5 presenta el histograma de las propiedades de yacimiento y fluidos de los procesos de inyección de agua ejecutados en la cuenca Oriente en Ecuador.

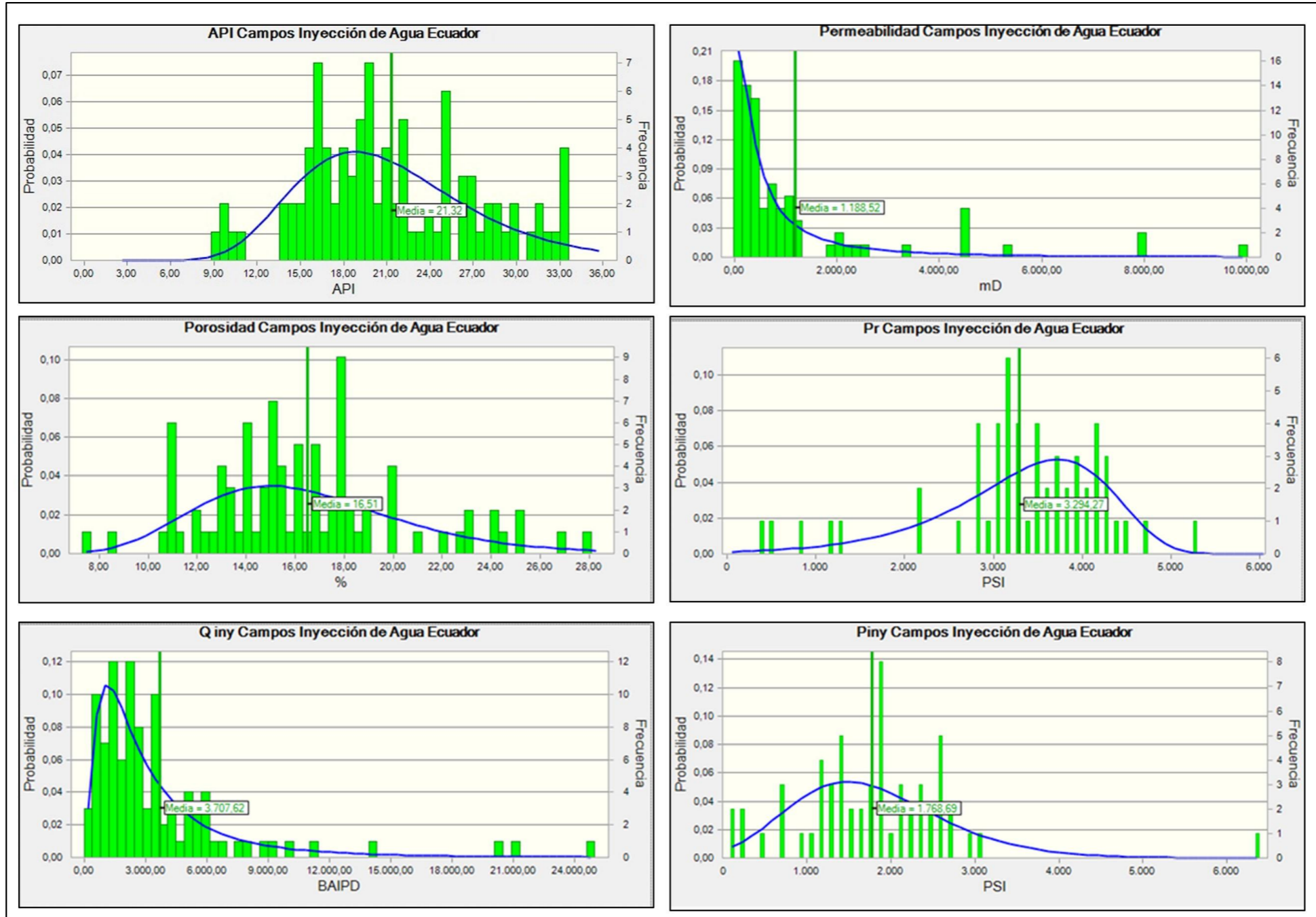


FIGURA 5

Propiedades generales de los campos con inyección de agua en la cuenca Oriente
Almeida et al. (2024)

Simulación numérica probabilística

La Figura 6 presenta la predicción numérica de los modelos conceptuales de simulación construidos para los yacimientos de estudio. La predicción de la producción de petróleo incluye 5 años de producción primaria y posteriormente se inicia el proceso de inyección de agua durante 10 años como método de recuperación secundaria. La Tabla 4 presenta los resultados de simulación de producción de petróleo acumulada para cada yacimiento.

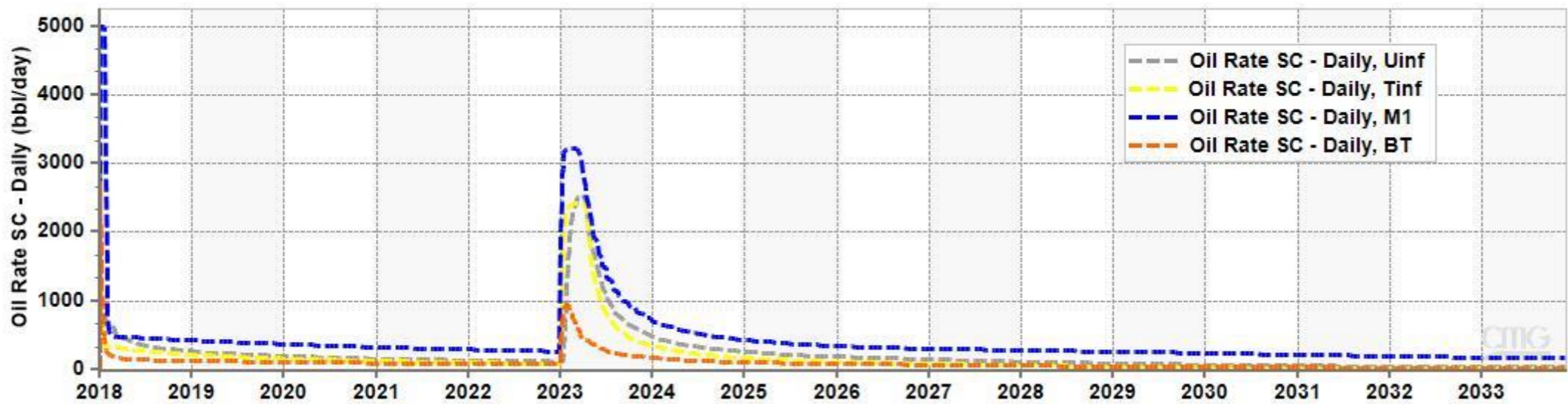


FIGURA 6

Producción de petróleo diaria, yacimientos muestra

TABLA 4
Resultados del modelo de simulación para cada yacimiento

| Yacimientos | | Basal Tena | M1 | U Inferior | T Inferior |
|----------------------|----------|------------|-----|------------|------------|
| Parámetro | Magnitud | Valor | | | |
| Producción acumulada | MMBBL | 0,6 | 2,5 | 1,3 | 1,0 |

En el análisis de sensibilidades realizado para cada yacimiento se generaron predicciones numéricas a partir de una simulación probabilística, utilizando un comportamiento de tipo distribución Gaussiana, aplicando el método de Monte Carlo. Se contemplaron valores mínimos, máximos y promedio de variables (tomadas de los cuartiles del análisis estadístico) que representan características y parámetros operacionales de cada uno de los yacimientos, como se presenta en la Tabla 5.

TABLA 5
Características y parámetros operacionales del modelo probabilístico

| Yacimientos | | Basal Tena | M1 | U Inferior | T Inferior |
|-----------------------------|----------|------------|-------|------------|------------|
| Parámetro | | Valor | | | |
| Viscosidad (cP) | Min | 1,4 | 5,8 | 1,2 | 0,8 |
| | Promedio | 14,1 | 30,5 | 14,1 | 2,9 |
| | Max | 47 | 41,2 | 43,2 | 6,9 |
| Caudal de Inyección (BAIPD) | Min | 210 | 1150 | 663 | 460 |
| | Promedio | 2.704 | 3.038 | 3.041 | 3.148 |
| | Max | 6.210 | 5.214 | 5.625 | 8.000 |

A partir de estas variables se determinó el efecto que esta variación provoca tanto en la recuperación de petróleo como en el factor de recobro, obteniendo los resultados que se presentan a continuación. Mediante simulación numérica probabilística se generaron distintos escenarios de inyección de agua, que permiten evaluar la eficiencia de la implementación del proceso.

Sensibilidad del modelo probabilístico del factor de recobro

La Figura 7 presenta el comportamiento del factor de recobro estimado para los cuatro yacimientos, tanto en su línea base como en el resultado probabilístico obtenido por la implementación del proceso de inyección de agua, donde se pueden observar los valores máximos y mínimos presentados en la Tabla 6.

TABLA 6
Sensibilidad del modelo probabilístico del FR (%)

| | Basal Tena | U inferior | M1 | T inferior |
|------|------------|------------|----|------------|
| MAX | 47 | 67 | 72 | 57 |
| BASE | 45 | 54 | 70 | 49 |
| MIN | 35 | 45 | 56 | 28 |

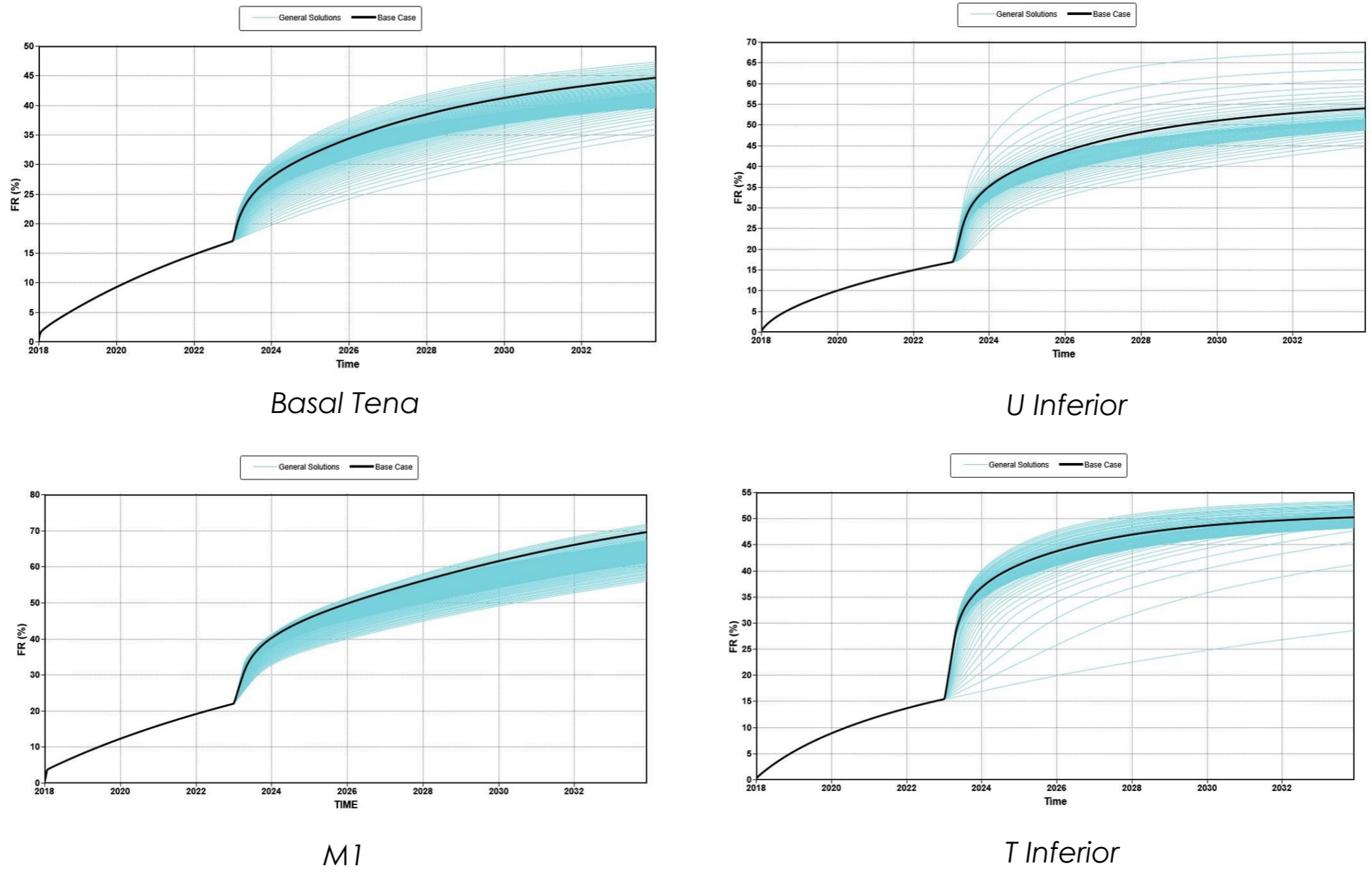


FIGURA 7

Sensibilidad del modelo probabilístico del factor de recobro por inyección de agua

Histograma del factor de recobro incremental

En la Figura 8 se puede observar el histograma del factor de recobro de petróleo incremental generado (equivalente al factor de recobro total menos el factor de recobro primario), presentando los percentiles P10, P50 y P90 de los yacimientos sometidos a la simulación y sus valores se observan en la Tabla 7.

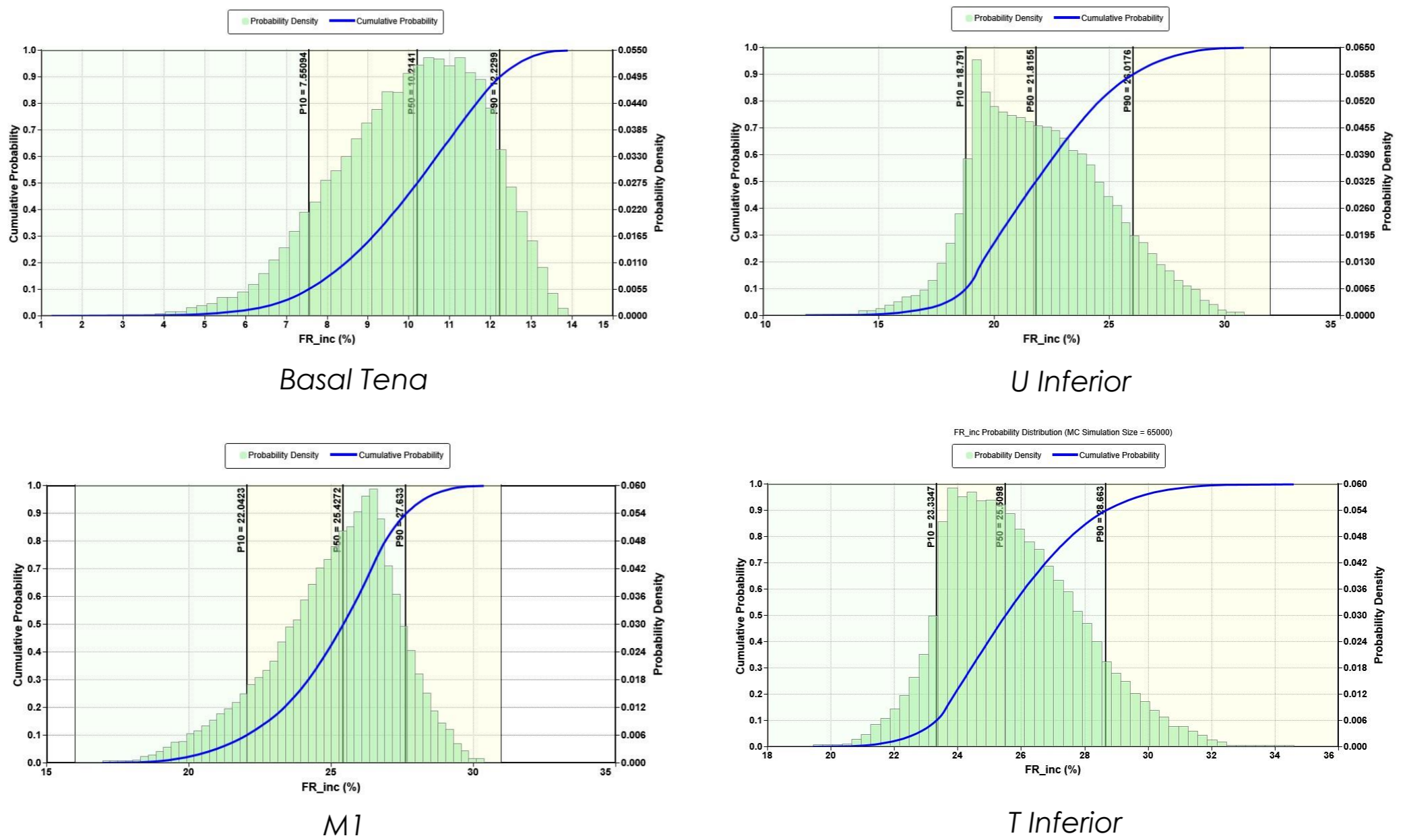


FIGURA 8

Histograma del factor de recobro incremental

TABLA 7
Resultados del histograma del FR incremental (%)

| | Basal Tena | U inferior | M1 | T inferior |
|-----|------------|------------|------|------------|
| P10 | 7,5 | 18,8 | 22 | 23,3 |
| P50 | 10,2 | 21,8 | 25,4 | 25,5 |
| P90 | 12,2 | 26 | 27,6 | 28,7 |

Para los yacimientos U inferior, M1 y T inferior, el 50% de las predicciones poseen un valor del factor de recobro incremental que supera el 20% luego de transcurrir 10 años de la implementación del proceso de inyección de agua.

Gráfico de tornado asociado al factor de recobro incremental

Para el análisis del modelo probabilístico asociado al factor de recuperación de petróleo se realizó una representación por medio del gráfico de tornado para determinar la sensibilidad de las propiedades y parámetros del diseño. La Figura 9 presenta las variables de viscosidad y caudal de inyección que poseen la mayor incidencia y por ende generan afectación en los resultados del modelo realizado para los cuatro yacimientos. Esto quiere decir que al incrementar la viscosidad del petróleo disminuye el factor de recobro incremental esperado, asociado principalmente a una relación de movilidad más desfavorable.

Para los yacimientos Basal Tena, U Inferior y M1 al elevar el caudal de inyección de agua se obtiene un efecto positivo que va desde 0,3% a 4,2% en el factor de recobro incremental; es de suma importancia tener en cuenta no superar el 10% del volumen poroso inyectado anual para evitar canalización de agua (Rojas *et al.*, 2023a).

Por otro lado, para el yacimiento T inferior al incrementar el caudal de inyección se obtiene un menor factor de recobro incremental esperado, lo cual se debe a que existe una razón de movilidad alta que produce un efecto de digitación viscosa, por ende, existe un barrido ineficiente provocando una ruptura de agua temprana.

Por otra parte, al evaluar una interacción de las dos variables se genera un efecto positivo en el factor de recobro incremental para los cuatro yacimientos.

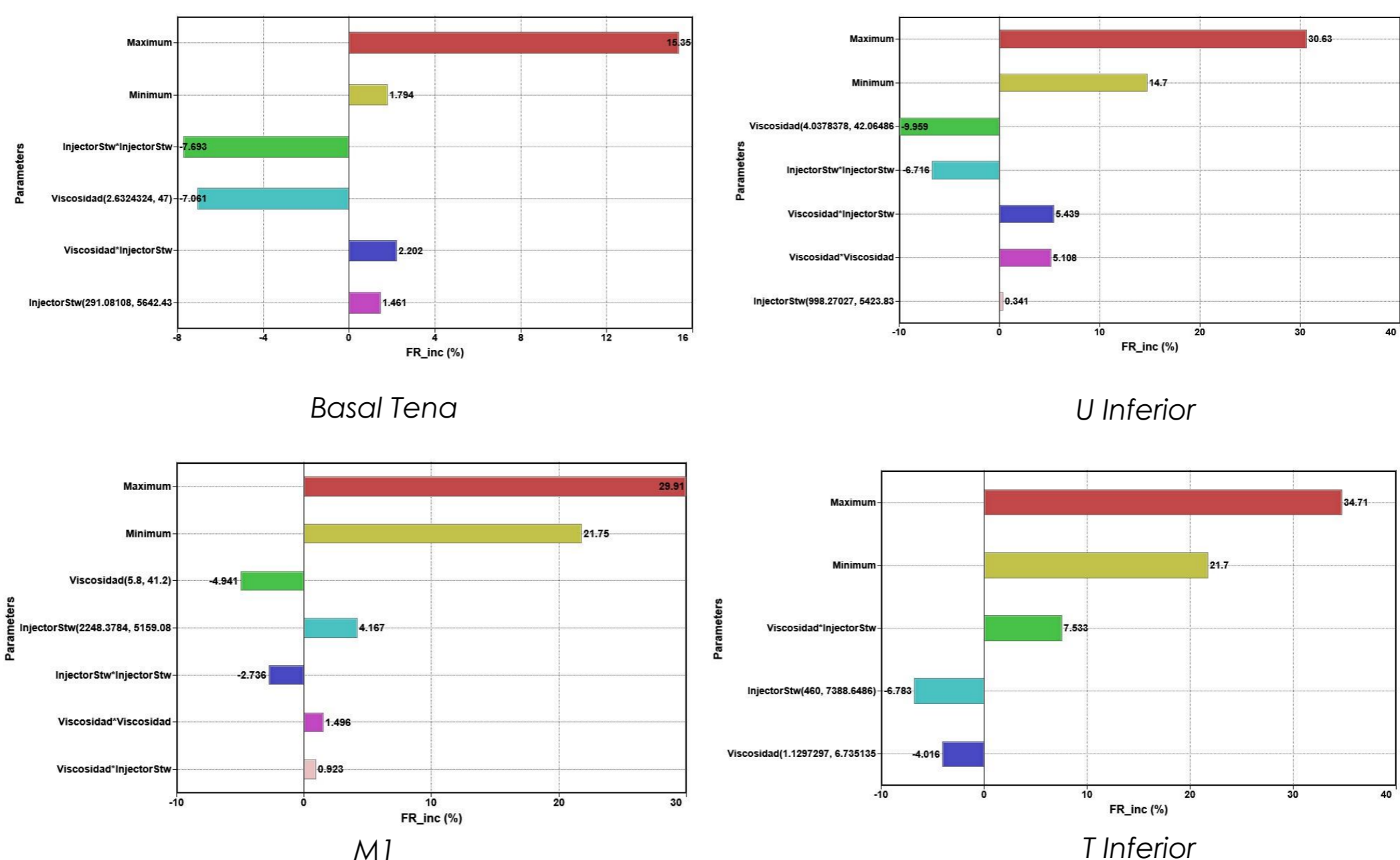


FIGURA 9
Gráfico de tornado asociado al factor de recobro incremental

Análisis de Sobol

Mediante este análisis se determina la variable que produce la mayor afectación en el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua evaluada para los cuatro yacimientos. En la Figura 10, se observa el efecto de la viscosidad y del caudal de inyección representado en porcentaje, a la vez, el efecto de la combinación de ambas variables, cuyos resultados se observan en la Tabla 8.

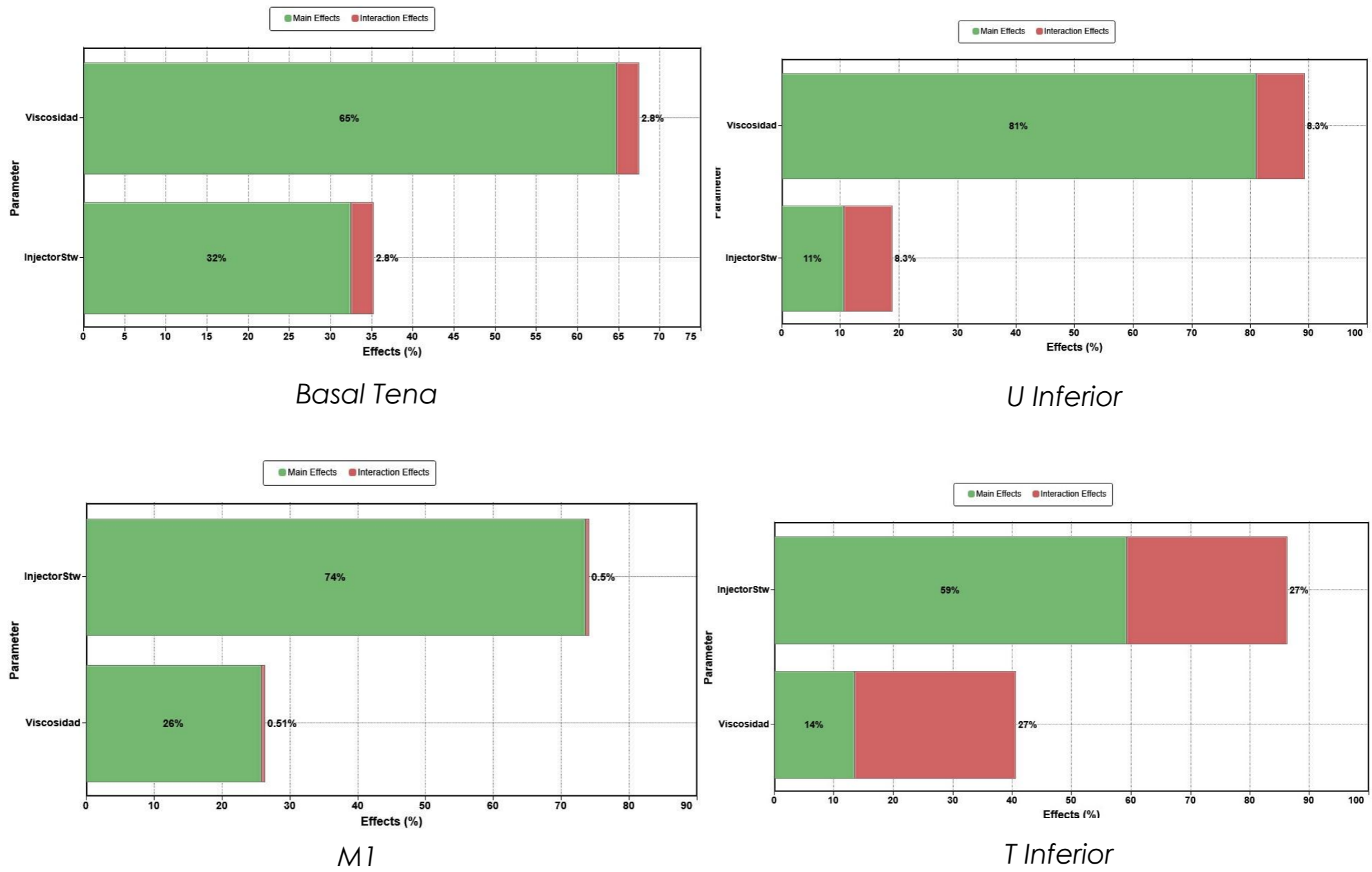


FIGURA 10
Análisis Sobol asociado al factor de recobro incremental

TABLA 8
Resultados de Análisis Sobol (%)

| | Basal Tena | U inferior | M1 | T inferior |
|-------------|------------|------------|-----|------------|
| Viscosidad | 65 | 81 | 26 | 14 |
| Q inyección | 32 | 11 | 74 | 59 |
| Combinado | 2,8 | 8,3 | 0,5 | 27 |

La variable que produce mayor afectación en el proceso de inyección de agua para los yacimientos Basal Tena y U inferior es la viscosidad, debido a que al incrementar su valor, la eficiencia en el desplazamiento del banco de petróleo se reduce, lo cual afecta el factor de recobro incremental.

Para los yacimientos M1 y T inferior el caudal de inyección es la variable que genera mayor afectación en el proceso, debido a que existen rangos altos de inyección.

En la Tabla 9, se presentan los resultados de la simulación numérica de los procesos de inyección de agua proyectando el factor de recobro incremental, comparados con los factores de recobro promedio de los campos sometidos a inyección de agua, donde se incluyen los parámetros que influyen en la inyección.

TABLA 9
Resultados del factor de recobro incremental al año 2033

| Yacimientos | | Basal Tena | M1 | U Inferior | T Inferior |
|-----------------------------|----------------|------------|-------|------------|------------|
| Parámetro | | Valor | | | |
| FR inc simulado (%) | MIN (P10) | 7,6 | 22,0 | 18,8 | 23,3 |
| | PROMEDIO (P50) | 10,2 | 25,4 | 21,8 | 25,5 |
| | MAX (P90) | 12,2 | 27,6 | 26,0 | 28,7 |
| FR inc (%) real | MIN | 2,1 | 2,4 | 1,4 | 2,7 |
| | PROMEDIO | 9,4 | 7,7 | 8,1 | 8 |
| | MAX | 16,6 | 16,7 | 17,8 | 14,1 |
| Permeabilidad (mD) | | 1.088 | 3.692 | 767 | 271 |
| Espesor (ft) | PROMEDIO | 20,6 | 42 | 30 | 32 |
| Viscosidad (cP) | | 14,1 | 39,5 | 14,1 | 2,9 |
| Presión de yacimiento (psi) | | 2854 | 2745 | 3737 | 3812 |

Los yacimientos que generan un mayor factor de recobro incremental promedio al año 2033 son M1 con 25,4% y T inferior con 25,5%, ya que poseen propiedades de yacimiento favorables para la inyección. Con una permeabilidad promedio de 3.692 mD para M1 y una viscosidad de 2,9 para T inferior, lo que permite una mejor eficiencia de barrido y por ende existe mayor recuperación de hidrocarburos. Es importante mencionar que el mecanismo de empuje que gobierna estos yacimientos es el de gas en solución con empuje hidráulico, lo que indica que la presión de yacimiento tarda en declinar, por lo cual luego de un determinado tiempo se los considera como candidatos para la implementación de procesos de inyección de agua.

Al comparar los valores del factor de recobro incremental estimados con los valores reales provenientes del análisis estadístico, se puede evidenciar que existe una diferencia presentada en la Figura 11. Esto se debe a que en la simulación se toma en consideración una producción hasta el año 2033, lo que provoca una recuperación mayor a la real que está considerada para el año 2023. Por otra parte, la simulación probabilística considera 2 variables que son la viscosidad de petróleo y el caudal de inyección, lo que genera una limitación, ya que en la realidad existen diferentes propiedades tanto estáticas como dinámicas que influyen en la recuperación de petróleo por procesos de inyección de agua que no se incluyeron en la simulación, por lo que en este estudio se definen como factores de recobro incremental conceptuales.

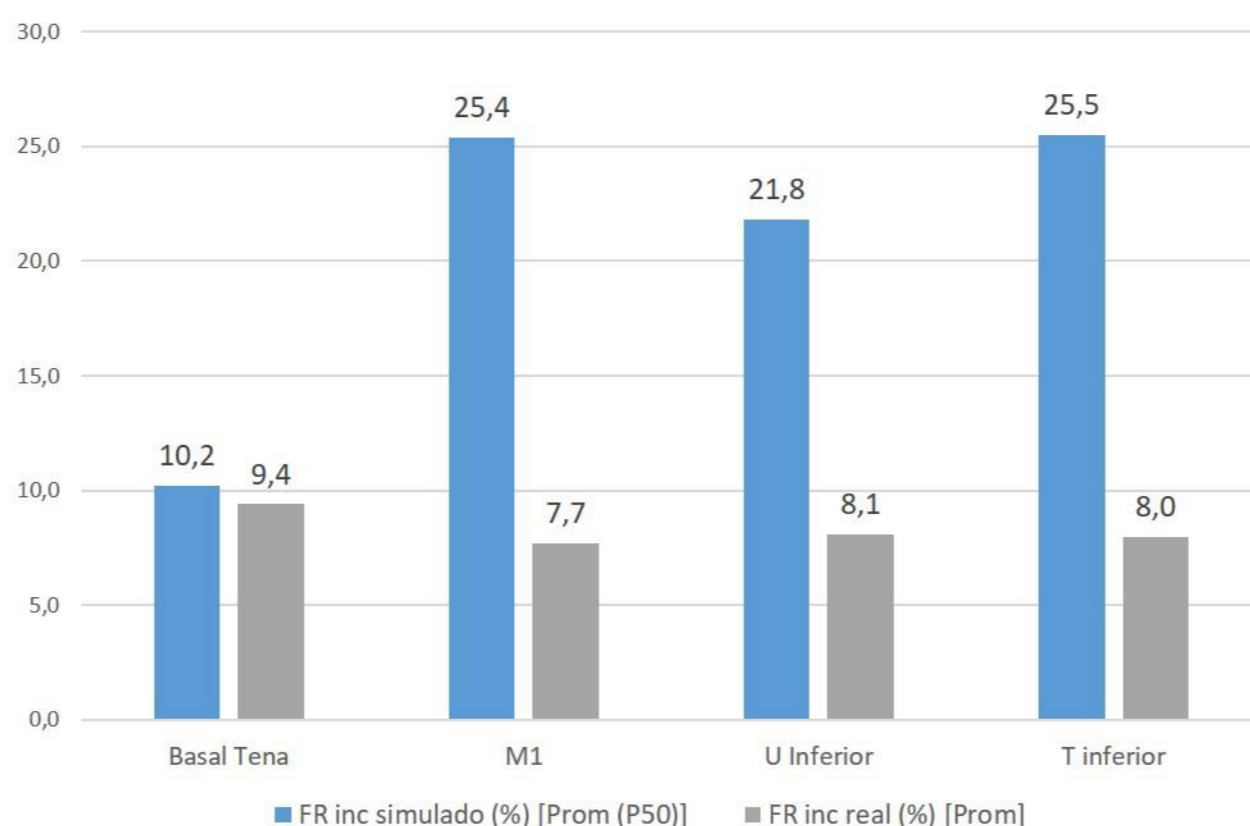


FIGURA 11
FR incremental simulado – FR incremental real

Evaluación económica

A continuación, se presentan los histogramas y gráficas de sensibilidad de tornado correspondientes a la evaluación económica, obtenidos como resultados de la simulación probabilística:

La Figura 12 presenta los histogramas que estiman el VPN del proyecto simulado para los cuatro yacimientos con un comportamiento de distribución tipo Gaussiana, donde se muestran los percentiles P10, P50 y P90, cuyos resultados se presentan en la Tabla 10.

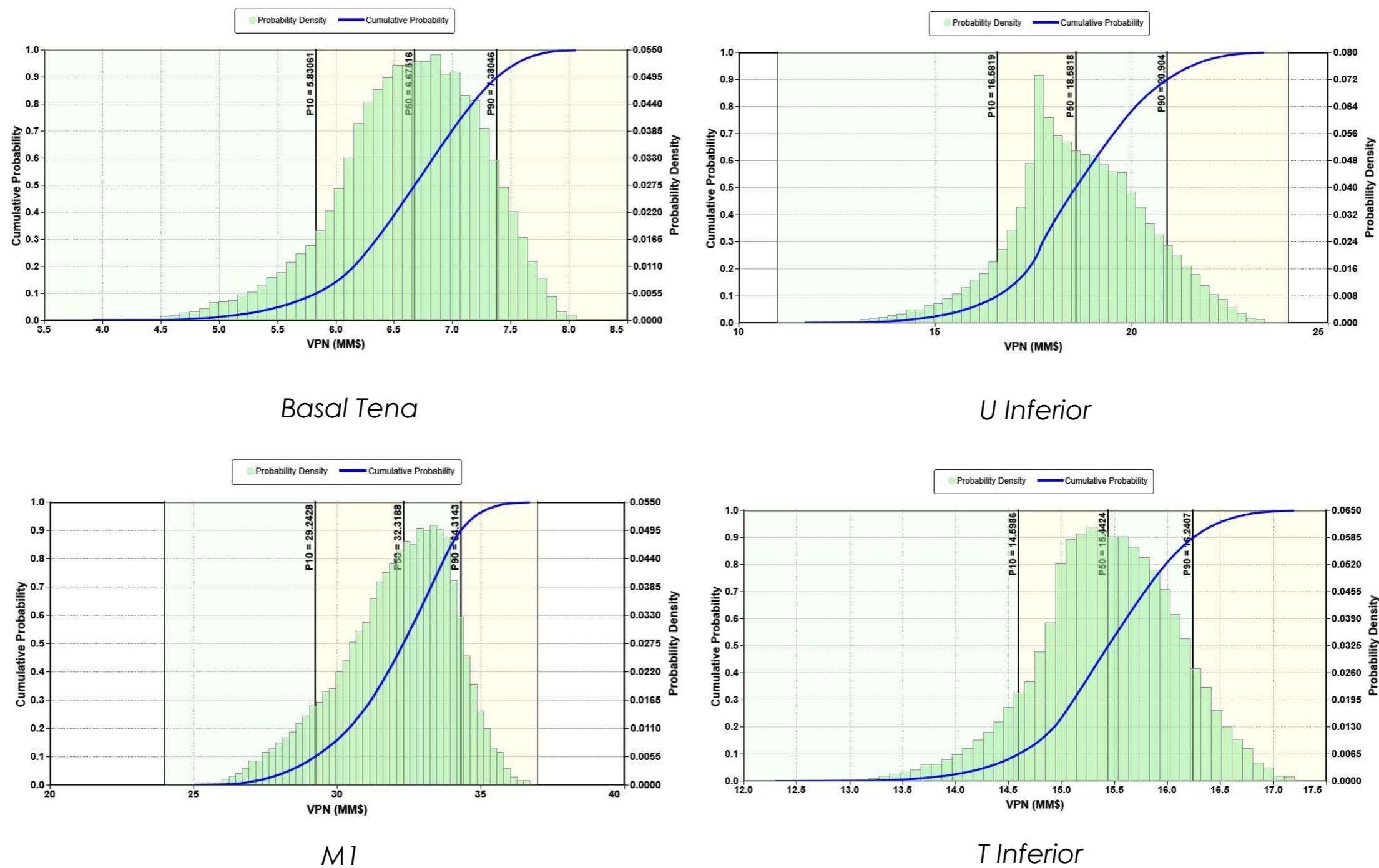


FIGURA 12
Histogramas del VPN asociado a la inyección de agua

TABLA 10
Resultados del histogramas del VPN asociado a la inyección de agua

| | Basal Tena | U inferior | M1 | T inferior |
|-----|------------|------------|-------|------------|
| P10 | 5,85 | 16,58 | 29,24 | 14,59 |
| P50 | 6,67 | 18,58 | 32,31 | 15,44 |
| P90 | 7,38 | 20,9 | 34,31 | 16,24 |

Para los yacimientos U inferior, M1 y T inferior, el 50% de las predicciones poseen un VPN que supera los 15 MM USD luego de transcurrir 10 años de la implementación del proceso de inyección de agua.

Para el análisis del modelo probabilístico asociado al VPN del proyecto, se realizó una representación por medio del gráfico de tornado para determinar la sensibilidad de las propiedades y parámetros del diseño. La Figura 13 presenta las variables de viscosidad y caudal de inyección que poseen la mayor incidencia y por ende generan afectación en los resultados del modelo. Esto quiere decir que al incrementar la viscosidad del petróleo disminuye el VPN esperado en los cuatro yacimientos. En cambio, al elevar el caudal de inyección de agua se obtiene un efecto positivo que va desde 1,69% a 4,43% en el VPN del proyecto, para los yacimientos Basal Tena, M1 y U inferior.

Por otro lado, en el yacimiento T inferior al incrementar el caudal de inyección se obtiene un menor VPN esperado, lo cual se debe a que existe un efecto de digitación viscosa, por ende, existe un barrido ineficiente, que se traduce en una menor recuperación de petróleo y por lo tanto el proyecto genera menores ganancias.

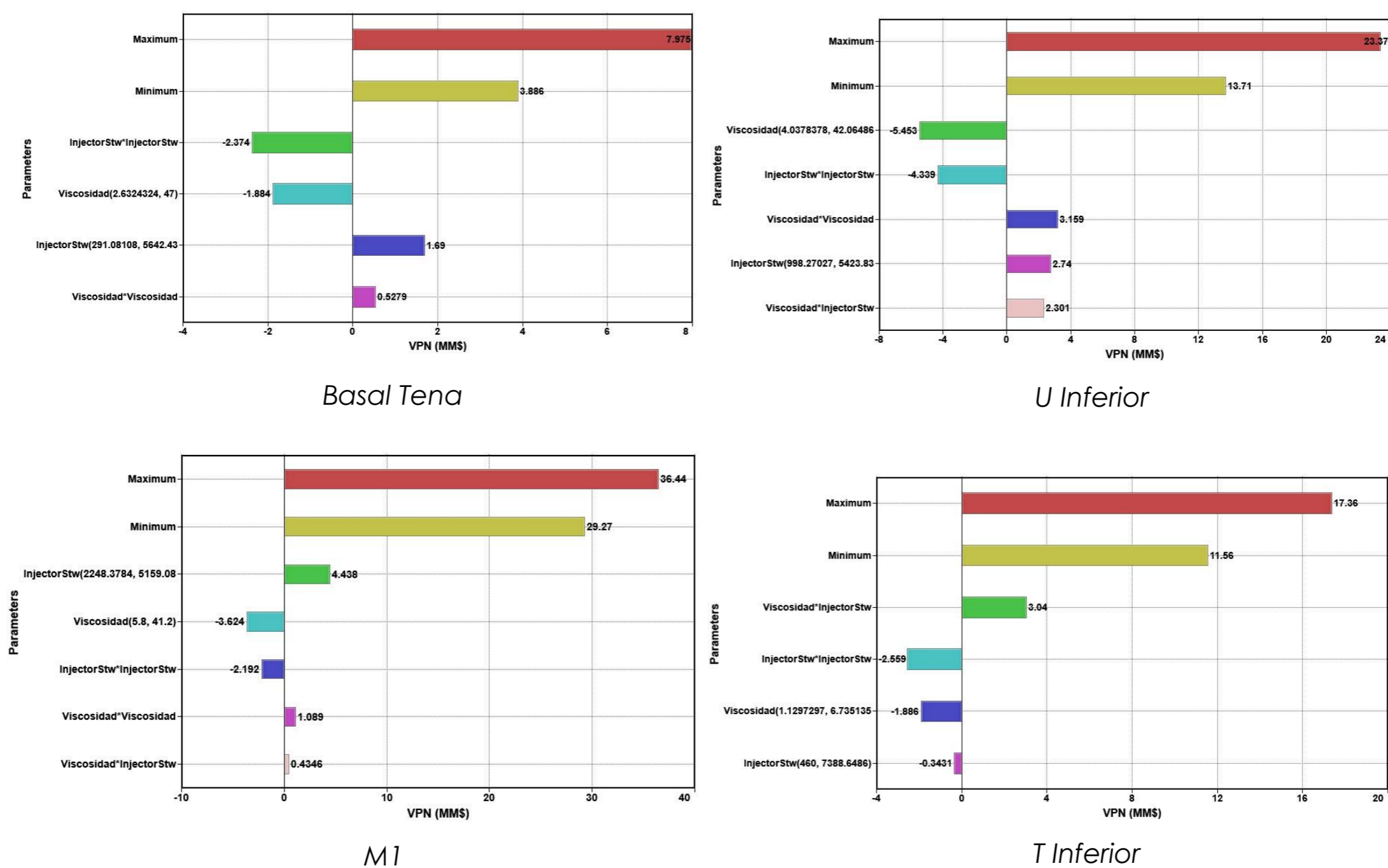


FIGURA 13

Gráfico de tornado del VPN asociado a la inyección de agua

En la Tabla 11, se presenta un resumen de los resultados del análisis de sensibilidad de los procesos de inyección de agua proyectando el VPN donde se determina que el yacimiento M1 presenta la mejor rentabilidad de los proyectos evaluados. Es importante aclarar que estos valores fueron desarrollados de manera académica con el único fin de evaluar cuál de los yacimientos sometidos a inyección de agua generaría una mejor eficiencia, sin tener en cuenta las inversiones iniciales requeridas para realizar un proyecto de inyección de agua o al detalle del costo de tratamiento e inyección, costos de workover, ILTs, PLTs, trazadores y otras herramientas de monitoreo y seguimiento necesarias.

TABLA 11

Resumen de resultados del VPN

| Yacimientos | Basal Tena | M1 | U Inferior | T Inferior | |
|-------------|------------|------|------------|------------|------|
| Parámetro | Valor | | | | |
| P10 | 5,8 | 29,2 | 16,6 | 14,6 | |
| VPN (MM\$) | P50 | 6,7 | 32,3 | 18,6 | 15,4 |
| | P90 | 7,8 | 34,3 | 20,9 | 16,2 |

CONCLUSIONES

Los proyectos de inyección de agua implementados en la cuenca Oriente de Ecuador presentan una gravedad API entre 14 y 22 grados aproximadamente, rangos de permeabilidad alta que llegan a los 1.000 mD, una porosidad promedio del 16,5%, presiones iniciales superiores a 3.000 psi, un caudal de inyección de agua de aproximadamente 1.000 a 4.000 BAIPD, un rango de presión de inyección de agua de 1.200 a 2.300 psi.

Se construyeron modelos de simulación numérica conceptual para 4 yacimientos: U inferior, M1, Basal Tena y T inferior; que representan el 81,63% de los proyectos ejecutados en la cuenca Oriente, en los cuales se realizó un análisis de sensibilidades de las variables asociadas a los procesos de inyección de agua y donde se encontró que los parámetros que más influyen en el factor de recobro incremental son: en Basal Tena y U inferior la viscosidad, mientras que, en M1 y T inferior el caudal de inyección de agua.

Los yacimientos que generaron un mayor factor de recobro incremental promedio al año 2033 son M1 con 25,4% y T inferior con 25,5%, ya que presentan propiedades de yacimiento favorables para la inyección con una permeabilidad promedio de 3.692 mD para M1 y una viscosidad de 2,9 para T inferior, lo que representa condiciones de relación de movilidad favorables, permite una mejor eficiencia de barrido y por ende existe mayor recuperación de hidrocarburos.

Al comparar los valores del factor de recobro incremental estimados con los valores reales provenientes del análisis estadístico, se puede evidenciar que existe una diferencia. Esto se debe a que en la simulación numérica se toma en consideración una producción hasta el año 2033, lo que provoca una recuperación mayor a la real que está considerada para el año 2023. Por otra parte, la simulación probabilística considera solo dos variables que son la viscosidad de petróleo y el caudal de inyección, dejando sin considerar diferentes variables tanto estáticas como dinámicas que influyen en la recuperación de petróleo por procesos de inyección de agua, por lo tanto, en este estudio se definen como factores de recobro incremental conceptuales.

De acuerdo con la evaluación económica se determinó que los parámetros que más influyen en el VPN son: en Basal Tena y T inferior la viscosidad y el caudal de inyección de agua, mientras que, en M1 el caudal de inyección de agua y en U inferior la viscosidad, debido a los indicadores financieros de entrada (precio de venta) y de salida de efectivo (costo barril producido, costo barril incremental).

RECOMENDACIONES

Realizar ajuste histórico en el modelo de simulación de cada campo evaluado, que permita generar una aproximación más cercana a las condiciones reales de los yacimientos en estudio.

Desarrollar modelos de simulación numérica probabilística para cada campo, con el fin de evaluar las oportunidades de recuperación de petróleo incremental partiendo de las propiedades estáticas y dinámicas recopiladas en el presente proyecto de investigación.

Generar la evaluación económica contemplando indicadores más específicos como: facilidades de inyección de agua, costos de tratamiento de agua, reacondicionamiento de pozos, monitoreos y demás costos que se ajusten a cada yacimiento en estudio.

Implementar procesos de inyección de agua en campos análogos pertenecientes al mismo bloque, que presenten yacimientos con propiedades estáticas y dinámicas similares a las evaluadas en este estudio, ya que se ha implementado un número reducido de procesos y el país tiene un factor de recobro bajo, por lo cual existen oportunidades muy alentadoras.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer al Ministerio de Energía y Minas por la autorización para compartir la información presentada en la investigación y a la Universidad Central del Ecuador.

Expresan su gratitud a la revista FIGEMPA por la oportunidad de publicar este estudio y quienes aportaron con su tiempo y conocimientos para el desarrollo de este documento científico.

Contribución de los autores

Henry Omar Iza Iza: curación de datos, análisis formal, investigación, metodología, administración del proyecto, redacción – borrador original.

Joshua Alejandro Mendoza Egas: curación de datos, análisis formal, investigación, metodología, administración del proyecto, redacción – borrador original.

Amparo Carolina Almeida Ponce: investigación, metodología, visualización.

Luis Ricardo Herrera Silva: conceptualización, redacción – revisión y edición.

Carlos Espinosa León: conceptualización, metodología, redacción – revisión y edición.

Rubén Hernán Castro García: conceptualización, administración del proyecto, supervisión, redacción – revisión y edición.

Cesión de derechos y declaración de conflicto de intereses

La revista FIGEMPA: Investigación y Desarrollo conserva los derechos patrimoniales (copyright) de la obra publicada, al mismo tiempo que promueve y permite su reutilización. La obra se publica en edición electrónica bajo la licencia Creative Commons CC-BY 4.0, que permite a los usuarios compartir, copiar y redistribuir el contenido, siempre que se dé el debido reconocimiento a los autores.

(https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.es_ES)

Los autores declaran haber respetado los principios éticos de investigación y estar libre de cualquier conflicto de intereses.

REFERENCIAS

- Almeida, C. *et al.* (2024) "Desarrollo de los procesos de inyección de agua en el Ecuador: Estado actual, Lecciones aprendidas y Oportunidades futuras". XXI Congreso Colombiano de Petróleo, Gas y Energía. Barranquilla, agosto 2024. Colombia: ACIPET. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/383665797_Desarrollo_de_los_procesos_de_inyeccion_de_agua_en_el_Ecuador_estado_actual_lecciones_aprendidas_y_oportunidades_futuras
- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, R. (2014) *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. 3ª ed. Lima: Instituto Francés de Estudios Andinos. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Patrice-Baby/publication/280027594_La_Cuenca_Oriente_Geologia_y_Petroleo_Nueva_edicion/links/55a47a9008ae00cf99c903a4/La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion.pdf
- Bond, K. (1967) *Inyección de agua en el área La Fuente*. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1e1PAy13S1CEXXYMmKjM57zBGkWB-JxKi/view?usp=sharing> [Consultado 25-06-2025]
- Bond, K. (1970) *Guayas Progreso Basin, Waterflooding Projects*. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1PpUbt17t1aM8G7_zgf30Pre7H6d2gQwz/view?usp=sharing [Consultado 18-06-2025]
- Castro, R. y Gordillo, G. (2005) *Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle del Magdalena*. Título de grado. Universidad de América. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1fkpGxbmCFplovQ5WYjk--Ne91xaKORgP/view?usp=drive_link [Consultado 15-06-2025]
- Computer Modelling Group LTD (2019) *Análisis Integrado y Optimización Usando CMOST*. Colombia: CMG. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1bZrPD77- VAF3dAlsWJwvDmTUr57e9Na/view?usp=drive_link
- EP Petroecuador (2022) *Informe de Reservas y Recursos Hidrocarbúricos Activo Libertador*. Quito: EP Petroecuador. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1vgxu7uYN9ce0KYUOdbydTIDYfSt5q8/view?usp=sharing> [Consultado 15-06-2025]
- EP Petroecuador (2023) *Informe Semestral Proyecto de Inyección de Agua para Recuperación Secundaria a la Arenisca U Inferior, Zona Central del Campo Auca - Bloque 61*. Quito: EP Petroecuador. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1H_4_LwHk1jZ_V857fezObtMekDCQid1G/view?usp=drive_link [Consultado 17-06-2025]
- Gallegos, R. (1996) *Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Sacha*. Tesis de grado. Escuela Politécnica del Litoral. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/3328>
- Garies, D. y Jhonson R. (1969) *Inyección de agua propuesta para la arenisca Santo Tomás en el campo Ancón, área La Fé*. Guayas, Ecuador. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1YESpQJOVmnQ_w-y9IVPx0A0jB7hRb-OL/view?usp=sharing [Consultado 03-06-2025]
- Gutiérrez, M. *et al.* (2024) "Channeling Control and Deep Chemical Conformance Technologies: Colombian and Global Treatments Review", SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, 22-25 abril 2024. USA: OnePetro. DOI: 10.2118/218184-MS
- Ibadango, E. (2018) *Cuencas Sedimentarias en el Ecuador*. Quito: Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1zU1qXyF8dVVth9OTvc2itwmcX9owomR/view?usp=sharing> [Consultado 04-08-2025]
- Iza, H. y Mendoza, J. (2024) *Estudio del incremento del factor de recobro mediante simulación numérica probabilística usando las propiedades estáticas y dinámicas promedio de campos sometidos a procesos de inyección de agua en Ecuador*. Tesis de maestría. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <https://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/35696>
- James Lewis Engineering (1966) *Investigation of the feasibility of waterflooding the Socorro formation in the Santo Tomás field, Ancón, Ecuador*. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1vFMHPzAdsS9iKuF2baugSiRFWJ6RZvy9/view?usp=sharing> [Consultado 24-06-2025]
- Maldonado García, M. (1996) *Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Sacha*. Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/3328>
- Ministerio de Energía y Minas (1968) *Proyectos piloto de inyección de agua en la formación Atlanta en el área Cacique*. Quito: Ministerio de Energía y Minas de Ecuador. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1pcanEil-1aLZ-b8uagm1g7XW1D-WINIH/view?usp=sharing> [Consultado 27-06-2025]
- Ministerio de Energía y Minas (1970) *Ancon Field - Pilot Floods Water Injection Data*. Quito: Ministerio de Energía y Minas de Ecuador. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1BmpeAA6viu2F_8YblujkXEUCHX7-Pjkw/view?usp=sharing [Consultado 18-06-2025]
- Palacios, G. y Tuero, F. (2017) "Mature Basins Characterization and Opportunities Assessment. Case Study on Golfo San Jorge Basin Argentina", SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires, 17-19 mayo 2017. USA: OnePetro. DOI: 10.2118/185585-MS
- Paris, M. (2001) *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. 2ª ed. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. Disponible en: <https://www.scribd.com/document/602037342/Magdalena-Ferrer-Inyeccion-de-agua-y-gas>
- PetroOriental S.A. (2023) *Reporte de Inyección de Agua a la Arena M1 Mantenimiento de Presión para Recuperación Secundaria*. Quito. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1exUZCujBxtb0PgFbnp3Ogv7O3DIAySNZ/view?usp=sharing> [Consultado 21-07-2025]

- Powell, D. (1966a) *Recommendation for further pilot water flood schemes in the Atlanta of the Ancón field*. Quito. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1qn6Zm7PI_dw8NrDBTF9-EinGUrb1QzHU/view?usp=sharing [Consultado 03-07-2025]
- Powell, D. (1966b) *Socorro schemes for proposed extension pilot waterflooding*. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1FRhsuL6J06hTlJd1S3EpUDZr46SrfR2l/view?usp=sharing> [Consultado 02-07-2025]
- RIPED, CNPC (2022) *Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) y Estrategias del Desarrollo de Potencial en el Tarapoa*. Beijing: RIPED, CNPC. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1cyPpPyZ_aQ5QwdFvAx6s2C66HtA81D5z/view?usp=sharing [Consultado 08-08-2025]
- Rojas, D.M. et al. (2023) "Metodología de selección de pozos candidatos para tratamientos de conformance químico", *Fuentes el Reventón Energético*, 21(2). DOI: 10.18273/revfue.v21n2-2023005
- Vargas, M. (1982) *Campo Sacha Inyección de Agua*. Quito: CEPE TEXACO. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/1v6WSDpoTd80N8W4-ETioT-QNuSe331gW/view?usp=drive_link [Consultado 09-08-2025]