

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Estudio del recobro mejorado de petróleo con inyección de agua y surfactante mediante simulación numérica para el campo ESPOLO.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Magíster en Petróleos

Presentado por:

Juan Carlos Figueroa Guevara

José Andrés Pico Trujillo

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2024

DEDICATORIA

Es para mí un honor dedicar esta tesis a las personas más importantes en mi vida, que me han apoyado incondicionalmente a lo largo de este arduo camino para completar mis estudios de posgrado.

A mi amada esposa Estefanía, eres la luz que ilumina mis días. Tu paciencia, motivación y optimismo han sido fundamentales para darme fuerzas cuando pensaba que no podía más. Este logro no habría sido posible sin tu infinito amor y compromiso. Tú me inspiras a ser mejor persona cada día. Te amo profundamente. A mi querida madre Nelly, parte de mi corazón. Gracias por todos tus sacrificios para darme una buena educación y por inculcarme sólidos valores. Tu tenacidad y perseverancia son un ejemplo que seguir. Admiro tu fortaleza y sabiduría. Este triunfo te lo dedico con todo mi amor de hijo.

Mi más sincero agradecimiento a mi tutor, el Dr. Jorge, por compartir desinteresadamente su invaluable conocimiento y experiencia. Su orientación y retroalimentación enriquecieron enormemente mi investigación. Asimismo, agradezco a mi compañero de tesis Juan por su colaboración y camaradería durante largas jornadas de estudio.

José.

A mi querida esposa Karen, por su paciencia y apoyo durante este camino, lo logramos. A mi madre Rosa, y a mi hermano Alejo por estar siempre conmigo. ¡Ustedes son el pilar de mi vida, juntos conquistaremos el mundo!

Juan Carlos.

AGRADECIMIENTOS

A la vida, que me da tanto...

Juan Carlos

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Juan Figueroa* y *José Pico* damos nuestro consentimiento para que la ESPOl realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Juan Figueroa

José Pico

EVALUADORES

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Jorge Lligüizaca Dávila, Msc

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

En Ecuador, la caída en la producción primaria y secundaria de petróleo en la última década ha evidenciado la insuficiencia de los métodos en la extracción de hidrocarburos. Por tanto, en el presente estudio se realizó la simulación de un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR), como es la inyección de surfactantes. Este método ha demostrado ser exitoso al aumentar la recuperación de petróleo. El objetivo de esta investigación es evaluar el rendimiento de recobro de petróleo después de la inyección de surfactante, mediante simulación numérica utilizando el software Computer Modelling Group (CMG). Las variables de operación son la tasa de inyección, la concentración de surfactante y volumen poroso. El software permitió construir un modelo tridimensional del yacimiento, incorporando toda la información real disponible del campo. Se planteó tres escenarios de inyección, en el primer escenario se inyectó únicamente una tasa de agua de 1400 bpd a 3%, 6%, 8% y 10% de volúmenes de poro, esto dio un incremento del factor de recobro de 3.82% y 3.96% a 8% y 10% de volumen de poro respectivamente. En el segundo escenario, se inyectó el surfactante “Surfolean-88H” a 2000 ppm con las variantes de 8% y 10% de volumen de poro dando un factor de recobro de 3.84% y 3.98% respectivamente. Finalmente, en el tercer escenario se inyectó el surfactante a 4000 ppm, 6000 ppm y 8000 ppm a 8% y 10% de volumen de poro en cada inyección; los mejores resultados se obtienen a 8000 ppm de surfactante con factores de recobro de 4.60% y 4.55% respectivamente para cada volumen de poro. Se concluye que el mejor rendimiento del factor de recobro se obtiene al inyectar surfactante a 8000 ppm y 8% de volumen de poro, lo que representa una producción diaria de 9709 barriles de petróleo.

Palabras Clave: simulación, modelo tridimensional, recobro, surfactante, volumen de poro.

ABSTRACT

In Ecuador, the drop in primary and secondary oil production in the last decade has shown the insufficiency of methods in the extraction of hydrocarbons. Therefore, in the present study, the simulation of an enhanced oil recovery (EOR) method, such as surfactant injection, was carried out. This method has proven successful in increasing oil recovery. The objective of this research is to evaluate the oil recovery performance after surfactant injection, through numerical simulation using the Computer Modeling Group (CMG) software. The operating variables are injection rate, surfactant concentration and pore volume. The software made it possible to build a three-dimensional model of the deposit, incorporating all the real information available from the field. Three injection scenarios were proposed, in the first scenario only a water rate of 1400 bpd was injected at 3%, 6%, 8% and 10% pore volumes, this gave an increase in the recovery factor of 3.82% and 3.96% to 8% and 10% pore volume respectively. In the second scenario, the surfactant "Surfolean-88H" was injected at 2000 ppm with the variants of 8% and 10% pore volume giving a recovery factor of 3.84% and 3.98% respectively. Finally, in the third scenario, the surfactant was injected at 4000 ppm, 6000 ppm and 8000 ppm at 8% and 10% pore volume in each injection; the best results are obtained at 8000 ppm of surfactant with recovery factors of 4.60% and 4.55% respectively for each pore volume. It is concluded that the best performance of the recovery factor is obtained by injecting surfactant at 8000 ppm and 8% pore volume, which represents a daily production of 9709 barrels of oil.

Keywords: *simulation, three-dimensional model, recovery, surfactant, pore volume.*

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|------|
| EVALUADORES..... | 5 |
| RESUMEN..... | I |
| <i>ABSTRACT</i> | II |
| ÍNDICE GENERAL..... | III |
| ABREVIATURAS | VI |
| SIMBOLOGÍA | VII |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | VIII |
| ÍNDICE DE TABLAS | X |
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| 1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1. Descripción del problema | 1 |
| 1.2. Justificación del problema..... | 2 |
| 1.3. Objetivos..... | 2 |
| 1.3.1. Objetivo General | 2 |
| 1.3.2. Objetivos Específicos | 3 |
| 1.4. Marco teórico | 3 |
| 1.4.1. Etapas de recobro de del yacimiento | 3 |
| 1.4.2. Inyección de surfactantes..... | 5 |
| 1.4.3. Tipos de Surfactantes | 5 |
| 1.4.4. Interacción entre surfactantes y fluidos en los yacimientos..... | 5 |
| 1.4.5. Volumen poroso a inundar | 7 |
| 1.4.6. Simulación numérica de yacimientos para inyección de surfactantes..... | 7 |
| 1.4.7. Computer modelling group – CMG..... | 9 |
| 1.4.8. Características de CMG | 9 |
| CAPÍTULO 2..... | 11 |

| | | |
|-----------------|--|----|
| 2. | Metodología | 11 |
| 2.1 | Evaluación del desempeño de la inyección de químicos | 11 |
| 2.1.1 | Descripción de esquemas de inyección para el campo ESPOL..... | 12 |
| 2.1.2 | Historial de extracción | 13 |
| 2.1.3 | Técnicas de investigación y variables de estudio..... | 14 |
| 2.1.4 | Histórico de producción..... | 14 |
| 2.1.5 | Relación Agua – Petróleo (WOR)..... | 17 |
| 2.2 | Construcción de los modelos (estático y dinámico) | 19 |
| 2.2.1 | Revisión y validación de los modelos estáticos y dinámicos del campo ESPOL | 21 |
| 2.2.2 | Descripción general del modelo estático | 21 |
| 2.2.3 | Descripción general del modelo dinámico | 22 |
| 2.2.4 | CMG: Sección encabezado..... | 23 |
| 2.2.5 | CMG: Sección de geometría y propiedades estáticas..... | 23 |
| 2.2.6 | Caracterización PVT de los fluidos..... | 25 |
| 2.2.7 | Sección de condiciones iniciales y equilibrio..... | 28 |
| 2.2.8 | Sección de Información de pozos y datos históricos..... | 28 |
| 2.3 | Inyección de surfactante | 29 |
| 2.4 | Escenarios de optimización | 30 |
| 2.4.1 | Caso base | 30 |
| 2.4.2 | Primer escenario | 31 |
| 2.4.3 | Segundo escenario | 32 |
| 2.4.4 | Tercer escenario | 32 |
| 2.5 | Evaluación de los escenarios de optimización..... | 34 |
| CAPÍTULO 3..... | | 35 |
| 3 | RESULTADOS Y ANÁLISIS | 35 |
| 3.1 | Evaluación del desempeño químico | 35 |

| | | |
|--------------------|---|----|
| 3.2 | Resultados de los escenarios de optimización | 36 |
| 3.2.1 | Caso base | 36 |
| 3.2.2 | Primer escenario | 38 |
| 3.2.3 | Segundo escenario | 38 |
| 3.2.4 | Tercer escenario | 39 |
| 3.3 | Selección del mejor escenario de optimización | 41 |
| CAPÍTULO 4 | | 44 |
| 4 | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 44 |
| 4.1 | Conclusiones | 44 |
| 4.2 | Recomendaciones | 46 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 47 |
| APÉNDICES | | 50 |

ABREVIATURAS

| | |
|----------|---|
| ESPOL | Escuela Superior Politécnica del Litoral |
| CMG | Computer Modelling Group |
| WOR | Relación agua petróleo |
| EOR | Recuperación mejorada de petróleo |
| SAGD | Steam – assisted gravity drainage |
| IFT | Interfacial tension |
| PVT | Presión, volumen, temperatura |
| NTG | Net to gross |
| BHP | Presión de fondo de pozo |
| ARCERNNR | Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables |

SIMBOLOGÍA

| | |
|-------|----------------------------------|
| bpd | Barriles de petróleo por día |
| bbl | Barriles de petróleo |
| MMbbl | millones de barriles de petróleo |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 Métodos mejorados de recuperación de petróleo (CMG, 2021). | 10 |
| Figura 2.1 Diagrama de flujo para establecer la inyección de químicos. | 11 |
| Figura 2.2 Patrón de inyección establecido para el campo ESPOL..... | 13 |
| Figura 2.3 Producción histórica agua-petróleo..... | 14 |
| Figura 2.4 Ubicación de los pozos productores del yacimiento Hollin Principal..... | 15 |
| Figura 2.5 Representación de la producción e inyección histórica de agua, petróleo y gas (Elaboración propia a través del Software CMG) | 17 |
| Figura 2.6 Histórico relación agua-petróleo (WOR) | 18 |
| Figura 2.7 Histórico resultado de inyección de agua fría de bajos ppm en el campo ESPOL (Fuente: ARCERNNR, 2023). | 19 |
| Figura 2.8 Metodología para la construcción del modelo de simulación de acuerdo con el software CMG. Elaboración propia a través de (Agudelo & Silva, 2021) | 21 |
| Figura 2.9 Malla de simulación del campo ESPOL (727320 celdas) | 24 |
| Figura 2.10 Distribución de la porosidad en la malla. | 24 |
| Figura 2.11 Distribución de la permeabilidad en la malla..... | 25 |
| Figura 2.12 Net to gross ratio campo ESPOL..... | 25 |
| Figura 2.13 Generación de correlaciones PVT, a través de CMG. | 26 |
| Figura 2.14 Mojabilidad de la roca o matriz, en función del ángulo de contacto con la superficie. Elaboración propia..... | 27 |
| Figura 2.15 Datos que forman las curvas de permeabilidades relativas (K_{ro} y K_{rw}) de la figura 2.17. | 27 |
| Figura 2.16 Curva de permeabilidad relativa: humectación preferente hacia la fase acuosa. | 28 |
| Figura 2.17 Constraint interfaz CMG. | 29 |
| Figura 2.18 Datos empleados para la simulación. | 34 |
| Figura 3.1 Producción acumulada de petróleo del caso base con las inyecciones de agua previas. | 35 |
| Figura 3.2 Producción de petróleo sin inyección de agua..... | 36 |
| Figura 3.3 Producción de petróleo con inyección de agua. | 37 |
| Figura 3.4 Producción diaria de petróleo con depletación de agua vs producción de petróleo sin pozos inyectoras..... | 37 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.5 Resultado grafico CMG de la aplicación de surfactante a distintos volúmenes porosos. | 38 |
| Figura 3.6 Resultado grafico CMG de la aplicación de surfactante a distintos volúmenes porosos. | 39 |
| Figura 3.7 Variación de producción diaria de petróleo después de 6 años de inyección de surfactante en el caso más optimo. | 40 |
| Figura 3.8 Caso óptimo de inyección de surfactante Surfolean-88H en un VP10%, a una concentración de 8000ppm..... | 41 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 2.1 Fecha de inicio de operaciones de los pozos inyectoros | 15 |
| Tabla 2.2 Producción mensual de petróleo de los pozos del campo ESPOLO | 16 |
| Tabla 2.3 Parámetros del petróleo para realizar el cálculo volumétrico mediante el cálculo volumétrico de Petrel. Fuente ARCERNNR | 22 |
| Tabla 2.4 Resultados de la evaluación volumétrica. Fuente ARCERNNR..... | 22 |
| Tabla 2.5 Datos para generación de correlaciones PVT..... | 26 |
| Tabla 2.6 Especificaciones del surfactante a implementarse | 29 |
| Tabla 2.7 Variables de inyección en el caso base de simulación | 31 |
| Tabla 2.8 Variables de inyección para el primer escenario de optimización (opción 1) | 31 |
| Tabla 2.9 Variables inyección para el primer escenario de optimización (opción 2) .. | 31 |
| Tabla 2.10 Variables inyección para el primer escenario de optimización (opción 3) | 31 |
| Tabla 2.11 Variables inyección para el primer escenario de optimización (opción 4) | 31 |
| Tabla 2.12 Variables de inyección para el segundo escenario de optimización con VP del 8%..... | 32 |
| Tabla 2.13 Variables de inyección para el segundo escenario de optimización con VP del 10%..... | 32 |
| Tabla 2.14 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 1) . | 32 |
| Tabla 2.15 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 2) . | 33 |
| Tabla 2.16 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 3) . | 33 |
| Tabla 2.17 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 4) . | 33 |
| Tabla 2.18 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 5) . | 33 |
| Tabla 2.19 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 6) . | 33 |
| Tabla 3.1 Resultado de inyección de agua del primer escenario..... | 38 |
| Tabla 3.2 Resultados de inyección de surfactante en el segundo escenario..... | 39 |
| Tabla 3.3 Resultado de la inyección de surfactante en el tercer escenario | 39 |

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Descripción del problema

La extracción de petróleo de un yacimiento implica tres etapas de recuperación. En la recuperación primaria, la energía del yacimiento natural (drenaje por gas, agua o gravitacional), desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y superficie, esta primera etapa permite una recuperación de hasta un 24% (Celi, Gómez, & Enríquez, 2021). La recuperación secundaria se da cuando un fluido externo (agua o gas) se inyecta en el yacimiento. El propósito de esta recuperación es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo (Schlumberger, 2023); la segunda etapa aumenta el factor de recobro hasta un 15% adicional. Finalmente, la recuperación terciaria o recuperación mejorada de petróleo (EOR), consiste en incrementar la producción de crudo, mediante la reducción de la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el petróleo, aumentando la viscosidad del fluido inyectado mejorando así la relación de movilidad (Andrade & Cruz, 2015); la EOR permite recuperar hasta un 20% adicional de hidrocarburo (Celi et al., 2021).

En la EOR, las inyecciones más conocidas son: inyección de polímeros, surfactantes y caustica (Andrade & Cruz, 2015). Esta información es discutida en el estudio de Massarweh & Abushaikha (2020) quienes afirman que existe una amplia variedad de agentes químicos que se emplean en la EOR, incluidos: tensoactivos, agua modificada iónicamente, álcalis, polímeros y nanopartículas. De acuerdo con la investigación de Agudelo & Silva (2021), afirma que al agregar surfactantes a una solución acuosa las moléculas de surfactantes interactúan con el sistema generando micelas; estas serán el objeto de inyección al yacimiento debido a que una vez que entren en contacto con la superficie de los poros o la interfaz fluido / fluido se forma una especie de micro emulsión que tiene como función reducir la tensión interfacial, cambiando la mojabilidad del área contactada.

El estudio de Dahbag et al. (2016), indica que el software CMG STARS permite comparar los datos experimentales con el modelo de inundación de surfactante. Entre los parámetros de comparación tenemos a la recuperación de petróleo, la presión de fondo del pozo y las curvas de permeabilidad relativa de imbibición.

Todos esos parámetros mostraron una excelente coincidencia entre los datos simulados y experimentales. Este hallazgo confirma la posibilidad de simular recuperación mejorada de pozos empleando surfactantes y obtener datos semejantes a la realidad.

1.2. Justificación del problema

En Ecuador, la caída en la producción primaria de petróleo en la última década ha evidenciado la insuficiencia de los métodos primarios en la extracción de hidrocarburos. Por tanto, se ha considerado la recuperación secundaria por inyección de agua como método idóneo para incrementar la presión del yacimiento y desplazar hidrocarburos (Gutiérrez, 2019). No obstante, el método establecido de EOR químico ha demostrado ser exitoso, considerando que aumenta la recuperación de petróleo a través de una combinación de mecanismos, que incluyen: reducción de la tensión interfacial (FTI), alteración de la humectabilidad, generación de espuma y la emulsificación. Sin embargo, la inundación de surfactantes todavía se ve desafiada a problemas como la inestabilidad en condiciones de depósito duros y a la adsorción excesiva. Estos problemas afectan la recuperación esperada del petróleo, y por tanto reducen los rendimientos económicos del proyecto (Massarweh & Abushaikha, 2020).

La simulación numérica es esencial para analizar y evaluar el comportamiento técnico de la implementación de recobro mejorado en campos petroleros ecuatorianos, como el campo ESPOL, proporcionando soporte para la toma de decisiones técnicas y administrativas en campo (Agudelo & Silva, 2021).

Se debe solventar la disminución en la producción de petróleo en el campo ESPOL, debido a la insuficiencia de los métodos primarios en la extracción de hidrocarburos. Para abordar este problema, se busca implementar y optimizar técnicas de recobro mejorado, como la inyección de surfactantes, mediante la evaluación del comportamiento técnico a través de simulación numérica, con el objetivo de maximizar la recuperación de petróleo y contribuir al desarrollo sostenible de los recursos energéticos del país.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Evaluar el rendimiento de recobro de petróleo después de la inyección de agua y surfactante, mediante simulación numérica utilizando el software CMG en el campo ESPOL, para la selección de la mejor estrategia de inyección.

1.3.2. Objetivos Específicos

1. Comprender los principios de interacción del surfactante en el reservorio mediante el análisis de bibliografía, para la determinación del mejor tipo de surfactante a aplicar.
2. Generar modelos de simulación mediante la aplicación del software CMG, para la evaluación de diferentes estrategias de inyección de agua y surfactantes.
3. Realizar un análisis de sensibilidad mediante la evaluación del rendimiento del modelo usando diferentes parámetros, como tasas de inyección, concentración de surfactante y volumen de poro a inundar para la obtención de un mayor factor de recobro de petróleo.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Etapas de recobro de del yacimiento

La recuperación primaria es “la cantidad de reservas recuperadas por la producción primaria, es decir, sin soporte de presión de fluido inyectado” (Alvarado & Manrique, 2010). La recuperación primaria de petróleo de un yacimiento se realiza con el uso de energía natural propia del yacimiento que desplaza el petróleo a los pozos de producción (Ma & Tang, 2023).

La recuperación secundaria de petróleo es “un proceso que permite obtener mayor producción de crudo, para lo cual se emplea la inyección de agua o la inyección de gas” (Alvarado & Manrique, 2010). La técnica de recuperación secundaria extiende la vida productiva del yacimiento, generalmente se realiza con inyección de agua para desplazar el petróleo y llevarlo a pozos productores (Ma & Tang, 2023).

La recuperación mejorada de petróleo, “es el proceso de aumentar la recuperación de petróleo después de la recuperación primaria y la recuperación secundaria. El proceso mejorado de recuperación de petróleo se puede lograr mediante muchas técnicas como: inyección de gas, inyección química, estimulación ultrasónica, inyección microbiana o recuperación térmica” (Saleem et al., 2011). La recuperación mejorada de petróleo abarca nuevas tecnologías de perforación de pozos, gestión y control inteligente de yacimientos, nuevas técnicas de monitoreo, diseñados para mejorar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta el pozo o para recuperar más petróleo después de la recuperación primaria y posterior” (Alvarado & Manrique, 2010).

Los productores de petróleo han generado nuevas técnicas terciarias o de recuperación mejorada de petróleo que puede ofrecer una perspectiva de recuperación que varía entre el 30% - 60% de petróleo (Ma & Tang, 2023). Es decir, el petróleo residual que aún existe en los yacimientos petrolíferos se puede extraer mediante recuperación mejorada de petróleo (EOR). La EOR basada en surfactantes es una técnica muy prometedora de yacimientos agotados a baja presión (Saxena et al., 2019). Esta información se corrobora en el estudio de Saleem et al. (2011), quienes afirman que la cantidad de petróleo que se produce a nivel mundial representa únicamente un tercio del petróleo total disponible, por tanto, al usar las EOR se puede producir más petróleo a medida que se incrementa la demanda. En las últimas tres décadas se ha investigado mucho en el campo de las EOR. Estas técnicas se aplican sobre reservorios maduros y agotados y ha demostrado una eficiencia mejorada en comparación con la recuperación primaria y secundaria (inundación de agua).

Las técnicas EOR se dividen en dos categorías en general (aumento de la eficiencia de barrido volumétrico y mejorar la eficiencia de desplazamiento). La mala eficiencia de barrido puede ser el resultado de la heterogeneidad del yacimiento o la movilidad deficiente. La movilidad puede ser controlada mediante el control de la inyección de un fluido lo que se puede hacer mediante la inundación de un polímero, o empleando métodos térmicos. Para la eficiencia del desplazamiento, la fuerza capilar tiene un gran impacto, ya que mantiene el petróleo en la matriz del yacimiento, con el fin de disminuir esta acción, se utiliza surfactantes químicos, inundación alcalina cáustica, gases miscibles, inundación de nitrógeno y proceso microbiano (Tunio et al., 2011).

Los métodos EOR se clasifican en: (i) térmico, que incluye la estimulación con vapor, inundaciones de vapor; drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD), y combustión in situ (inyección de aire). Actualmente, existe otras tecnologías no comerciales que incluyen el calentamiento electromagnético incluida la radiación de microondas; (ii) Químico, generalmente se ocupa de la inyección de componentes interfaciales activos como surfactantes y álcalis (o soluciones cáusticas), polímeros y mezclas químicas. Los tensioactivos para la inyección de espuma vienen en varias categorías, incluidos los destinados a una conformidad profunda en la inyección de disolvente; (iii) Inyección miscible o disolvente, se asocian frecuentemente con una forma de inyección de gas que utiliza gases tales como gas de hidrocarburo (enriquecido o pobre), dióxido de carbono y nitrógeno (Alvarado & Manrique, 2010).

1.4.2. Inyección de surfactantes

La inundación con surfactantes es un método EOR de alto rendimiento debido a su capacidad para reducir la tensión interfacial y efectuar una alteración de la mojabilidad del yacimiento (Ali & Reza, 2013). En el estudio de Nowrouzi et al. (2020), constatamos esta información pues, afirman que los aditivos de agua inyectables incluyen reductores de tensión interfacial (IFT), agentes de alteración de la humectabilidad y controladores de movilidad, y generalmente se usa los surfactantes para la reducción de IFT.

Los surfactantes se definen como compuestos anfifílicos que tienen una cabeza hidrofílica con una cola hidrofóbica. La estructura anfifílica de los tensoactivos da lugar a sus propiedades únicas, permitiéndole su uso en aplicaciones industriales como detergentes, agentes espumantes, agentes humectantes, emulsionantes y su aplicación amplia en la industria petrolera (Saxena et al., 2019).

1.4.3. Tipos de surfactantes

Los tensoactivos son del tipo no iónico, aniónico, catiónico y anfótero. Además, los tensoactivos pueden ser colocados en dos grupos que son, (i) base química y (ii) base natural. (i) Los tensoactivos químicos comerciales (incluidos detergentes), son los más comunes en el proceso EOR. (ii) Los tensoactivos químicos naturales también ofrecen una IFT ultra baja; los extractores de plantas contienen saponinas (no iónicos) y tienen una estructura molecular dual hidrofílica e hidrofóbica. Sin embargo, en la mayoría de los casos la IFT no alcanza el valor ideal para EOR y los tensoactivos químicos naturales ofrecen un rendimiento débil en comparación con los tensoactivos comerciales (Nowrouzi et al., 2020).

1.4.4. Interacción entre surfactantes y fluidos en los yacimientos

En la industria petrolera, el uso de surfactantes se debe principalmente a su propiedad de reducir las tensiones interfaciales de petróleo/agua (IFT). Las moléculas de surfactante en la superficie mojada por petróleo conducen a la alteración de la humectabilidad de la roca, que permiten la recuperación del petróleo atrapado en el yacimiento (Saxena et al., 2019). La inundación con surfactante es importante en la recuperación mejorada de petróleo, puesto que, durante la inundación con surfactante, la solución fluye a través del yacimiento poroso con grandes áreas de superficie, dando como resultado la pérdida inevitable de surfactante debido a la adsorción que limita su

aplicación extensiva en los campos petroleros. La reducción de la adsorción de tensioactivos sobre la roca en el yacimiento es uno de los factores más decisivos para el éxito de una inundación con surfactante, considerando, que las propiedades únicas de los tensioactivos se dan por su estructura anfifílica (Wu, et al., 2017).

El estado de humectación de un yacimiento depende de la diferencia entre la presión del aceite y del agua (presión capilar). La roca estará más mojada por agua al estar cerca del contacto petróleo-agua que en el yacimiento de petróleo donde debido a la flotabilidad, la presión del aceite es mayor (Sohal et al., 2016). El mecanismo de alteración de la mojabilidad del yacimiento, mojabable por agua a la mojabilidad por petróleo se relaciona con la adhesión de los componentes polares del petróleo crudo, que han migrado al yacimiento. Posteriormente a esta migración del petróleo crudo a los poros del yacimiento, se genera una capa de salmuera entre el petróleo crudo y la superficie de la roca, evitando el contacto entre el petróleo crudo y la superficie de la roca (Saxena et al., 2019). La ruptura de la capa de salmuera se da debido a la presencia de fuerzas como, la transferencia de carga, fuerzas de Van Der Waals, y enlaces de hidrogeno entre el petróleo crudo y la superficie de la roca, es decir, estas fuerzas conducen a la adsorción de los componentes del petróleo crudo en la superficie de la roca y al estado de humectación por petróleo de la roca del yacimiento. Al inyectar el surfactante en el yacimiento, las moléculas de surfactante interactúan con los componentes adsorbidos del petróleo crudo como pueden ser, ácido nafténicos, asfáltenos y resinas. Estos componentes son los responsables del estado de humectación del petróleo en la superficie, que llegan a tener una interacción hidrofílica o hidrofóbica con las moléculas de surfactante inyectadas (Hou et al., 2015).

La interacción hidrofílica produce la formación de un par de iones entre la cabeza hidrofílica del surfactante y el petróleo crudo adsorbido, y la interacción hidrofóbica se generan por la unión entre la cadena de carbono de las moléculas de surfactante y los componentes del petróleo crudo adsorbidos. Con el movimiento del frente de inundación, los componentes del petróleo crudo unidos a moléculas de surfactantes se liberan y moviliza (desorción) a la mayor parte de la fase acuosa y el sitio disponible queda ocupado por la molécula de surfactante. Las moléculas de surfactante adsorbidas en la superficie de la roca evitan una mayor interacción del petróleo crudo y la superficie de la roca, cambiando la humectabilidad de la roca para mojarla con agua (Saxena et al., 2019).

1.4.5. Volumen poroso a inundar

Los parámetros críticos como: (i) porosidad, (ii) permeabilidad, y (iii) compresibilidad del volumen de los poros; son importantes para la caracterización óptima del reservorio y el análisis preciso del flujo de fluido subterráneo (Farahani et al., 2022). El volumen de poros de hidrocarburos: es determinado a partir de la entrada geológica (área y grosor promedio del depósito) y de la petrofísica (porosidad y net to gross – NTG); en el caso de tener datos limitados en la vida temprana, se considera valores individuales para el área del embalse y valores promedio de NTG, porosidad y la saturación del agua, (Wheaton, 2016) de modo que se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$V = Ah_v\phi(1 - S_w) \quad (1.1)$$

Donde: A , área promedio; h_v , espesor neto ($h \bullet NTG$); ϕ , porosidad; y S_w , saturación de agua.

Un factor para evaluar el efecto de la inundación de agua en un campo de petróleo es el volumen de poros de la inyección acumulativa de agua (M), que se define como la relación entre la inyección acumulada de agua por medio de cada bloque de rejilla y el volumen de poros de ese bloque de cuadrícula en el espacio tridimensional (Feng & Yu, 2015). La ecuación (1.2) permite calcular la inyección de agua.

$$M = \frac{W_F}{V_P}$$

Donde: M , es el volumen acumulativo de poros de inyección de agua; V_P , es el volumen de poros del bloque de cuadrícula; y W_F , es la inyección de agua acumulada a través de ese bloque de cuadrícula. Además, el estudio de Feng & Yu (2015), afirma que la relación entre el volumen acumulado de poros de inyección de agua y la saturación del agua es una relación logarítmica, y existe un punto de inflexión y un punto límite en la relación entre S_w y M , que son útiles para optimizar el proceso de inundación del agua y facilitar las decisiones en la operación.

1.4.6. Simulación numérica de yacimientos para inyección de surfactantes

La simulación de yacimientos es utilizada para pronosticar la producción y las condiciones específicas de desarrollo o explotación. Los enfoques que se emplean para predecir el rendimiento de la producción son, analógicos, experimentales y matemáticos (Alvarado & Manrique, 2010). Estas simulaciones permiten evaluar el impacto de diferentes variables, como la concentración de surfactante, la permeabilidad del

yacimiento y la saturación de petróleo residual, en la eficiencia de la inyección de surfactantes (Agudelo & Silva, 2021). Es decir, el modelado hidrodinámico evalúa la eficiencia de los métodos de recuperación de petróleo terciario, permitiendo la reducción de riesgos y costos, y optimizando las primeras etapas del proyecto EOR, considerando parámetros físicos y geológicos del yacimiento (Kudryashov et al., 2021), como son:

- Análisis de sensibilidad de los parámetros clave que intervienen en la recuperación de petróleo.
- Optimización de la composición de los químicos inyectados.
- Selección del tamaño de slug.
- Optimización de los modelos de operación para los pozos de producción e inyección.
- Configuración de la frecuencia de inyección
- Selección de la concentración óptima de productos químicos.

Para la simulación se emplean varios métodos como es (i) el tradicional o modelado matemático, el cual emplea balances de materia y representaciones termodinámicas relativamente simples de los fluidos que definen de manera única el yacimiento, previamente se realiza un análisis de la curva de declinación de producción (curva exponencial, hiperbólica y armónica); y (ii) los métodos analíticos, que representan principios utilizados en las simulaciones numéricas de yacimientos. Este método se basa en geometrías simétricas de distribuciones de pozos o configuraciones de pares inyector – productor en geometrías de yacimientos confinados (Alvarado & Manrique, 2010).

Finalmente, la evaluación de la eficiencia de la simulación es llevada a cabo primero en una pequeña área del yacimiento (laboratorio), posteriormente la tecnología se replica a escala (planta piloto) de todo el campo. El sitio debe ser ubicado de manera que se confirme la eficacia de la tecnología y apruebe la fase piloto, para la implementación a gran escala (Kudryashov et al., 2021). A continuación, se presenta los principales criterios de selección del lugar para la prueba piloto:

- Distancia mínima (~100 – 150 m) entre los pozos de producción e inyección.
- Baja heterogeneidad del yacimiento.
- Alta saturación de petróleo residual.
- Principio de similitud para minimizar riesgos al implementar a gran escala.
- Suficiente información geológica del área de piloto con conexión hidrodinámica entre los pozos y su condición técnica aceptable.
- Implementar la tecnología después de la inyección de agua tradicional.

1.4.7. Computer modelling group – CMG

"CMG es un simulador de yacimientos multipropósito para el diseño y simulación de procesos de recuperación mejorada (Díaz et al., 2014)".

CMG ofrece respuestas rápidas de yacimientos complejos con productos y flujos de trabajo fáciles de usar. La simulación que ofrece el software permite a las empresas maximizar la producción de sus yacimientos de petróleo y/o gas, generando un impacto directo en los ingresos, y minimizando una estrategia de desarrollo de campo bien definida y optimizada (CMG, 2021).

1.4.8. Características de CMG

CMG presenta las siguientes características (Díaz et al., 2014), permite:

- La simulación de yacimientos de petróleo en 3D.
- La simulación de procesos de recuperación mejorada.
- La simulación de diferentes tipos de fluidos, como petróleo, gas y agua.
- La simulación de diferentes tipos de rocas, como arenisca y lutita.
- La simulación de diferentes tipos de procesos de producción, como la inyección de vapor y la inyección de agua.

Los métodos mejorados de recuperación de petróleo propios del simulador se presentan en la figura 1.1, como podemos observar se considera los EOR térmico, gaseoso, químico y otros (microbiológicos). Este estudio se centra en el paquete STARS con surfactantes, este simulador considera el valor de composicional, térmico, químico y geomecánica (CMG, 2021); el termino STARS proviene de las siglas "Simulator of thermal and advanced reservoir" (Rai et al., 2015) el cual se usa ampliamente en la industria de petróleo y gas para simular escenarios de recuperación mejorada con procesos térmicos como: inyección de vapor y productos químicos, solventes y aire; además, procesos térmicos y químicos como es el caso de la inyección de surfactantes (Holguin, 2021). El fluido de referencia del paquete STARS es crudo de petróleo. El software STARS configura todas las propiedades del yacimiento, propiedades de los componentes (salmuera, petróleo crudo y surfactante), las características de los pozos, y el mapa de porosidad de la muestra (Mabkhot et al., 2016).

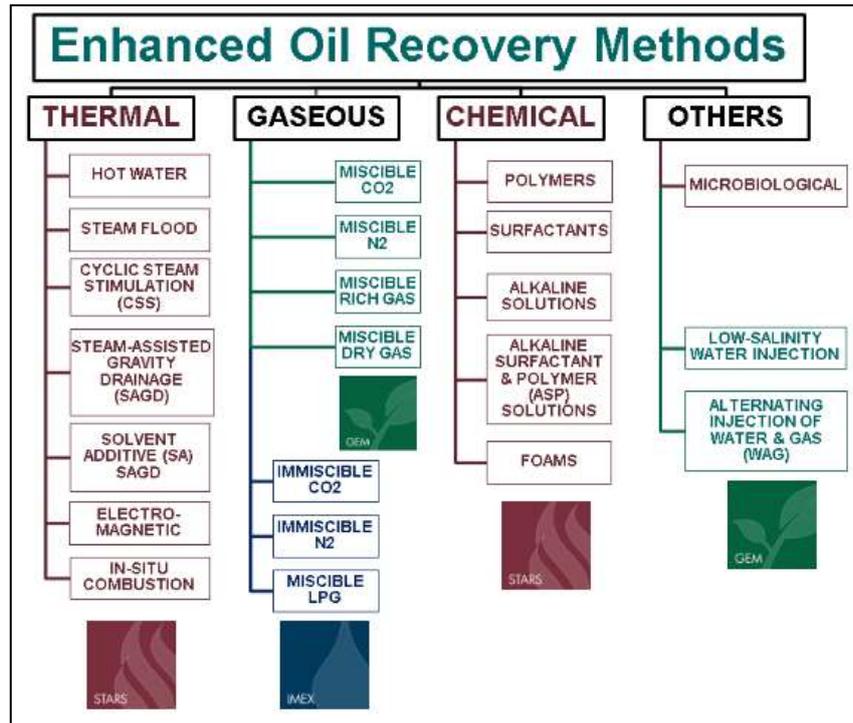


Figura 1.1 Métodos mejorados de recuperación de petróleo (CMG, 2021).

Criterios para la selección del paquete STARS (CMG, 2021):

- Todos los aspectos relacionados con la geología (porosidad, permeabilidad y distribución del agua).
- Estructura del Reservorio.
- Propiedades del yacimiento en programas geológicos y geoestadísticos (cuadrículas 3D).
- Fórmulas (herramienta en Builder para generar y asignar nuevas propiedades, como la porosidad).
- Valores constantes.
- Modelado PVT: Resultados de Laboratorio (Winprop), y Datos limitados (correlaciones).
- Información básica relacionada con las densidades de gas y petróleo, presión de saturación y temperatura del yacimiento.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Este apartado detalla el proceso desarrollado para la construcción del modelo y las simulaciones necesarias. La metodología se explica mediante diagramas de flujo y descripciones de los parámetros considerados para cumplir cada etapa.

2.1 Evaluación del desempeño de la inyección de químicos

La eficiencia de la inyección del surfactante se valoró de la siguiente manera: primero se caracterizó el esquema de inyección a través de gráficos y tablas que muestran el comportamiento del campo antes y durante de la adición de los agentes químicos. A continuación, en la figura 2.1 se ilustra el flujo del proceso resumido, considerando los aspectos principales para llevar a cabo la inyección.



Figura 2.1 Diagrama de flujo para establecer la inyección de químicos.

Para las simulaciones se utilizó el simulador CMG, con dos aplicaciones:

- IMEX es un simulador “*black oil*”, se emplea para yacimientos convencionales y no convencionales, recobro secundario y optimizar eficiencias y rendimientos, sin embargo, esta aplicación está limitada a la inyección de fluidos mientras la composición química y la temperatura son constantes.
- STARS es un simulador de yacimientos de procesos térmicos y avanzados. Se emplea para procesos de recobro térmico y químico, diseño de pozos reales y complejos y geomecánica en procesos térmicos. Esta aplicación es adecuada para el presente estudio debido a que en la simulación del campo ESPOL hay cambios en la temperatura que afecta el factor de recobro de petróleo en el yacimiento.

Finalmente cabe mencionar que existe otra aplicación de CMG el cual se denomina GEM, este software de simulación de yacimientos se utiliza para modelado de yacimientos basado en ecuaciones de estado, composicionales, químicos y no convencionales (Computer Modelling Group Ltd, 2024). Esta aplicación no es útil para el presente estudio debido a que el modelo matemático no se acopla a los datos y procesos utilizados en la simulación del campo ESPOL.

2.1.1 Descripción de esquemas de inyección para el campo ESPOL

Se han propuesto diversos esquemas de inyección de agua por intervalos de completación, junto con sus respectivas modificaciones, teniendo en cuenta la cantidad de pozos inyectores y productores disponibles. Considerando la extensión del yacimiento, la inyección de agua se implementa bajo múltiples esquemas desarrollados para optimizar la recuperación de petróleo y el número de pozos necesarios en los proyectos de inyección de fluidos. El campo consta de 6 pozos inyectores y 14 pozos productores. En la figura 2.2 se puede observar la distribución de los pozos en la simulación del campo ESPOL.

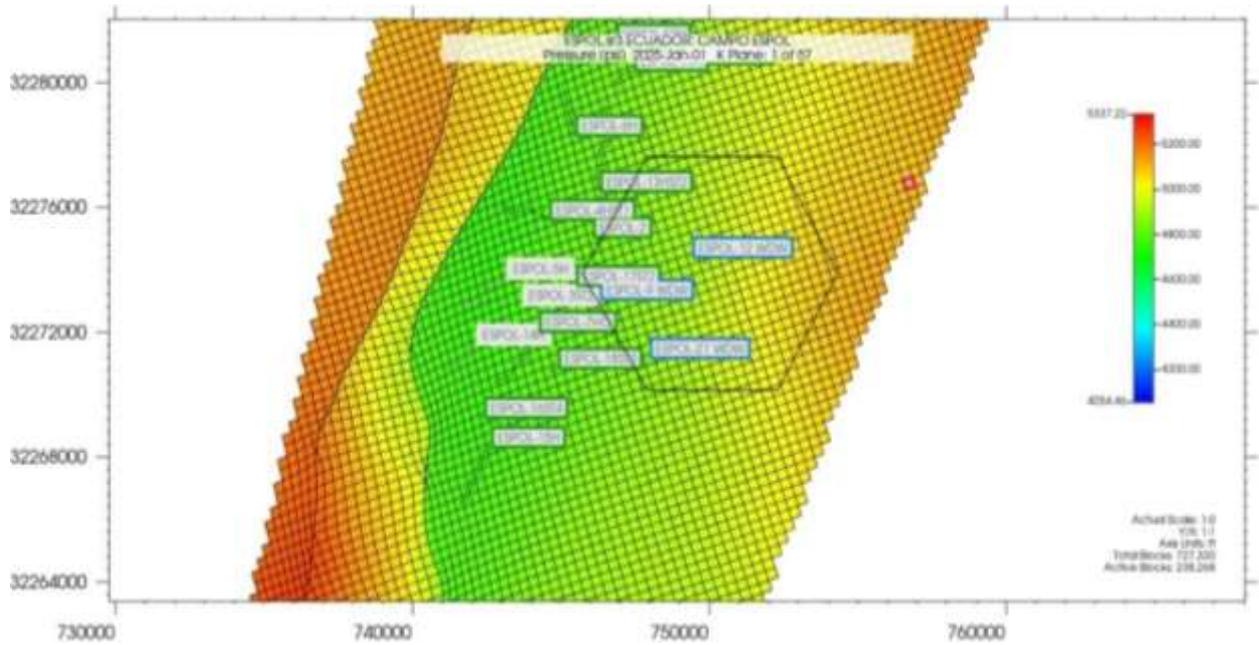


Figura 2.2 Patrón de inyección establecido para el campo ESPOL

2.1.2 Historial de extracción

La información histórica sobre la extracción, utilizando el método de inyección ilustrado en la figura 2.2, se exhibe en la figura 2.3. El propósito es destacar la progresión y las tendencias del yacimiento a medida que se desarrolla el proceso de extracción.

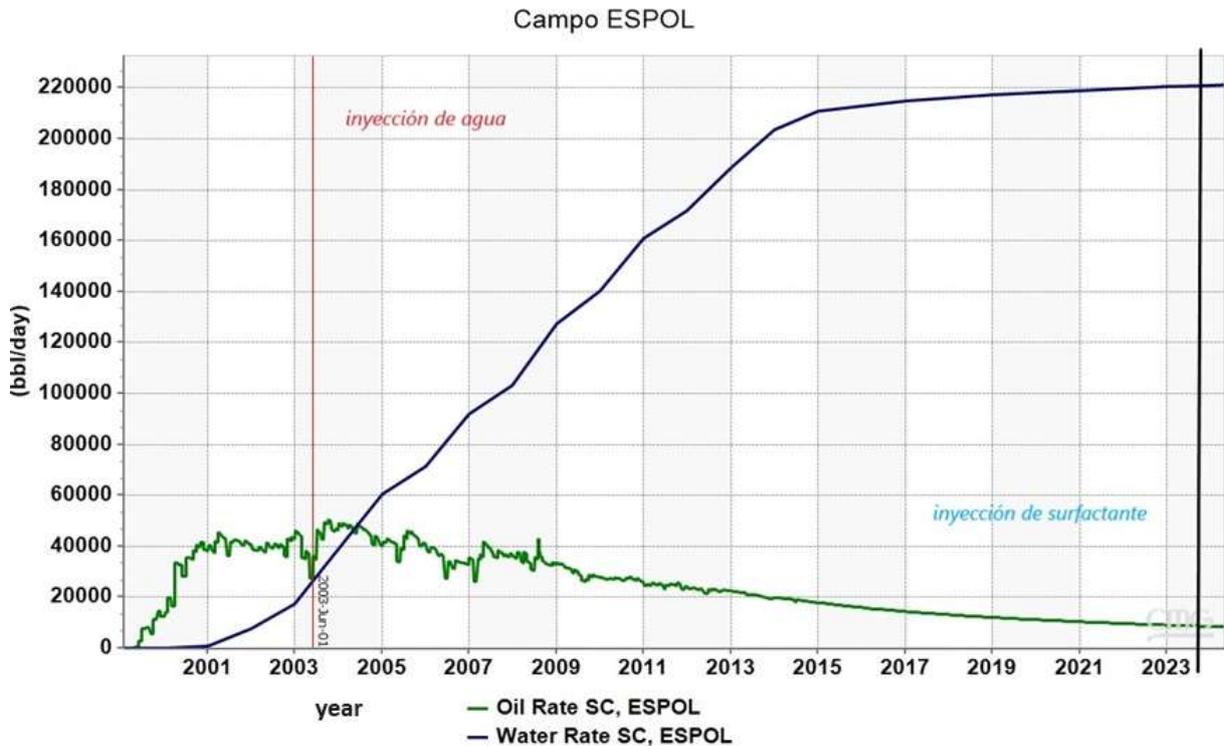


Figura 2.3 Producción histórica agua-petróleo

Nota. Esta figura muestra un gráfico lineal que representa la producción histórica de agua y petróleo del campo ESPOL desde 1999 hasta 2023. Se observan dos líneas: una verde que representa la tasa de petróleo y una azul que representa la tasa de agua. También se indican los eventos de inyección de agua y de surfactante, por Dirección Técnica de Hidrocarburos ARCERNNR, 2023. Elaboración propia a través de CMG.

2.1.3 Técnicas de investigación y variables de estudio

El enfoque sistemático del diseño experimental de esta investigación destaca de manera precisa el uso de datos históricos para el modelado en CMG. El presente estudio se llevó a cabo mediante una metodología exploratoria y explicativa, a fin de evaluar el rendimiento de recobro de petróleo después de la inyección de agua y surfactante con simulación numérica. De igual manera, se estableció la relación causa – efecto entre la inyección del surfactante y volumen de poro con el recobro de crudo.

El campo de estudio dispone de veinte y cinco pozos (25), que son la base para la investigación mediante la simulación con inyección de surfactante.

Las variables de estudio determinadas son la siguientes:

- Variables independientes: tasa de inyección de agua, concentración de surfactante y volumen poroso.
- Variable dependiente: cantidad de recobro de petróleo.

2.1.4 Histórico de producción

Los registros de producción del campo ESPOL, tienen como objetivo exponer el comportamiento y las tendencias que se pueden desarrollar en el yacimiento a medida que avanza su producción. La información de los caudales de producción, así también como la producción acumulada de petróleo y gas (N_p y G_p), se usaron para construir la curva de cada fluido mediante la sumatoria de los caudales de acuerdo con las fechas en que fueron reportadas.

Este campo de estudio está ubicado en la cuenca Oriente de Ecuador y fue descubierto en 1999. Desde entonces ha sido explotado como se presenta en la tabla 2.1. Actualmente, cuenta con 25 pozos perforados, distribuidos entre 6 pozos inyectoros, 5 pozos abandonados y 14 pozos productores. La producción mensual del mes de mayo 2023 fue de 378 [Mbb] de petróleo, con un corte de agua promedio de 93.65%. (ARCERNNR, 2023).

Tabla 2.1 Fecha de inicio de operaciones de los pozos inyectoros

| Pozos inyectoros | Inicio De Operaciones | Volumen Diario De Agua A Inyectar [bbl/día] | Estado |
|------------------|-----------------------|---|---------|
| ESPOL-9 WDW | 01/02/1999 | 17.54 | Abierto |
| ESPOL-12 WDW | 01/06/2003 | 10206.8 | Abierto |
| ESPOL-14H WDW | 01/12/2008 | 4953.13 | Cerrado |
| ESPOL-2 WDW | 01/08/2009 | 10725.81 | Cerrado |
| ESPOL-5H WDW | 01/07/2010 | 4917.32 | Cerrado |
| ESPOL-21 WDW | 01/12/2011 | 831.07 | Abierto |

En base a los valores de la tabla 2.1 se puede evidenciar que la cantidad de inyección de agua no fue suficiente para frenar el ritmo de declinación, ya que la misma pasó de 10206.8 [bbl/día] en el pico más alto de producción en 2003 (64936 [bbl/día] de petróleo), a un total de 31651.67 [bbl/día] de agua inyectada en 2013 (30519 [bbl/día] de petróleo), y sin lograr resultados eficientes para frenar la bajada de producción. Debido a esto se plantea una nueva estrategia para incrementar la extracción de petróleo del yacimiento. A continuación, en la Tabla 2.2 se muestra una descripción detallada de los pozos productores de campo, se incluye la producción neta mensual y la proporción de agua producida, resaltando el alto volumen de agua extraída en el campo ESPOL. En la figura 2.5 se presenta la ubicación de los pozos correspondientes a las 2 plataformas del campo, los cuales están produciendo desde el yacimiento Hollin Principal.

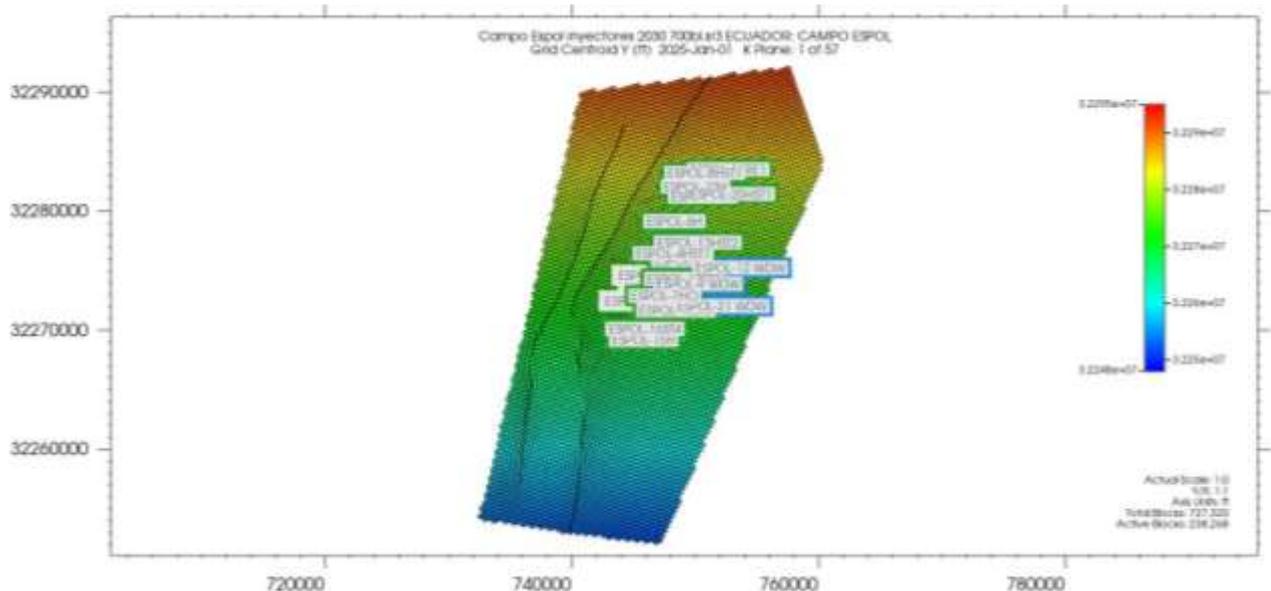


Figura 2.4 Ubicación de los pozos productores del yacimiento Hollin Principal.

Nota. Figura que representa la ubicación de pozos en el yacimiento Hollín, por Dirección Técnica de Hidrocarburos ARCERNNR, 2023. Elaboración propia a través de CMG.

Tabla 2.2 Producción mensual de petróleo de los pozos del campo ESPOL

Fuente: Elaboración propia a través del Software CMG

| Pozos productores | Fluido mensual Producido [bb] | Producción mensual petróleo [bb] | Water Cut SC - % |
|--------------------------|--------------------------------------|---|-------------------------|
| ESPOL-15H | 928052.96 | 55938.36 | 93.97% |
| ESPOL-7HO | 429769.04 | 54350.94 | 87.35% |
| ESPOL-4HST1 | 1051154.10 | 45320.43 | 95.69% |
| ESPOL-6H | 802092.18 | 42550.07 | 94.70% |
| ESPOL-10H | 393180.94 | 41690.67 | 89.40% |
| ESPOL-8HST1 | 417434.45 | 39293.27 | 90.59% |
| ESPOL-17ST2 | 772956.53 | 22568.84 | 97.08% |
| ESPOL-16ST4 | 621123.56 | 22237.42 | 96.42% |
| ESPOL-13HST2 | 670865.76 | 18247.66 | 97.28% |
| ESPOL-19H | 341312.96 | 18246.62 | 94.65% |
| ESPOL-18ST3 | 285020.13 | 12229.08 | 95.71% |
| ESPOL-2 | 140201.10 | 12226.09 | 91.28% |
| ESPOL-20HST1 | 215517.56 | 8542.96 | 96.04% |
| ESPOL-11RE1 | 37869.37 | 3443.40 | 90.91% |

El declive de producción de petróleo se debe principalmente a que después de años de explotación primaria y secundaria mediante inyección de agua, una gran proporción del petróleo movilizable con estas técnicas ya ha sido extraído. No obstante, los altos cortes de agua reportados para los pozos productores, con valores promedio superiores al 90%, sugieren que aún existe petróleo en el reservorio que no puede ser desplazado eficientemente solo con agua.

Es aquí donde la inyección de surfactantes toma relevancia como método de recuperación mejorada. Los surfactantes reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, permitiendo que esta última moje de mejor manera las rocas del yacimiento. De esta forma, se genera un barrido más eficiente que logra movilizar petróleo residual que permanecía atrapado en los poros después del paso del agua. Adicionalmente, los surfactantes disminuyen la adsorción en las paredes de las rocas, facilitando aún más el flujo de los fluidos, para complementar la propuesta de inyección de surfactantes en el campo ESPOL, es necesario realizar una simulación numérica en el software CMG-STARS que permita predecir y evaluar los potenciales efectos de esta estrategia antes de su implementación a nivel de campo.

El software CMG-STARs, permitió construir un modelo tridimensional del yacimiento, incorporando toda la información disponible como geometría de los estratos, propiedades petrofísicas de las rocas, características de los fluidos, infraestructura de pozos, historial de producción, entre otros parámetros.

En los modelos calibrados con los datos reales de comportamiento del campo, se pueden probar distintos escenarios de inyección de surfactantes, variando aspectos como tasas de inyección, pozos seleccionados, tipo de formulación, entre otros, etc. El simulador permitirá entonces predecir la respuesta futura del yacimiento frente a los diferentes casos.

De acuerdo con la figura 2.6, se observa que las curvas de producción de petróleo y agua a través del tiempo reflejan el comportamiento de las permeabilidades relativas del reservorio. Específicamente, el temprano incremento en el corte de agua con la consecuente disminución de la tasa de extracción de crudo revela que existe una preferencia de flujo del agua sobre el aceite en los poros del yacimiento. En base a la posición del cruce de ambas curvas, se puede inferir que las formaciones productoras presentan principalmente una condición de humectabilidad intermedia de petróleo-agua, significando que la matriz rocosa tiene mayor afinidad de mojabilidad con la fase acuosa.

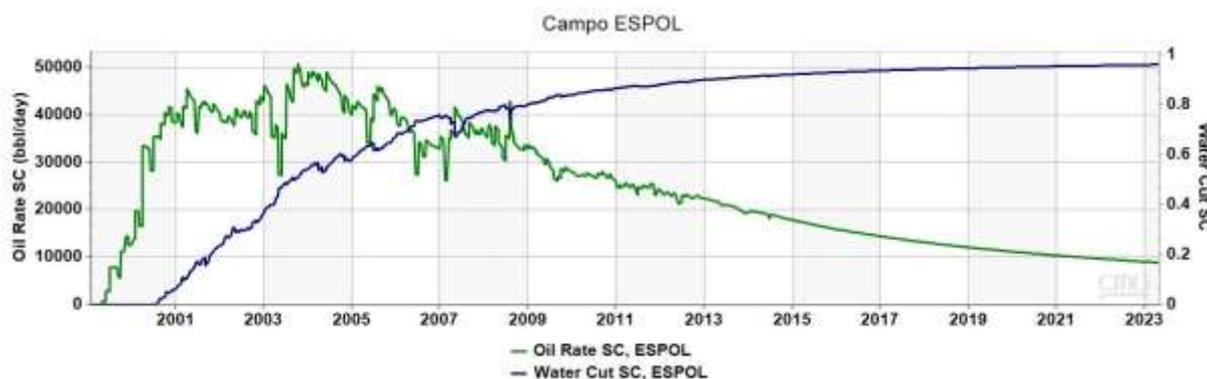


Figura 2.5 Representación de la producción e inyección histórica de agua, petróleo y gas (Elaboración propia a través del Software CMG)

2.1.5 Relación Agua – Petróleo (WOR)

La curva de relación agua – petróleo (WOR) se construyó a partir de los reportes de producción del yacimiento, tomando en consideración los caudales de extracción de agua y crudo desde 1999 hasta enero de 2024. De acuerdo con esto se presenta la figura 2.7, en donde se puede evidenciar la evolución que ha tenido el campo a lo largo de su historia de desarrollo.



Figura 2.6 Histórico relación agua-petróleo (WOR)

Nota. En términos de unidades, el WOR se expresa generalmente como una relación adimensional, ya que se trata de la relación entre el volumen de agua producido y el volumen de petróleo producido. Por ejemplo, un WOR de 3 significa que se producen 3 barriles de agua por cada barril de petróleo. Elaboración propia a través de CMG.

A lo largo de la historia de producción, el campo ESPOL ha aplicado inyección convencional de agua, por lo que en la actualidad se lo considera un campo maduro bajo este método de recuperación. Sin embargo, debido a la disminución paulatina en la eficiencia del barrido con agua inyectada, se propone implementar la inyección de un surfactante sintético, el cual actuaría como aditivo químico tensoactivo. Lo anterior con el objetivo de aumentar el factor de recobro de petróleo.

Entre los años 2012 y 2014 se aplicó en el campo ESPOL inyección de agua limpia con una estricta especificación de calidad, manteniendo una concentración de hidrocarburos menor a 15 ppm. Adicionalmente, se controló la temperatura del agua en un rango entre 180°F y 185°F antes de ser inyectada tal como se muestra en la figura 2.8. La intención de enfriar el agua era mejorar el gradiente de temperatura contra el yacimiento y así aumentar la movilidad del petróleo. Sin embargo, se observó que el enfriamiento del agua por intercambio térmico de aire no generó los resultados esperados, evidenciando poca mejora en los factores de recobro con respecto al método convencional previo de inyección de agua a temperatura ambiente.

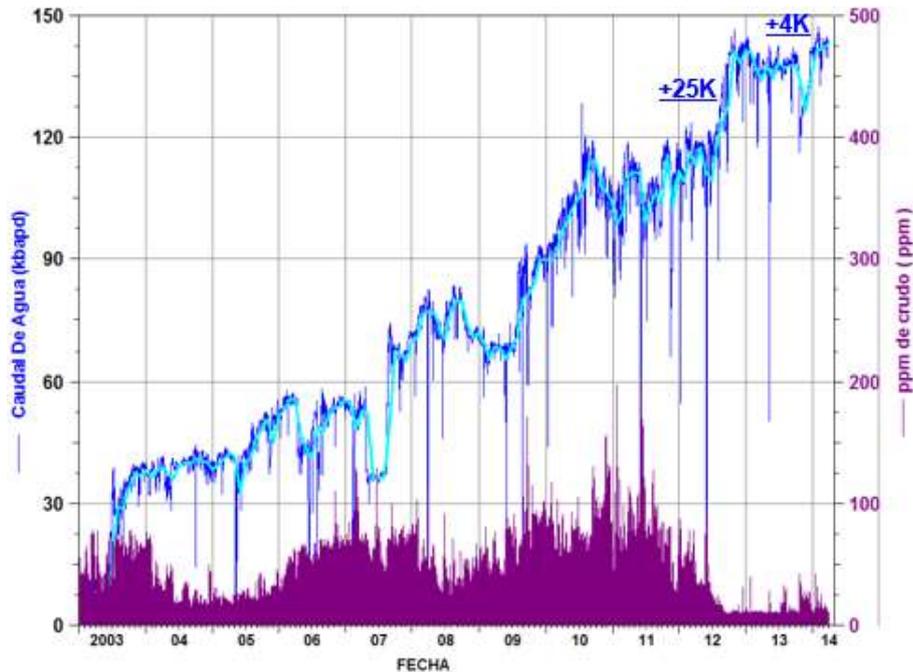


Figura 2.7 Histórico resultado de inyección de agua fría de bajos ppm en el campo ESPO (Fuente: ARCERNR, 2023).

Ante estos resultados por debajo de lo pronosticado, para 2014 se desistió de la inyección de agua fría y se retomó la inyección de agua en las condiciones convencionales de operación. Sin embargo, la producción continuó con su declive sostenido, lo que reafirma la necesidad de reforzar la recuperación en este campo maduro mediante la aplicación de aditivos químicos tensoactivos que mejoren el barrido, por lo tanto, se realizó la proyección del comportamiento de la inyección de surfactante, que empezará el 01 de enero de 2024 y se proyecta hasta el año 2030, esta predicción está disponible mediante el uso del software CMG – STARS.

Esta ventana de 6 años permite prever un periodo adecuado para alcanzar los factores óptimos de recobro tomando como referencia casos análogos exitosos con estas condiciones de yacimiento, como es el caso del campo Pacoa, bloque 1 del estudio de (Borbor & Montalván, 2021). Asimismo, considerando el comportamiento histórico de producción de este campo, se prevé que para 2030 buena parte de los beneficios potenciales de la inyección de surfactante se habrán materializado.

2.2 Construcción de los modelos (estático y dinámico)

En la actualidad, la evaluación de proyectos se realiza mediante modelos predictivos de simulación. No obstante, es importante recalcar la dependencia de la calidad de datos

con la precisión y exactitud de las “predicciones”, y además es importante tener una buena comprensión del comportamiento del yacimiento. El modelo de estudio empleado para la simulación se encargó de garantizar la calidad de datos usados, y entregó resultados de confianza en el simulador CMG. La empresa operadora fue la fuente principal, puesto que suministró la información necesaria para representar de la mejor manera las condiciones del yacimiento, aumentando la certeza y confiabilidad de los resultados del software CMG.

Para el modelo dinámico se consideran los siguientes aspectos:

- Modelo estático del reservorio
- Información geológica adicional
- Datos disponibles de propiedades de fluidos
- Información petrofísica existente
- Historial de producción de los pozos del campo
- Especificaciones de los pozos inyectores y productores
- Propiedades, volúmenes y concentraciones de los fluidos a inyectar

En la figura 2.9 se presenta el diagrama de la metodología para la construcción del modelo de simulación según las secciones del software CMG.

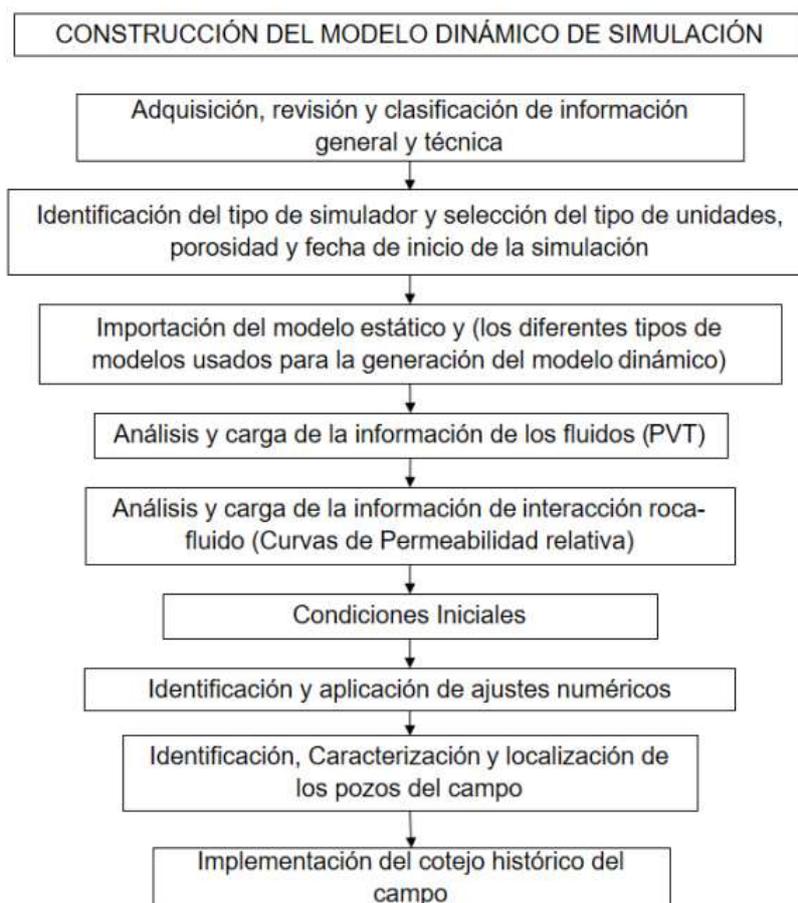


Figura 2.8 Metodología para la construcción del modelo de simulación de acuerdo con el software CMG. Elaboración propia a través de (Agudelo & Silva, 2021)

2.2.1 Revisión y validación de los modelos estáticos y dinámicos del campo ESPOL

Los modelos estático y dinámico del campo ESPOL se desarrollaron originalmente por la operadora, y posteriormente fueron presentados a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables ARCERNNR para su revisión y validación. Una vez recibidos los modelos geoestadísticos, se ejecutó la verificación de la información para asegurar la calidad de los datos, que luego serían respaldados por el departamento de yacimientos, permitiendo así garantizar la precisión de la simulación de inyección de agua en el reservorio.

2.2.2 Descripción general del modelo estático

A partir del modelo geológico del campo ESPOL, el mismo que fue construido en base a las características de las facies, se revisaron los atributos de modelamiento de

propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad, saturaciones iniciales de fluidos y relación neta/bruta. Estos parámetros inherentes al reservorio complementan el modelo geoestadístico. Las regiones creadas para cada propiedad estática se emplearon para ejecutar la valoración volumétrica obteniendo los resultados mostrados en la tabla 2.3. Además, para complementar la información requerida en el cálculo, se ingresan las características del petróleo. La elección del factor volumétrico se basó en el análisis PVT realizado en muestras de diversos pozos. Los resultados de la evaluación volumétrica del campo ESPOL se muestran en la tabla 2.4 (ARCERNNR, 2023).

Tabla 2.3 Parámetros del petróleo para realizar el cálculo volumétrico mediante el cálculo volumétrico de Petrel. Fuente ARCERNNR

| Parámetro | Unidad | Valor |
|--------------------|-----------|-------|
| Factor volumétrico | [bbl/stb] | 1.10 |
| Factor de recobro | % | 19 |

Tabla 2.4 Resultados de la evaluación volumétrica. Fuente ARCERNNR

| Parámetro | Unidad | Valor |
|------------------|---------|---------|
| Volumen aparente | [MMbbl] | 6950 |
| Volumen neto | [MMbbl] | 6950.29 |
| Volumen de poro | [MMRB] | 803 |
| HCPV oil | [MMRB] | 597,2 |
| STOIIP | [MMSTB] | 650,5 |

2.2.3 Descripción general del modelo dinámico

La integración de propiedades PVT de los fluidos, presiones iniciales, permeabilidades relativas, modelo de aporte de agua y datos de completación y producción histórica en el simulador permitieron reproducir el comportamiento observado del campo. Una vez revisado el modelo dinámico del campo ESPOL, se procedió a actualizarlo con datos de propiedades dependientes de la temperatura. De igual manera, se ingresó manualmente la información de temperatura de inyección para todos los pozos inyectoros.

Los límites estructurales superior e inferior del yacimiento se ubican a 11,383 y 11,767 ft de profundidad vertical verdadera (TDV), respectivamente. Se identificó la existencia de un acuífero altamente comunicado y de características infinitas, situación que explica las elevadas fracciones de agua producida.

La profundidad de referencia para propósitos del modelo dinámico se fijó en 9,658 ft medidos como TVDSS, con una presión asociada de 5000 psi.

Luego de la revisión inicial, el modelo dinámico del campo se actualizó con información de propiedades sensibles a la temperatura. Adicionalmente, se incorporaron los registros históricos de temperatura del fluido inyectado en todos los pozos de inyección, para el período comprendido entre febrero 1999 y enero 2025.

La configuración inicial del modelo no logró replicar de manera precisa las tendencias históricas. Por tanto, se estableció ajustar la permeabilidad relativa como variable fundamental, con este ajuste se alcanzó la calibración final deseada. De acuerdo con este resultado, se descartó los escenarios predictivos relacionados con la perforación de nuevos pozos y side – tracks, considerando que no resultaban viables económicamente.

2.2.4 CMG: Sección encabezado

La construcción del modelo de simulación inicia en la sección de encabezado, donde se especifica el software STARS acorde al proceso de inyección química a implementarse. Las unidades de trabajo seleccionadas son las de campo “Field” y el tipo de flujo en la roca se define como “single porosity” ya que no existe evidencia de fracturamiento en el yacimiento. La fecha inicial del modelo coincide con la perforación de los primeros pozos productores del campo.

2.2.5 CMG: Sección de geometría y propiedades estáticas

Las características geométricas, se generan mediante una malla regular que ajuste la forma del reservorio, con celdas de igual tamaño en cada dirección. El grid resultante posee 727,320 celdas con geometría Corner Point, siendo 110 celdas en "X", 116 en "Y" y 57 en "Z". La representación de la malla dentro del simulador se exhibe en la figura 2.10.

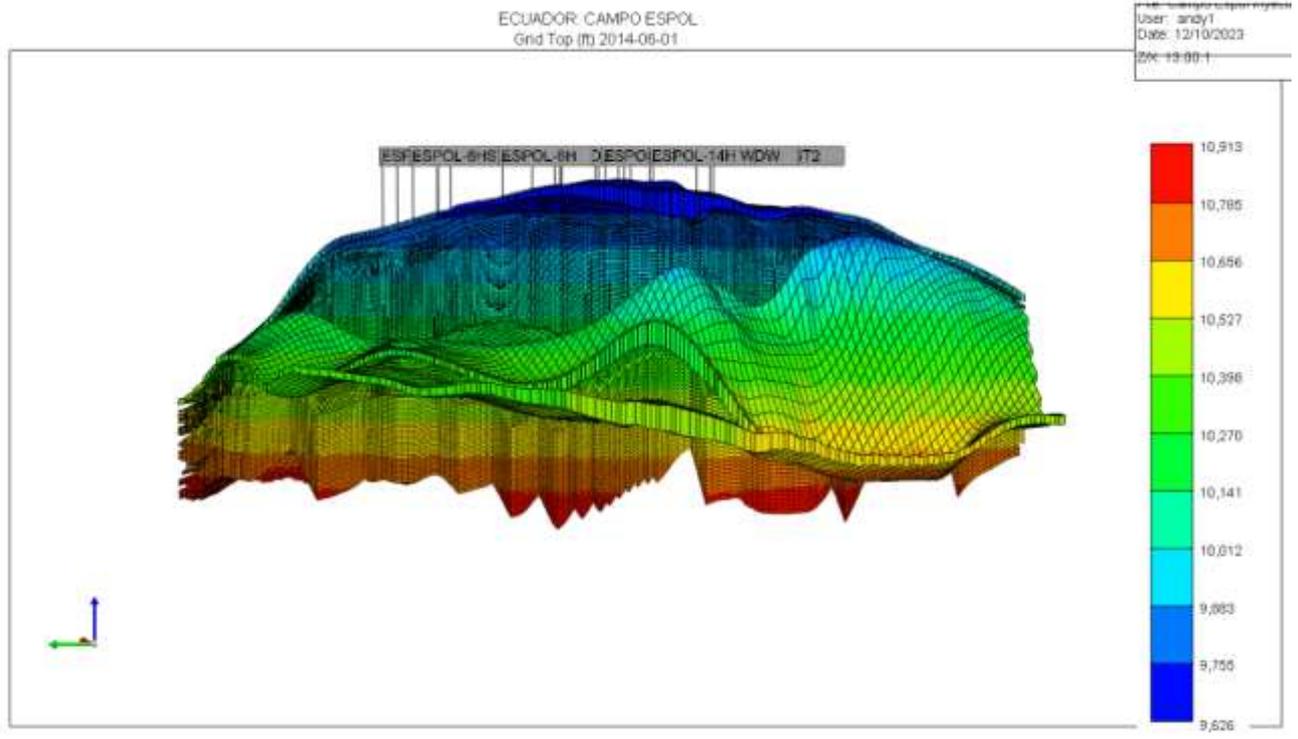


Figura 2.9 Malla de simulación del campo ESPOL (727320 celdas)

La porosidad en la malla fluctúa entre 3% y 30%. En las zonas de interés se mantiene entre 15.81% y 21.5%, con un promedio general de 18.65%. Su distribución en el grid se exhibe en la figura 2.11.

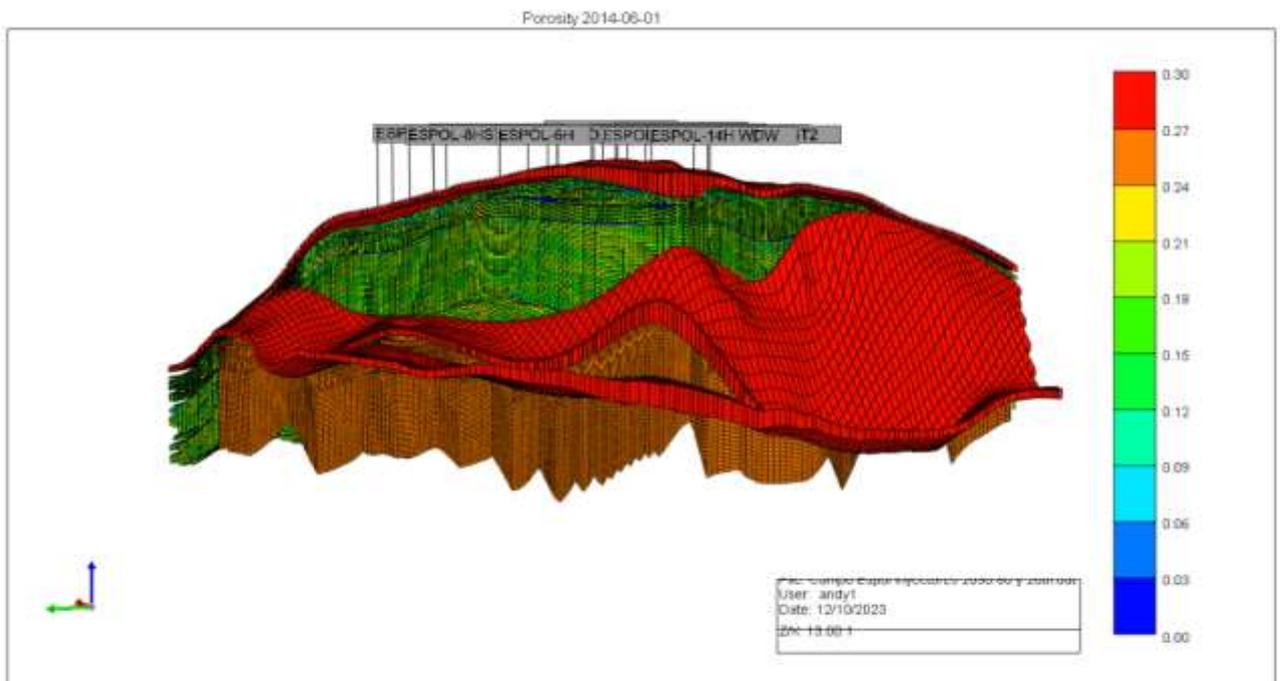


Figura 2.10 Distribución de la porosidad en la malla.

La permeabilidad varía entre 0.043 – 4589.5 mD, mientras que la permeabilidad en k se ubica entre 0,006-2983.2 mD. Su distribución en la malla se aprecia en la figura 2.12.

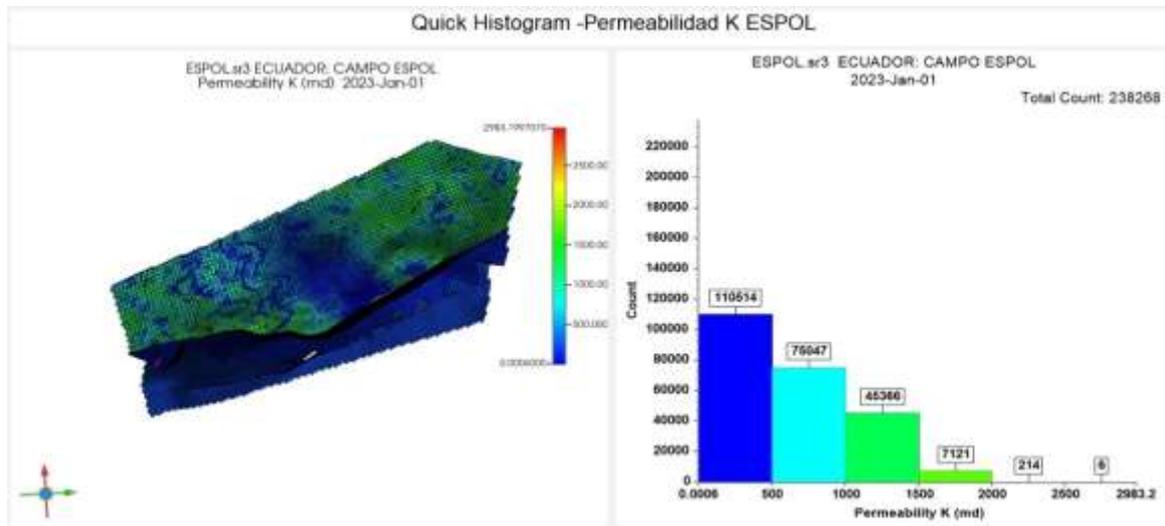


Figura 2.11 Distribución de la permeabilidad en la malla.

La profundidad del tope del yacimiento es de 11270 ft y 11655 ft, El “net to gross ratio” fluctúa entre 0.1999 y 0.999 pies, tal como se muestra en la figura 2.13. La compresibilidad de la roca calculada es de 8E-051/psi.

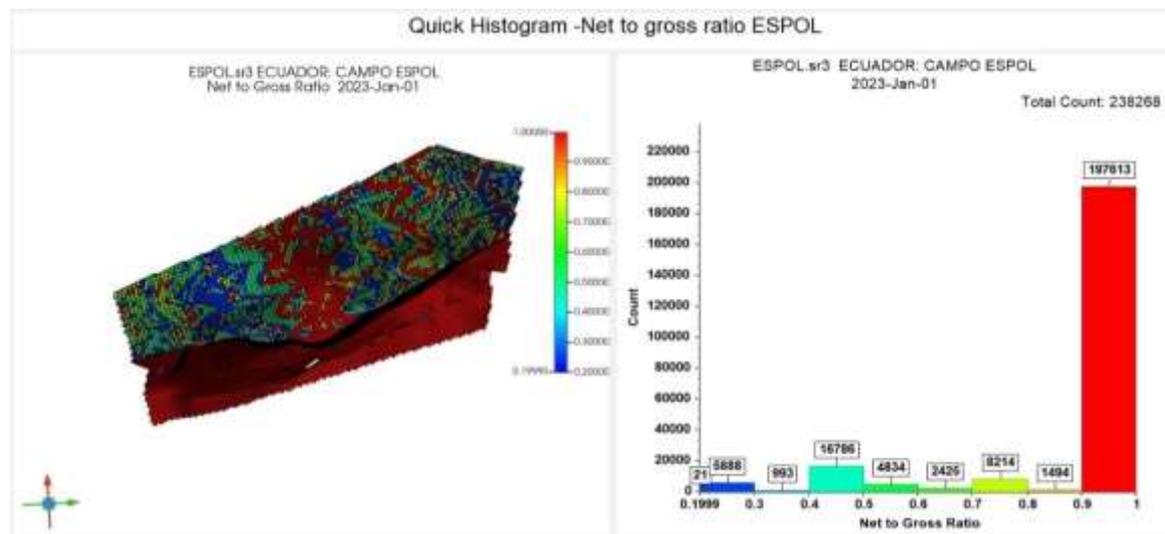


Figura 2.12 Net to gross ratio campo ESPOL

2.2.6 Caracterización PVT de los fluidos

Esta sección se integró en la simulación, mediante la especificación del empleo de correlaciones o tablas PVT, junto con la definición del modelo Black Oil.

Las características PVT se generan al utilizar el mismo programa de CMG para ejecutar los cálculos mediante correlaciones y datos empíricos, que incluyen gravedad API, punto de burbuja, relación gas-petróleo, temperaturas, entre otros, tal como se muestra en la tabla 2.5.

Estos datos se ingresan y correlacionan, el aplicativo calculó las propiedades del gas y el crudo como factor de compresibilidad (Z), solubilidad (Rs), factores volumétricos de formación (Bo, Bg) y viscosidades. En la figura 2.14 se exponen las propiedades del fluido en función de presión y temperatura, mediante las correlaciones de Beggs & Robinson (gas) y Standing (petróleo).

Tabla 2.5 Datos para generación de correlaciones PVT

| T yac (°F) | P máx yac (psi) | Pb (psi) | ρ oil | ρ gas |
|------------|-----------------|----------|------------|------------|
| 215 | 4957 | 430 | 58.22 | 0.0655 |

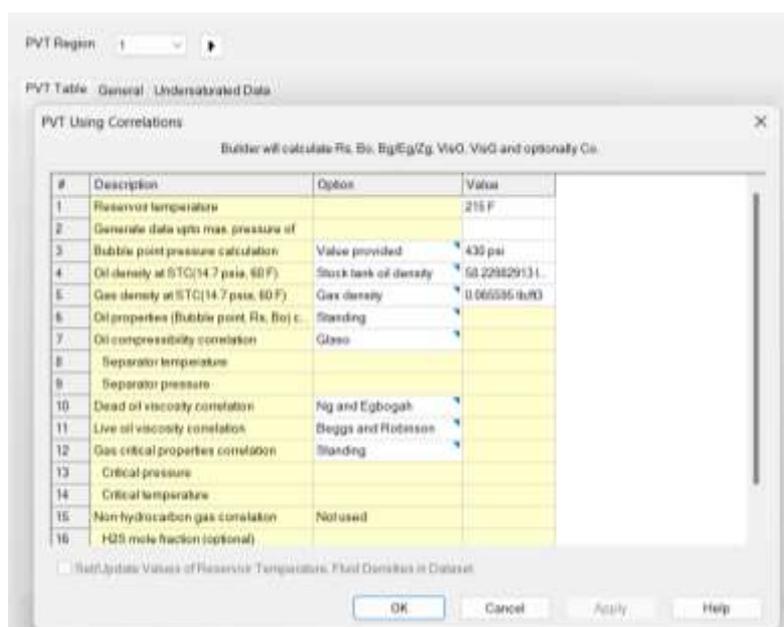


Figura 2.13 Generación de correlaciones PVT, a través de CMG.

En esta sección, se corrobora el uso del modelo Stone 2, como método de cálculo, para proceder a calcular la saturación irreducible de agua y la saturación residual promedio de petróleo en el reservorio, parámetros que dependen del volumen poroso.

Las permeabilidades relativas, se generan en el simulador. Cabe recalcar que ello requiere data de entrada como la mojabilidad. Es importante, mencionar que una mojabilidad favorable al agua conlleva ángulos de 0 a 90 grados, mientras que para una

preferencia al crudo los ángulos se ubican entre 90 a 180 grados. Un ángulo de 90 grados denota una mojabilidad neutral o mixta, tal como se muestra en la figura 2.15.

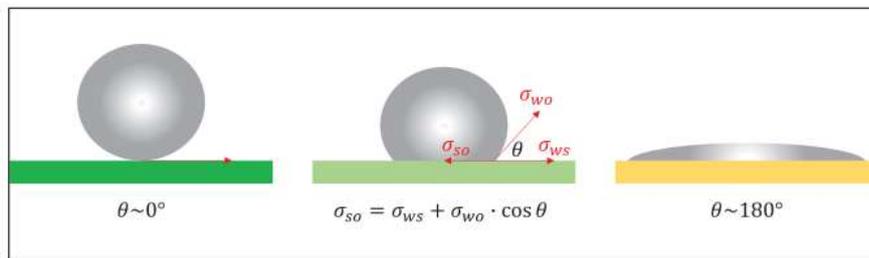


Figura 2.14 Mojabilidad de la roca o matriz, en función del ángulo de contacto con la superficie. Elaboración propia

En la figura 2.16 se muestran las tablas de permeabilidad relativa las cuales se generan a través de correlaciones las mismas se pueden generar de manera automática en CMG, en la figura 2.17 se observa que el punto de intersección entre ambas curvas de permeabilidad se sitúa por encima de 0.5, lo que indica que la matriz rocosa exhibe una condición de humectación preferente hacia la fase acuosa.

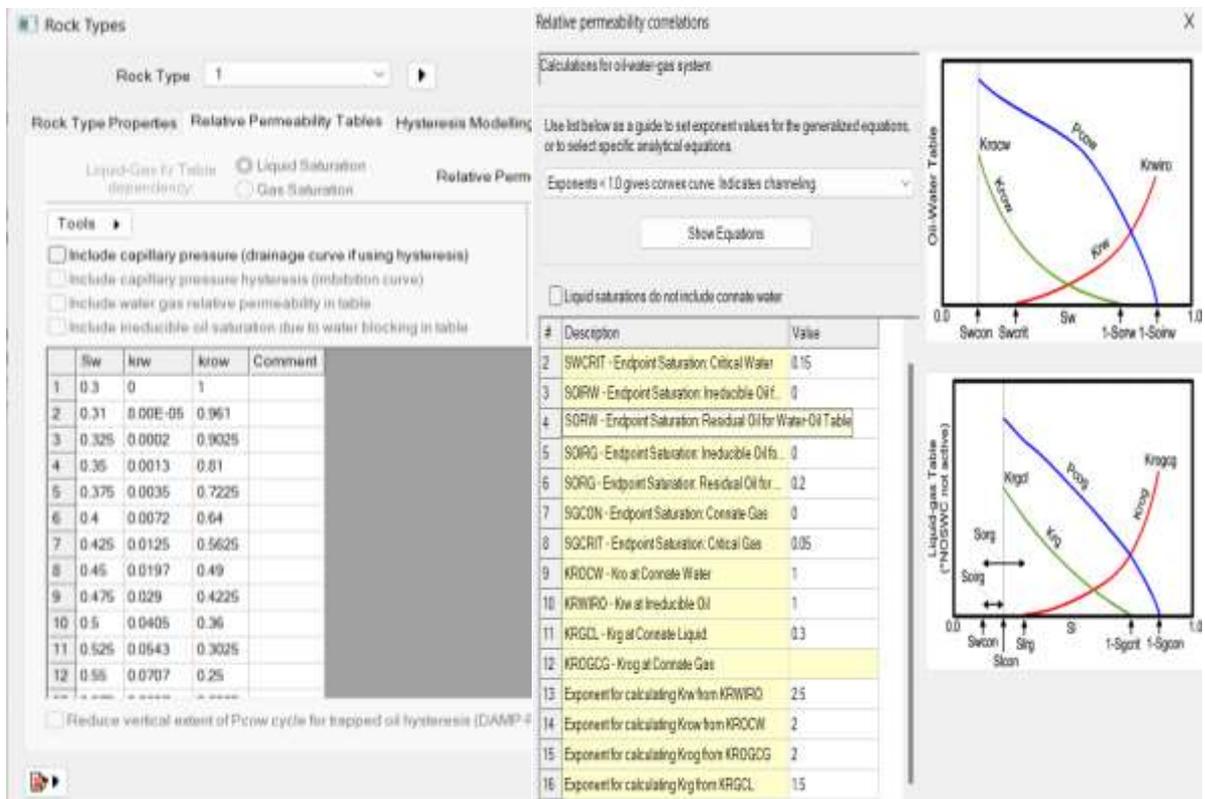


Figura 2.15 Datos que forman las curvas de permeabilidades relativas (K_{ro} y K_{rw}) de la figura 2.17.

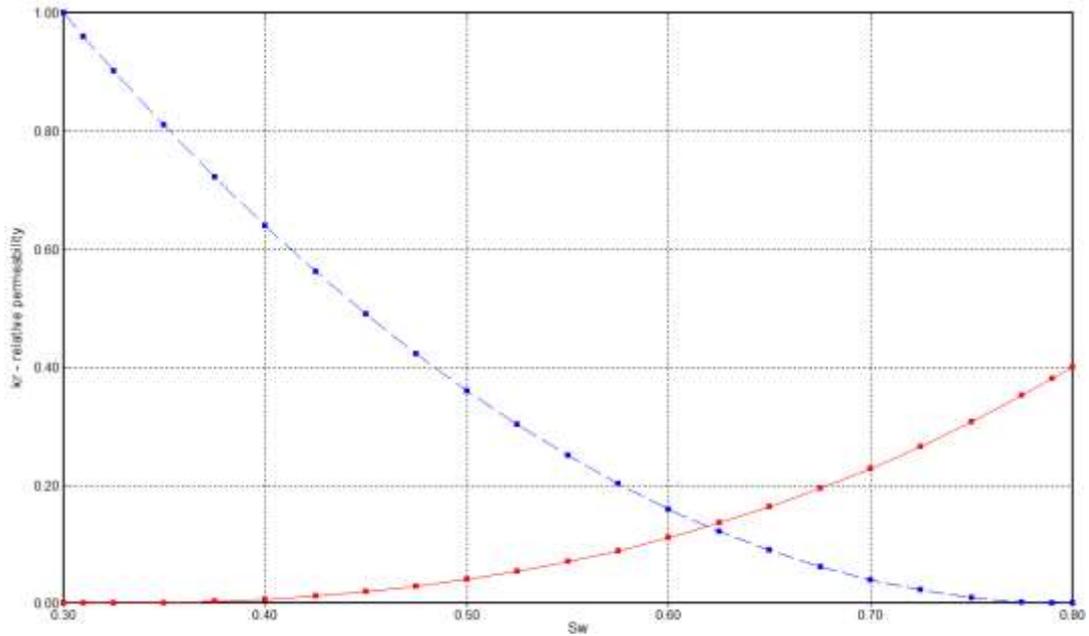


Figura 2.16 Curva de permeabilidad relativa: humectación preferente hacia la fase acuosa.

2.2.7 Sección de condiciones iniciales y equilibrio

La presión de referencia es de 5038 psi junto a su profundidad de 9859 ft al datum, la presión de burbuja (Pb) de 430 psi y el contacto agua-petróleo (OWC) situado a 9861 ft.

2.2.8 Sección de información de pozos y datos históricos

Los intervalos de completación son definidos, mediante conocer las profundidades tope y base donde cada pozo que atraviesa la formación objetivo, siendo la tasa de flujo de líquido el “constraint” primario al favorecer la convergencia. Una vez cargados los datos históricos, se añade en cada pozo el “constraint” secundario de presión de fondo mínima (BHP) según su tipo. Como se muestra a continuación en la figura 2.18. El “constraint” se define como la condición de frontera.

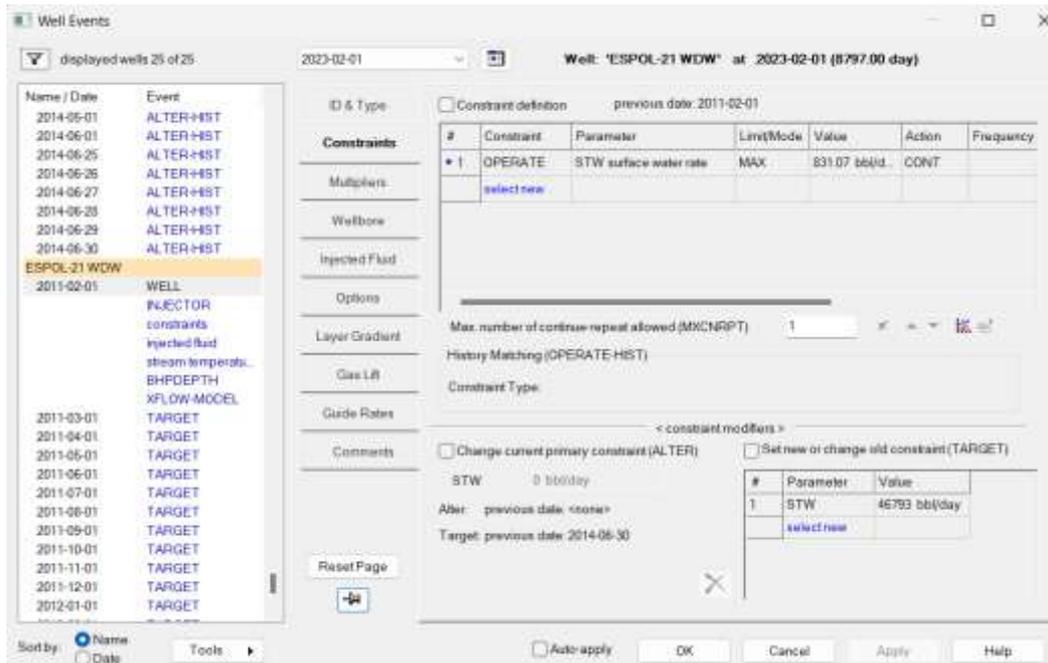


Figura 2.17 Constraint interfaz CMG.

2.3 Inyección de surfactante

La inyección se realizó al en el módulo de componentes, en la barra de herramientas donde se seleccionó "Process Wizard" para especificar el proceso a modelar. En este caso, se implementó la opción "Alkaline, surfactant, foam and/or polymer model" que abarca los métodos químicos de recobro mejorado.

Posteriormente, se escogió en el simulador "Surfactant Flood", debido a que a este modelo permite detallar las características como es la composición, peso, presiones interfaciales, del surfactante Surfolean-88H previsto para esta investigación. Luego se fijaron los rangos de interpolación y se incorporan las propiedades del aditivo químico presentadas en la tabla 2.6. Finalmente, tras subir la información, se determinó los pozos inyectoros junto a la fecha de inicio de la adición de los agentes tensioactivos.

Tabla 2.6 Especificaciones del surfactante a implementarse. Fuente: Elaboración propia a través del software CMG

| Concentración ppm | Fracción molar | Adsorción mg/g roca | Adsorción mg/100g roca | % Peso | IFT dina/cm |
|-------------------|----------------|---------------------|------------------------|----------|-------------|
| 0 | 0.00E+00 | 0.00000 | 0.00000 | 0 | 17.9 |
| 500 | 2.00E-05 | 0.05862 | 5.86082 | 0.003052 | 0.5 |
| 1000 | 4.00E-05 | 0.06626 | 6.62527 | 0.006578 | 0.28 |
| 1500 | 6.00E-05 | 0.06927 | 6.92642 | 0.009877 | 0.023 |
| 2000 | 8.00E-05 | 0.07088 | 7.08750 | 0.013172 | 0.0057 |

| | | | | | |
|------|----------|---------|---------|----------|----------|
| 2500 | 1.00E-04 | 0.07189 | 7.18779 | 0.016435 | 0.00122 |
| 3000 | 1.08E-03 | 0.07257 | 7.25625 | 0.019724 | 0.00038 |
| 3500 | 2.50E-02 | 0.07307 | 7.30595 | 0.022980 | 0.00019 |
| 4000 | 5.00E-02 | 0.07345 | 7.34367 | 0.026077 | 0.00002 |
| 6000 | 1.00E-01 | 0.07392 | 7.39101 | 0.029401 | 9.01E-06 |
| 8000 | 2.00E-01 | 0.07898 | 7.89701 | 0.031201 | 5.01E-07 |

En la simulación, se implementó un nuevo surfactante aniónico, denominado provisionalmente como “Surfolean-88H”. Este surfactante, que está en fase de experimentación por parte de la empresa de servicios, es efectivo para reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo.

La composición del Surfolean-88H es la siguiente:

- 55% de Alquil fenol etoxilado
- 25% de Alquil benceno sulfonato
- 5% de una mezcla de isopropanol y alcohol isobutílico
- 15% de otros componentes.

El Alquil fenol etoxilado contribuye a una reducción muy efectiva de la tensión interfacial, mientras que el alquil benceno sulfonato proporciona resistencia a la dureza. La mezcla alcohólica actúa como estabilizador y solvente. Dado que la salinidad del yacimiento es de 705.7 ppm (salinidad baja), y que los surfactantes aniónicos son generalmente más efectivos en yacimientos con salinidades bajas, el Surfolean-88H es una opción adecuada. Además, la temperatura del yacimiento es de 182 °F, y el surfactante propuesto es estable hasta temperaturas de 200 °F, lo que lo hace adecuado para su uso en este yacimiento.

2.4 Escenarios de optimización

Una vez finalizada la construcción del modelo dinámico, se planteó escenarios de optimización modificando variables como tasas de inyección, volumen de poro afectado y concentración del surfactante.

2.4.1 Caso base

En el caso base se asume que no se invertirá más en la inyección de tensioactivos luego del periodo diciembre 2023 a enero de 2024. Se simulará el agotamiento del yacimiento hasta enero 2030 considerando únicamente la influencia continua de inyección de agua.

A través de la utilización de 2 pozos inyectores que se habían ya utilizado el dicho campo en años anteriores el ESPOL-21 WDW y el ESPOL-12 WDW, siguiendo el respectivo modelo de inyección.

Tabla 2.7 Variables de inyección en el caso base de simulación

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |

2.4.2 Primer escenario

El primer escenario emplea una tasa de inyección únicamente de agua a 1400 BPD evaluando distintas opciones de volumen de poro afectado de 3%, 6%, 8% y 10%, buscando determinar el valor óptimo para los siguientes casos.

Tabla 2.8 Variables de inyección para el primer escenario de optimización (opción 1)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 3 | % |

Tabla 2.9 Variables inyección para el primer escenario de optimización (opción 2)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 6 | % |

Tabla 2.10 Variables inyección para el primer escenario de optimización (opción 3)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 8 | % |

Tabla 2.11 Variables inyección para el primer escenario de optimización (opción 4)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 10 | % |

2.4.3 Segundo escenario

En el segundo escenario, se seleccionó las dos variantes más favorables de volumen de poro y se inyectó un bache del surfactante “Surfolean-88H”, con 2000 ppm de concentración. Se tomo valores pares para obtener respuestas representativas debido a que el factor de recobro con el porcentaje de volumen de poro de 3% y 6% presentan los valores más bajos en todas las corridas. Las opciones de este escenario se presentan en las tablas 2.12 y 2.13.

Tabla 2.12 Variables de inyección para el segundo escenario de optimización con VP del 8%.

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 8 | % |
| Surfolean-88H | 2000 | ppm |

Tabla 2.13 Variables de inyección para el segundo escenario de optimización con VP del 10%.

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 10 | % |
| Surfolean-88H | 2000 | ppm |

2.4.4 Tercer escenario

De acuerdo con los resultados del escenario previo, se escogió las dos alternativas más favorables de volumen de poro (8% y 10 %) y se varió la concentración del surfactante “Surfolean-88H” en valores de 4000, 6000 y 8000 ppm, se mantuvo la tasa de inyección de 1400 bpd en todas las corridas. Los volúmenes de poro a 3% y 6% presentan factores de recobro con valores inferiores, por lo que no es significativo emplear surfactante en dichas simulaciones.

Tabla 2.14 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 1)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 8 | % |
| Surfolean-88H | 4000 | ppm |

Tabla 2.15 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 2)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 8 | % |
| Surfolean-88H | 6000 | ppm |

Tabla 2.16 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 3)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 8 | % |
| Surfolean-88H | 8000 | ppm |

Tabla 2.17 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 4)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 10 | % |
| Surfolean-88H | 4000 | ppm |

Tabla 2.18 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 5)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 10 | % |
| Surfolean-88H | 6000 | ppm |

Tabla 2.19 Variables inyección para el tercer escenario de optimización (opción 6)

| Variables | Tasa de inyección | Unidad |
|---------------------|--------------------------|---------------|
| Caudal de inyección | 1400 | bbl/día |
| Volumen Poroso | 10 | % |
| Surfolean-88H | 8000 | ppm |

2.5 Evaluación de los escenarios de optimización

Se procede a evaluar los escenarios planteados en el simulador CMG especificando los parámetros de cada caso: tasa máxima de inyección de agua, presión de fondo máxima y fracción molar de cada componente (agua y surfactante). Como se muestra en los valores del set de tensión interfacial en la figura 2.19.

Finalmente, se corre cada escenario seleccionando la opción "Validate with STARS" y ejecutando una simulación directa ("Run normal Immediately") para obtener las predicciones y análisis de cada alternativa.

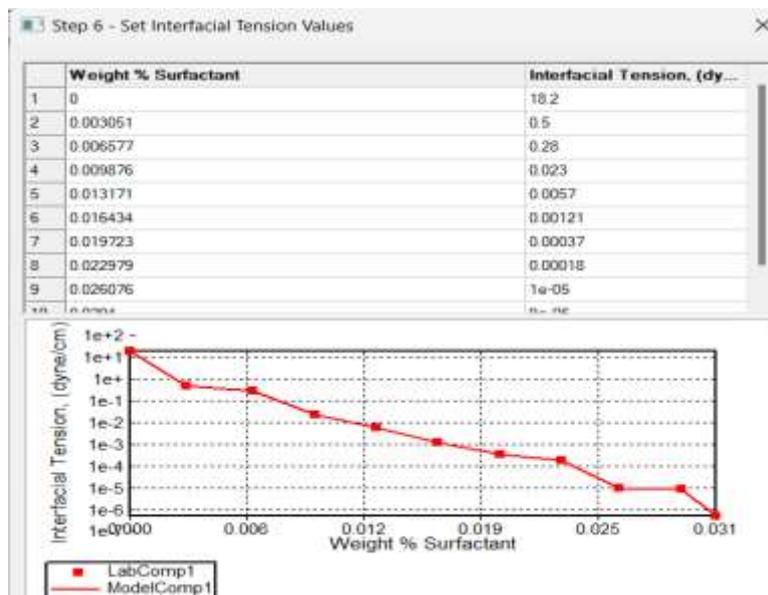


Figura 2.18 Datos empleados para la simulación.

Nota. Composición en peso y tensión interfacial para el surfactante experimental "Surfolean-88H", por parte de la prestadora de servicios. Elaboración propia a través de (ARCERNNR, 2023).

CAPÍTULO 3

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Evaluación del desempeño químico

Se consideró dos fases, antes y después de la inyección del surfactante “Surfolean-88H”. En la figura 3.1 se muestra el comportamiento histórico de este patrón, con reducciones cercanas al 74.1% en petróleo respecto al pico inicial. Las tasas de agua se incrementaron notoriamente, como resultado de los altos reciclajes por la inyección hidráulica.

En base al patrón de pozos contemplado para este estudio y la data ingresada al simulador CMG, se muestra una producción diaria de 12280.7 bbl/día y una extracción histórica acumulada de 287,873,000 bbl de petróleo hasta el año 2023, con un factor de recobro acumulado del 44%, el cual resulta de la siguiente formula:

$$FR\% = \frac{\text{Producción acumulada de petróleo}}{STOIIP} \times 100 \quad (1)$$

$$FR\% = \frac{287,873,000}{650,500,000} \times 100 = 44\%$$

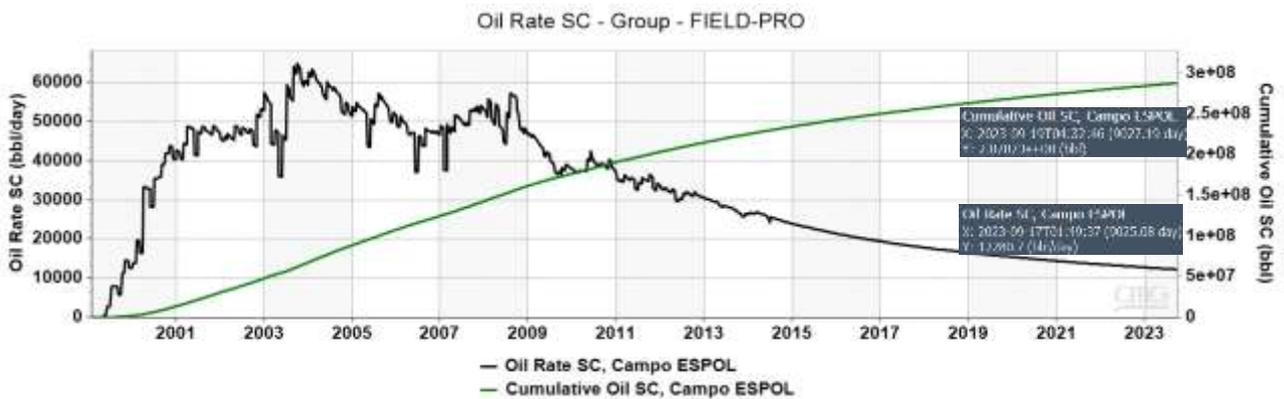


Figura 3.1 Producción acumulada de petróleo del caso base con las inyecciones de agua previas.

3.2 Resultados de los escenarios de optimización

Previo el inicio del caso base, se efectuó una simulación sin pozos inyectores desde el año 2023 hasta el año 2030, el factor de recobro sufrió un incremento de 4.34% en 2030, una extracción acumulada de 315,854,000.00 bbl y una producción de 9077 bbl/día. A continuación, en la figura 3.2. se expone los resultados.



Figura 3.2 Producción de petróleo sin inyección de agua

Nota. La figura muestra la producción diaria de petróleo del caso base, que simula un escenario sin inyección de agua ni surfactante. Se observa una tendencia decreciente exponencial en la producción, con una tasa de declinación anual del 8%. La producción inicial del campo en 2023 es de 12280.7 bbl/día, y se reduce a 9,077 bbl/día al final del período de estudio en 2030. No se observan puntos de inflexión o cambios en la tendencia durante el período simulado. La producción del caso base es significativamente menor que la producción histórica del campo, lo que indica la necesidad de implementar métodos de recuperación secundaria para mejorar la productividad del yacimiento.

Para los casos de optimización se empleó una tasa de inyección constante de 1400 bbl/día en un periodo de 6 años, desde el año 2024 hasta el 2030.

3.2.1 Caso base

Para el caso base, se simuló con una inyección hídrica de 1400 bbl/día durante 6 años, arrojó un incremento del factor de recobro del 4.37%, una extracción acumulada de 316,086,000.00 bbl y una producción de 9247.52 bbl/día. A continuación, la figura 3.3. expone los resultados detallados de este escenario de inyección de agua.

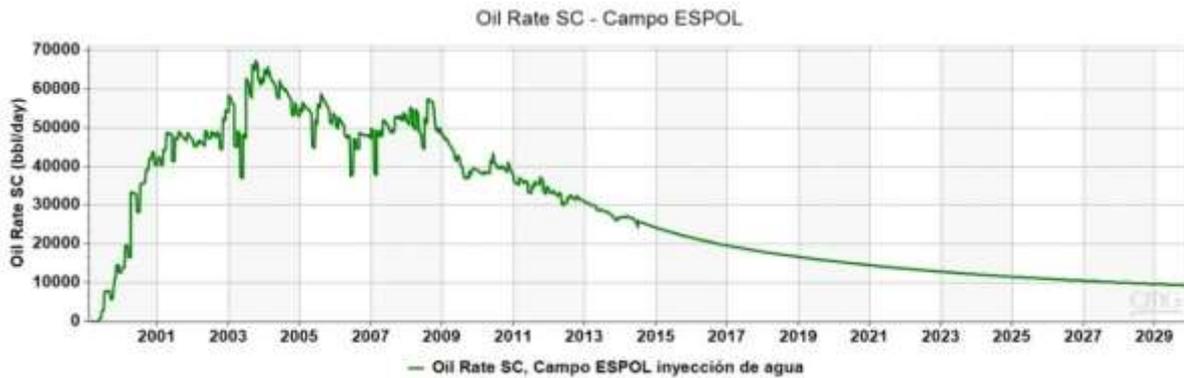


Figura 3.3 Producción de petróleo con inyección de agua.

Nota. La figura muestra la producción diaria de petróleo del caso base con inyección de agua. Se observa un aumento exponencial en la producción a partir del año 2025, después de un período inicial de estabilización. El tiempo de respuesta del yacimiento a la inyección de agua es de aproximadamente 2 años. No se observan puntos de inflexión o cambios en la tendencia durante el período simulado. La producción del caso base con inyección de agua es significativamente mayor que la producción histórica del campo, lo que demuestra la eficacia de este método de recuperación secundaria.

En la figura 3.4 se compara la producción diaria de petróleo obtenido en los yacimientos con depletación de agua y sin pozos inyectoros.



Figura 3.4 Producción diaria de petróleo con depletación de agua vs producción de petróleo sin pozos inyectoros.

Nota. La figura muestra una clara diferencia en la producción diaria de petróleo entre yacimientos con depletación de agua y sin pozos inyectoros. La línea roja, que representa la producción en yacimientos con depletación de agua, se mantiene constante a lo largo del tiempo con una producción diaria de 9247.52 bbl/día, mientras que la línea verde, que representa la producción en yacimientos sin pozos inyectoros con una producción diaria de 9077 bbl/día, de igual manera se mantiene relativamente constante. Ambas para el final del estudio en 2030, pero con una diferencia sustancial que se debe a la inyección de agua, lo que ayuda a mantener la presión y aumentar la producción de petróleo.

3.2.2 Primer escenario

La inyección de agua se combinó con cuatro opciones de volumen de poro a inundar 3%, 6%, 8% y 10%. Asimismo, se ensayó estos volúmenes de poro con un caudal de inyección de 1400 bbl/día, a través de 2 pozos inyectoros. Obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 3.1 Resultado de inyección de agua del primer escenario

| No. Escenario | Corrida | Concentración de surfactante (ppm) | Volumen poroso (%) | Producción total a 2030 Np (bbl) | Producción diaria a 2030 bbl/día | Incremental del factor de recobro (%) |
|------------------|---------|------------------------------------|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| Primer escenario | 1 | NA | 3 | 312000000,00 | 9192,00 | 3,74% |
| | 2 | NA | 6 | 312400000,00 | 9200,00 | 3,80% |
| | 3 | NA | 8 | 312510000,00 | 9211,00 | 3,82% |
| | 4 | NA | 10 | 313390000,00 | 9238,00 | 3,96% |

Los mejores resultados se obtuvieron en la corrida 3 y 4 con el volumen de poro al 8% y 10% respectivamente. El resultado gráfico de CMG de este escenario se puede observar en la figura 3.5.

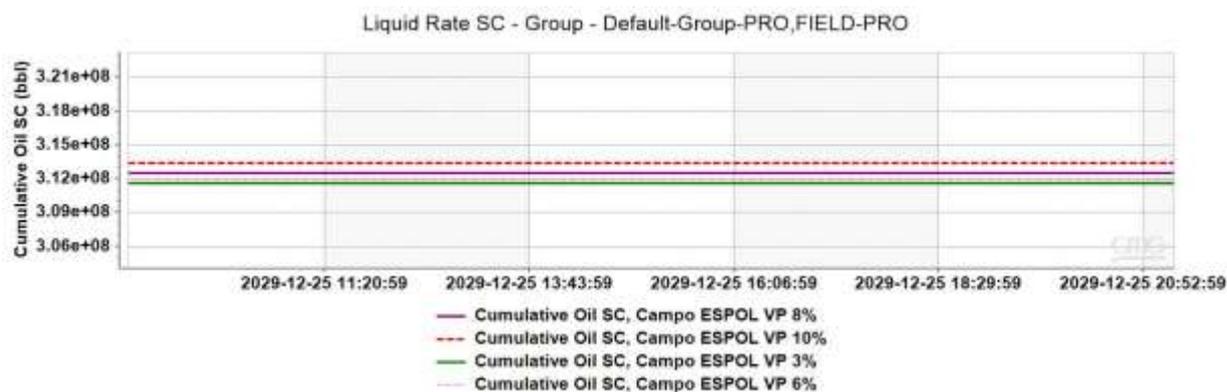


Figura 3.5 Resultado gráfico CMG de la aplicación de surfactante a distintos volúmenes porosos.

Nota. La figura muestra el comportamiento de la producción de petróleo durante la aplicación de surfactante en el segundo escenario. Este escenario se caracteriza por la inyección de agua a una tasa constante de 1400 bbl/día a través de dos pozos inyectoros, con diferentes volúmenes de poro a inundar, destacando los de 8% y 10%.

3.2.3 Segundo escenario

La producción exhibe una tendencia ascendente. Por tanto, se concluye que las opciones más óptimas son las que tienen el volumen poroso a inundar de 8% y 10%, en las cuales

para el presente escenario se inyectó el surfactante con una concentración de 2000 ppm para escoger el caso más óptimo, en la tabla 3.2 se muestran los resultados.

Tabla 3.2 Resultados de inyección de surfactante en el segundo escenario.

| No. Escenario | Corrida | Concentración de surfactante (ppm) | Volumen poroso (%) | Producción total a 2030 Np (bbl) | Producción diaria a 2030 bbl/día | Incremental del factor de recobro (%) |
|-------------------|---------|------------------------------------|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| Segundo escenario | 1 | 2000 | 8 | 312610000,00 | 9167,00 | 3,84% |
| | 2 | 2000 | 10 | 313570000,00 | 9218,00 | 3,98% |

En ambas corridas al inyectar surfactante se puede evidenciar un ligero incremento en el factor de recobro de petróleo al comparar con el primer escenario en donde no se inyectó surfactante. El resultado gráfico de CMG de este escenario se puede observar en la figura 3.6.



Figura 3.6 Resultado gráfico CMG de la aplicación de surfactante a distintos volúmenes porosos.

Nota. La figura interpreta la comparativa del factor de recobro de petróleo obtenido mediante diferentes métodos de inyección de surfactante. Los datos servirán como referencia para la elaboración del tercer escenario, donde se continuarán considerando dos valores de volumen poroso: 8% y 10%. A distintas concentraciones del surfactante.

3.2.4 Tercer escenario

En este escenario se utilizó el volumen poroso a inundar de 8% y 10%, se inyectó el surfactante Surfolean-88H a 4000 ppm, 6000 ppm y 8000 ppm de concentración debido a que, al aumentar la concentración, la producción muestra una tendencia creciente. Los resultados se exhiben en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Resultado de la inyección de surfactante en el tercer escenario

| No. Escenario | Corrida | Concentración de surfactante (ppm) | Volumen poroso (%) | Producción total a 2030 Np (bbl) | Producción diaria a 2030 bbl/día | Incremental del factor de recobro (%) |
|---------------|---------|------------------------------------|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
|---------------|---------|------------------------------------|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|

| | | | | | | |
|------------------|---|------|----|--------------|---------|-------|
| Tercer escenario | 1 | 4000 | 8 | 312700000,00 | 9220,00 | 3,85% |
| | 2 | 6000 | 8 | 313000000,00 | 9575,00 | 3,90% |
| | 3 | 8000 | 8 | 317600000,00 | 9709,00 | 4,60% |
| | 4 | 4000 | 10 | 313050000,00 | 9222,23 | 3,90% |
| | 5 | 6000 | 10 | 313530000,00 | 9430,00 | 3,98% |
| | 6 | 8000 | 10 | 317220000,00 | 9637,92 | 4,55% |

Al revisar la tasa de producción diaria de petróleo con las distintas concentraciones, se observa un caso particular donde el factor de recobro no tiene una variación significativa. Sin embargo, la producción diaria en el año 2030, con un volumen poroso del 8% y una concentración de 8000 ppm, se diferencia del escenario base con una extracción adicional de 462 bbl/día. Esto se podría inferir como un efecto del surfactante manifestándose con mayor fuerza en un rango de tiempo superior a 6 años, a un volumen poroso de 8%, dando como resultado un costo beneficio mayor, debido a que la cantidad de fluido con surfactante que se necesita para inyectar al yacimiento es menor, tal como se exhibe en la figura 3.7.

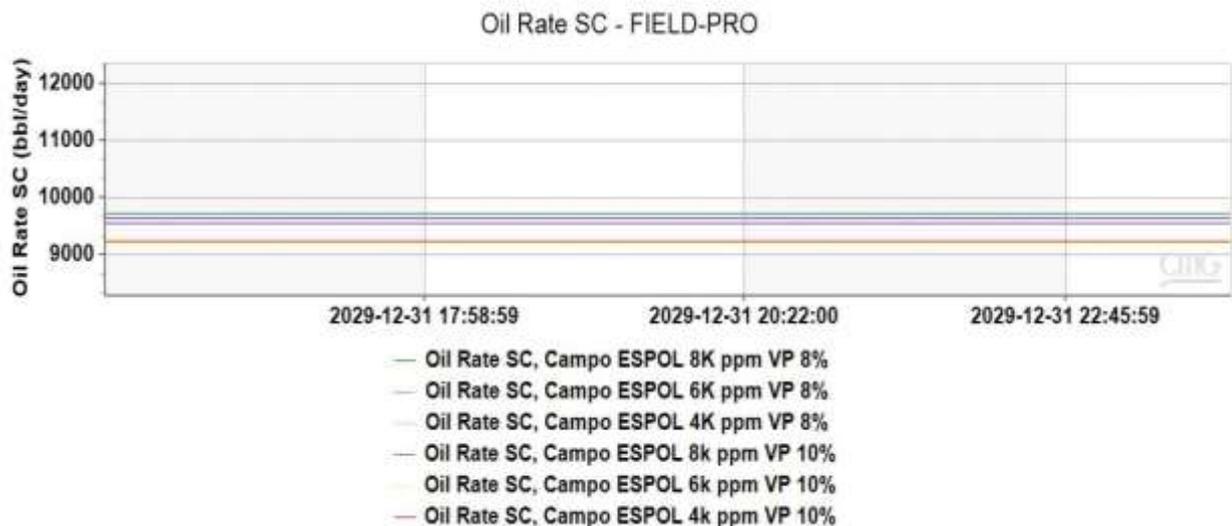


Figura 3.7 Variación de producción diaria de petróleo después de 6 años de inyección de surfactante en el caso más óptimo.

Nota. La figura permite observar que la producción diaria de petróleo aumenta con la concentración de surfactante en ambos volúmenes porosos:

8%: Se observa un aumento gradual de la producción diaria hasta alcanzar un valor cercano a los 9709 bbl/día al final del período de producción con una concentración de 8000 ppm.

10%: Se observa un comportamiento similar al 8%, pero con un ligero aumento en la producción diaria, llegando a un valor cercano a los 9638 bbl/día al final del período de producción con una concentración de 8000 ppm.

El caso óptimo nos genera un resultado que se puede apreciar visualmente en la figura 3.8. inyectando surfactante con una concentración de 8000ppm para inundar un volumen poroso del 8%.

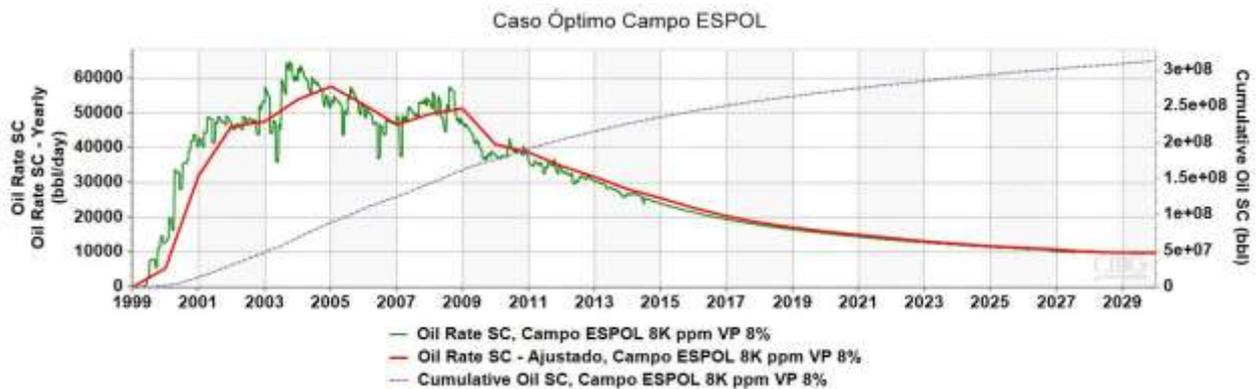


Figura 3.8 Caso óptimo de inyección de surfactante Surfolean-88H en un VP10%, a una concentración de 8000ppm.

Nota. La figura permite observar que la tasa de producción de petróleo aumenta en los primeros años de la simulación y luego se estabiliza. Esto se debe a que el surfactante necesita tiempo para llegar a las zonas del yacimiento donde se encuentra el petróleo atrapado. La producción acumulada de petróleo aumenta constantemente a lo largo del período de simulación. Esto indica que la inyección de surfactante es un método efectivo para recuperar petróleo del yacimiento.

3.3 Selección del mejor escenario de optimización

Tras realizar las simulaciones para cada escenario de inyección se procede a escoger la mejor corrida con los parámetros establecidos para cada caso. En la tabla 3.4 se observa los resultados del diseño planteado para todos los escenarios de inyección.

Cabe destacar que el escenario sin pozos inyectoros, continúa extrayendo petróleo mediante energía natural remanente en el yacimiento, al tener pozos productores opera con cierta capacidad instalada y sin alterar las vías de flujo originales del reservorio.

Al introducir nuevos pozos inyectoros con agua o soluciones de surfactante, se modifica la distribución de presiones y se crean heterogeneidades de permeabilidad relativa entre capas, a pesar de buscar mejorar el barrido. Esto requiere un período de estabilización de flujos cruzados y equilibrio entre el fluido inyectado y el crudo en sitio.

Inicialmente puede haber cierto incremento en la producción de agua o petróleo emulsionado, pero la maduración y efectividad superior del proceso terciario con surfactantes se evidencia en el mediano y largo plazo, cuando se ha establecido adecuadamente un frente de inyección, interacción fluido-roca, y movilidad favorable sostenida.

El caso base con previas inyecciones intensivas de agua, expande una extensa área de barrido en el yacimiento, desplazando petróleo mediante diferencias de presión hidrostática y manteniendo la energía de empuje desde los inyectoros a los productores. Sin embargo, la eficiencia del proceso está limitada por la tensión interfacial entre el agua y el crudo, lo que dificulta el arrastre y la movilidad de petróleo atrapado. La incorporación

de surfactantes reduce dicha tensión superficial, permitiendo que el agua remoje y desplace de forma más efectiva los hidrocarburos por efecto combinado de gradientes de presión y fenómenos capilares en los poros del medio poroso.

Al incrementar el volumen de surfactante inyectado no siempre se logra un mayor porcentaje incremental del factor de recobro, debido a que se requiere completar un contacto efectivo entre las micelas del aditivo y las gotas de petróleo dispersas en los poros para reducir la tensión interfacial. Depende así de la distribución de porosidades y caminos de flujo que permitan la correcta propagación del banco de surfactante. Además, la transferencia de masa y reacciones fluido-roca están sujetas a efectos cinéticos y termodinámicos dictados por las condiciones particulares del yacimiento.

En algunos escenarios, se obtiene mayores recobros con menores volúmenes inyectados de surfactante debido a que, al reducir drásticamente la tensión interfacial, mejoran los números capilares y gradientes de presión de desplazamiento, a la vez que se generan caminos de flujo preferenciales por cambios en la permeabilidad relativa entre capas, maximizando la movilidad global en el medio poroso.

Si bien el escenario base sin inyecciones presenta recobros aceptables debido a la energía natural remanente del yacimiento, se considera que en este caso la integración de surfactantes se justifica plenamente por el incremento obtenido en la producción diaria de petróleo para el año 2030. Esto indica, según la evidencia de los resultados, que la inyección de surfactantes tiene un efecto favorable creciente a lo largo del tiempo, movilizándolo el crudo residual atrapado de forma más eficiente.

Se esperaría, de acuerdo con el entendimiento actual de los mecanismos fisicoquímicos involucrados, que el factor de recobro final exhiba diferencias aún mayores con respecto al caso base sin intervención de recuperación mejorada.

Tabla 3.4 Resultado de todos los escenarios de inyección.

| No. Escenario | Corrida | Concentración de surfactante (ppm) | Volumen poroso (%) | Np (bbl) | bbl/día | Factor de recobro (%) |
|--------------------------------|---------|------------------------------------|--------------------|--------------|---------|---------------------------------------|
| Sin pozos inyectores | 1 | NA | NA | 315854000,00 | 9077,00 | 4,34% |
| Tasa de inyección (BPD) | | 1400,00 | | | | |
| No. Escenario | Corrida | Concentración de surfactante (ppm) | Volumen poroso (%) | Np (bbl) | bbl/día | Incremental del factor de recobro (%) |
| Caso base | 1 | NA | NA | 316086000,00 | 9247,52 | 4,37% |
| Primer escenario | 1 | NA | 3 | 312000000,00 | 9192,00 | 3,74% |
| | 2 | NA | 6 | 312400000,00 | 9200,00 | 3,80% |
| | 3 | NA | 8 | 312510000,00 | 9211,00 | 3,82% |
| | 4 | NA | 10 | 313390000,00 | 9238,00 | 3,96% |

| | | | | | | |
|-------------------|---|------|----|--------------|---------|-------|
| Segundo escenario | 1 | 2000 | 8 | 312610000,00 | 9167,00 | 3,84% |
| | 2 | 2000 | 10 | 313570000,00 | 9218,00 | 3,98% |
| Tercer escenario | 1 | 4000 | 8 | 312700000,00 | 9220,00 | 3,85% |
| | 2 | 6000 | 8 | 313000000,00 | 9575,00 | 3,90% |
| | 3 | 8000 | 8 | 317600000,00 | 9709,00 | 4,60% |
| | 4 | 4000 | 10 | 313050000,00 | 9222,23 | 3,90% |
| | 5 | 6000 | 10 | 313530000,00 | 9430,00 | 3,98% |
| | 6 | 8000 | 10 | 317220000,00 | 9637,92 | 4,55% |

Nota. El aumento del factor de recobro del 4.6% representa un aumento relativo en comparación con el caso base sin inyección de surfactante. La producción diaria de petróleo de 9709 bbl/día es considerablemente mayor que la del caso base (9247.52 bbl/día). La producción acumulada de petróleo indica que la inyección de surfactante es un método efectivo para recuperar petróleo del yacimiento.

Tras examinar detenidamente la tabla 3.4 se evidencia que el mejor factor de recobro es de 4,60 % el cual se logra en la tercera corrida del tercer escenario. En este escenario se inyectó surfactante a 8000 ppm de concentración, volumen poroso al 8% y se obtuvo una producción diaria de 9709 barriles.

El segundo mejor factor de recobro es de 4,55%, se logra en la sexta corrida del tercer escenario. A diferencia de la anterior, el volumen de poro empleado es del 10% y se estableció una producción de petróleo diaria de 9637,92 barriles.

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- ✓ Al analizar las curvas y resultados, se determina como escenario óptimo la inundación de un 8% de volumen poroso, una concentración de 8000 ppm del surfactante Surfolean-88H a una tasa de inyección de 1400 BPD en los dos pozos ESPOL-21 WDW y el ESPOL-12 WDW, el patrón de inyección se mantiene con el arreglo de 6 pozos productores. Esta alternativa corresponde a la corrida 3 del tercer escenario planteado.
- ✓ Las variables que se consideraron para la presente investigación fueron el volumen de poro invadido y la concentración del aditivo químico. Se corroboró que una inundación por encima del 8% no representa mejoras significativas en la producción de petróleo, e incluso el incremento al 10% evidencia cierto declive. Por otro lado, concentraciones superiores a los 8000 ppm mostraron haber alcanzado un punto de máxima eficiencia de recuperación.
- ✓ La combinación idónea de ambos parámetros definió el escenario óptimo. Inyectando 8000 ppm en un 8% del volumen poroso, se obtiene un modesto crecimiento de la producción acumulada de 0,12%, un aumento de la tasa diaria de crudo de 0,74% después del sexto año, respecto a la inyección para inundación del volumen poroso del 10% en el mismo tercer escenario, según las proyecciones del modelo. Comparativamente, esto significa una mejora del 0.54% en la producción acumulada de petróleo en el 2030 con el escenario sin pozos inyectoras, además de un importante incremento de 4,75% sobre el caso base y de 6.51% respecto al escenario sin pozos inyectoras, en la producción diaria de petróleo.
- ✓ Se resalta que, a partir del sexto año, se evidencia un efecto más significativo del surfactante, generando un incremento destacable en la producción diaria de petróleo. Tal comportamiento se atribuye a que la actividad interfacial del aditivo químico mejora la movilidad del crudo remanente atrapado en el yacimiento, posibilitando la extracción de hidrocarburos que de otro modo serían irrecuperables en condiciones convencionales. La disminución de la tensión interfacial permite una mejor interacción entre el fluido inyectado y el petróleo,

facilitando su desplazamiento hacia los pozos productores. Así, la inyección de surfactante en concentraciones óptimas promueve una mayor recuperación de crudo a mediano y largo plazo.

- ✓ Este efecto creciente del surfactante a lo largo del tiempo se justifica por ciertos fenómenos fisicoquímicos que potencian su capacidad de movilizar petróleo residual de forma sostenida. En primer lugar, se consideran efectos cinéticos asociados al proceso interfacial de transferencia de masa entre el fluido inyectado enriquecido y el crudo, los cuales requieren de un periodo para alcanzar condiciones óptimas de interacción y arrastre capilar. Adicionalmente, conforme progresa el barrido hacia zonas más profundas, se logra recuperar crudo atrapado en poros de muy baja permeabilidad. Finalmente, las reacciones químicas entre el surfactante y los componentes del petróleo se intensifican con el tiempo, reduciendo progresivamente la tensión interfacial. El aumento gradual de la concentración permite compensar procesos de degradación del aditivo y así sostener mejoras en la extracción de crudo a lo largo de los años.
- ✓ Por lo tanto, el escenario con 8% de volumen de poro invadido con Surfolean-88H a 8000 ppm de concentración, resulta superior, entregando producciones incrementales en el mediano y largo plazo que compensan los costos, y extendiendo así la vida productiva del campo ESPOL.

4.2 Recomendaciones

- ✓ Mantener un régimen estacionario de inyección de 1400 BPD en cada pozo inyector para garantizar una propagación efectiva del banco de surfactante y evitar sobrepasar los límites de fractura del reservorio.
- ✓ Establecer un programa de monitoreo integral de la respuesta productiva por los primeros 5 años mediante registros de presión, evaluaciones de los fluidos extraídos y métodos indirectos en tiempo real, para confirmar el incremento paulatino en los niveles de extracción de crudo antes de extender el plan de inyección de surfactantes a la totalidad de las operaciones del campo.
- ✓ Caracterizar exhaustivamente mediante ensayos PVT en el laboratorio las propiedades termodinámicas del fluido original y los productos intermedios de interacción con el aditivo, así como el análisis petrofísico de núcleos y testigos laterales para determinar heterogeneidades litológicas y distribución de permeabilidades relativas en función de la profundidad, con el propósito de refinar las predicciones del simulador sobre el comportamiento capilar y recobro final.
- ✓ Desarrollar un modelo económico integral que compute detalladamente la rentabilidad de la implementación del plan propuesto de inyección de surfactantes considerando la inversión de capital, los egresos por costos hundidos de operación y mantenimiento, y los ingresos por la venta del petróleo incremental recuperado en el horizonte del proyecto.
- ✓ Evaluar mediante estudios de simulación la efectividad técnica y viabilidad de aplicar la estrategia de inyección de surfactantes de igual manera en otros pozos con condiciones favorables dentro del campo maduro ESPOL, como aquellos que evidencien altas saturaciones actuales de petróleo, adecuada comunicación con el resto de los productores o ubicación cercana a los inyectores seleccionados.
- ✓ Llevar a cabo nuevas investigaciones en torno a este proyecto, considerando los datos históricos de todas las presiones y tasas de producción para representar en de manera clara el simulador el cotejo histórico del campo. Además, para obtener una simulación más exacta, se recomienda estimar datos PVT de laboratorio, esto de acuerdo, a que programas de PVT presentan un porcentaje de error en los datos obtenidos.

BIBLIOGRAFÍA

- Agudelo, H., & Silva, D. (2021). *EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL AGUA DE INYECCIÓN EN OPERACIONES DE RECOBRO MEJORADO POR MEDIO DE SURFACTANTES POTENCIADOS CON EL PRODUCTO “A” EN UN PATRÓN DE INYECCIÓN ACTUAL EN UN CAMPO DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*. FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, FACULTAD DE INGENIERÍAS PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, Bogota D.C.
- Ali, M., & Reza, S. (2013). Implementation of a high-performance surfactant for enhanced oil recovery from carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110, 66-73. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.007>
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). *Enhanced Oil Recovery Field Planning and Development Strategies*. ELSEVIER. doi:<https://doi.org/10.1016/C2009-0-30583-8>
- Andrade, M., & Cruz, R. (2015). *ESTUDIO PARA EVALUAR EL POTENCIAL DE LA APLICACIÓN DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA EN UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS, QUITO. Retrieved from <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/13399/1/CD-6707.pdf>
- Borbor, R., & Montalván, A. (2021). ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS, EN EL CAMPO PACOA – BLOQUE 1. UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Celi, J., Gómez, F., & Enríquez, B. (2021, Julio). Análisis de la Tensión Interfacial Entre Dos Fluidos Inmiscibles con el Uso de Cuatro Surfactantes (Catiónico, No-Iónico), de la Arena Productora U Inferior del Campo Pindo. *Revista Politécnica*, 47(2), 27-40.
- CMG. (2021). Introduction to CMG's Modelling Workflows. *COMPUTER MODELLING GROUP LTDA*.
- Díaz, M., Moctezuma, A., Cazarez, O., Hernández, J., García, E., Yates, R., & Cisneros, G. (2014, Junio). Un simulador de yacimientos multipropósito para el diseño y

simulación de procesos de recuperación mejorada. *Instituto Mexicano del Petróleo. Programa de Recuperación de Hidrocarburos*. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/290607123_RESSIMPR_Un_simulador_de_yacimientos_multiproposito_para_el_diseno_y_simulacion_de_procesos_de_recuperacion_mejorada

- Holguín, O. (2021). APLICACIÓN DE ONDAS ELECTROMAGNÉTICAS PARA AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO TAMBOCOCHA.
- Hou, B., Wang, Y., & Huang, Y. (2015). Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet sandstone surface using different surfactants. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 330, 56-64.
- Kudryashov, A., Karseka, K., Mityurich, D., Lompik, V., Cheremisin, A., & Spivakova, M. (2021, Octubre 15). Experience of Surfactant-Polymer Flooding Simulation on a Sandstone Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*, 1-15.
- Ma, Q., & Tang, Y. (2023). *Recovery Improvement* (Vol. III). Estados Unidos: Elsevier Inc. Retrieved from <https://doi.org/10.1016/C2019-0-05336-8>
- Mabkhot, S., Bin, D., & Enamul, M. (2016). Simulation of Ionic Liquid Flooding for Chemical Enhance Oil Recovery Using CMG STARS Software. *Society of Petroleum Engineers*, 25-28.
- Massarweh, O., & Abushaikha, A. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 3150 - 3178.
- Nowrouzi, I., Mohammadi, A., & Khaksar, A. (2020, January 03). Water-oil interfacial tension (IFT) reduction and wettability alteration in surfactant flooding process using extracted saponin from *Anabasis Setifera* plant. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 189. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106901>
- Rai, S. K., Bera, A., & Mandal, A. (2015). Modeling of surfactant and surfactant–polymer flooding for enhanced oil recovery using STARS (CMG) software. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(1), 1–11. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0112-3>
- Saleem, T., Abdul, T., Naveed, G., & Ziad, E. A. (2011, September). Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity. *International Journal of Applied Science and Technology*, 5, 143-153. Retrieved from https://www.academia.edu/30691735/Comparison_of_Different_Enhanced_Oil_Recovery_Techniques_for_Better_Oil_Productivity

- Saxena, N., Goswami, A., Dhodapkar, P., Nihalani, M., & Mandal, A. (2019, May). Bio-based surfactant for enhanced oil recovery: Interfacial properties, emulsification and rock-fluid interactions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 299-311. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.052>
- Saxena, N., Kumar, A., & Mandal, A. (2019, February). Adsorption analysis of natural anionic surfactant for enhanced oil recovery: The role of mineralogy, salinity, alkalinity and nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 1264-1283. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.002>
- Schlumberger. (2023). Recuperacion Secundaria. *Energy Glossary*, 49(62). Retrieved from https://glossary.slb.com/es/terms/s/secondary_recovery
- Sohal, M., Thyne, A., & Sogaard, E. (2016). Review of recovery mechanisms of ionically modified waterflood in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1904-1914.
- Tunio, S. Q., Tunio, A. H., Ghirano, N. A., Mohamed, Z., & Adawy, E. (2011). Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity. In *International Journal of Applied Science and Technology* (Vol. 1, Issue 5).
- Wu, Y., Chen, W., Dai, C., Huang, Y., Li, H., Zhao, M., . . . Jiao, B. (2017, May). Reducing surfactant adsorption on rock by silica nanoparticles for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 283-287. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.015>

APÉNDICE

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Arcenales Bastidas Danilo Andrés Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023-05-10, el estudiante Figueroa Guevara Juan Carlos con Número de Identificación 0603920794 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2024 -01-15, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-002-2024, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, el estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Lliguizaca Davila Jorge Rodrigo, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-03-13, el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado " Estudio del recobro mejorado de petróleo con inyección de agua y surfactante mediante simulación numérica para el campo ESPOL.", realizado por el estudiante Figueroa Guevara Juan Carlos con Número de Identificación 0603920794, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

Debido a circunstancias externas, no ha sido posible obtener las firmas de los involucrados (estudiante, tutor(es) y/o evaluadores). No obstante, en calidad de Coordinador del Programa, certifico que el proyecto cumple con los requisitos académicos y ha sido revisado para su presentación y archivo institucional.

Ate  nte,

Firmado electrónicamente por:
DANILO ANDRÉS
ARCENALES BASTIDAS

Arcenales Bastidas Danilo Andrés
Coordinador de la Maestría en Petróleos