

Desarrollo de una Herramienta para la Evaluación Financiera de Proyectos de Inyección Cíclica
de Surfactantes en Crudos Pesados

Luis Esteban Sánchez Ruiz, Jesús Steven Lizcano Oliveros

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniería de Petróleos

Director

Maika Karen Gambús Ordaz

PhD., en ingeniería de Petróleos

Codirector

Juan Diego Ceballos Payares

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías Físicoquímicas

Escuela de ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Quiero dedicar el presente trabajo de grado primeramente a Dios y al espíritu santo por bendecirme con la vida y la capacidad de lograr mis objetivos.

A mis padres por ser mi mayor fuente de motivación y los pilares de mi vida.

A mi papá José Alejandro Lizcano por sus consejos, su sabiduría, su muestra de coraje y fe y por ser siempre una guía en mi vida.

A mi mamá María Stella Oliveros por ser inspiración para mí y por su muestra de bondad, cariño e inmensa preocupación.

A mis abuelos José del Carmen y María Verónica, que en paz descansen, quienes siempre velaron por mi bienestar.

A mis tíos por sus consejos y apoyo incondicional, resaltando a mi tía Gladys por su trato tan especial y mi tío Gustavo por su gran apoyo y compañía.

A Esteban por ser un excelente compañero de tesis y buen amigo.

A mis compañeros de escuela y colegas por su alegría, su compañía y los buenos momentos que pasamos.

J. Steven Lizcano Oliveros

Dedicatoria

Quiero dedicar esta tesis en primera medida a mis padres, quienes han sido un apoyo incondicional y a quienes debo todo lo que algún día seré.

A mi madre, Laura María Ruiz López, que con su crianza, consejos, amor y guía me ha ayudado a mejorar constantemente como persona, sin duda ha sido mi mejor maestra.

A mi padre, Luis Hernán Sánchez Romero, a quien, con su fortaleza, decisión y aguante, me enseñó a culminar mis metas, aunque ellas presenten dificultades inesperadas.

A mi compañera Ruth, ya que con su compañía y apoyo siempre logra mostrarme las cosas buenas de la vida, aunque a veces parezcan ocultas.

A mis hermanos, Camilo y Andrés, que, aunque nuestras vidas se separen un buen tiempo, siempre sabré que cuento con su ayuda y consejo.

Al grupo la Hermandad, a quienes les debo grandes y felices momentos de mi vida universitaria y quienes me enseñaron el significado de una buena amistad.

A mi compañero, Steven "el sato" Lizcano, a quien le agradezco su confianza, paciencia y perseverancia durante todo este caos llamado tesis.

Y a todos mis demás compañeros de universidad, quienes sin duda hicieron agradable todo este proceso en el que sufrimos, gozamos, crecimos y maduramos juntos.

L. Esteban Sanchez Ruiz

Agradecimientos

Expresamos toda nuestra gratitud a todos aquellos quienes de alguna u otra manera contribuyeron a la realización del presente trabajo de grado, especialmente:

Al profesor Samuel Fernando Muñoz por su excelente labor como director del grupo de investigación y por darnos la oportunidad y la confianza de pertenecer a este.

A nuestra directora de tesis, la doctora Maika Karen Gambús,

A nuestro codirector, el ingeniero Juan Diego Ceballos, por su valiosa colaboración y respaldo, y por su paciencia y disposición las cuales fueron determinantes en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

A nuestro compañero, el estudiante Daniel Pinto, por su colaboración y guía que fueron esenciales en la elaboración en el desarrollo de la herramienta.

Finalmente, a los demás integrantes del Grupo de investigación de Recobro Mejorado, quienes con cada aporte permitieron la mejora continua de este proyecto.

Contenido

Introducción	14
1. Información General de la Investigación	16
1.1 Planteamiento del Problema	16
1.2 Antecedentes	16
1.3 Objetivos del Proyecto	19
1.3.1 Objetivo General	19
1.3.2 Objetivos Específicos	19
2. Descripción y modelamiento de la Inyección de Surfactantes en Crudos Pesados	20
2.1 Generalidades de los Surfactantes	20
2.2 Inyección de Surfactantes en Crudos Pesados	24
2.2.1 Mecanismos de Recuperación en Crudos Pesados	25
2.2.2 Factores que Infiere en la Inyección de Surfactantes en Crudos Pesados ..	28
2.3 Facilidades Involucradas en la Técnica de Inyección de Surfactantes	30
2.3.1 Tanques de Almacenamiento	32
2.3.2 Mezcladores	33
2.3.2 Bombas Dosificadoras de Desplazamiento Positivo	33
2.3.3 Sistema de Inyección	35
2.4 Teoría de la Simulación Numérica de la Inyección de Surfactantes en Crudos Pesados	36
2.4.1 Modelamiento de la Inyección Química	37
2.4.2 Modelamiento del Proceso Emulsificación	38

2.4.3 Modelamiento de la Adsorción	41
3. Desarrollo de un Modelo Conceptual de Simulación	42
3.1 Creación del <i>Grid</i>	42
3.2 Modelado de Fluidos.....	47
3.3 Interacción Roca - Fluido.....	52
3.4 Condiciones Iniciales	55
3.5 Configuración de Pozos y Condiciones Operacionales	55
3.6 Resultados de la Simulación	57
4. Metodología de Análisis Financiero	59
4.1 Flujo de Caja Descontado	59
4.1.1 Ingresos	60
4.1.2 Egresos	61
4.2 Indicadores Financieros	64
5. Software SurfFlow	69
5.1 Presentación	72
5.1.1 Ventana Componentes	74
5.1.2 Ventana Pozos y Eventos.....	75
5.1.3 Ventana Ingresos.....	76
5.1.4 Ventana CAPEX	78
5.1.5 Ventana de OPEX	80
5.1.6 Ventana Evaluación Financiera	81
5.1.7 Ventana Resultados.....	82
5.2 Validación	84

5.2.1 Descripción de la Oportunidad	84
5.2.2 Cálculo de Ingresos.....	85
5.2.3 Determinación del CAPEX.....	88
5.2.4 Determinación del OPEX	90
5.2.5 Depreciación	91
5.2.6 Resultados	91
5.2.7 Efectividad de Surflow	93
6. Conclusiones	94
7. Recomendaciones	95
Referencias Bibliográficas	97
Apéndices.....	102

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Capacidad y dimensión de facilidades implicadas en el proyecto.</i>	36
Tabla 2. <i>Dimensiones para la creación del grid cilíndrico de simulación</i>	43
Tabla 3. <i>Parámetros usados para la creación del modelo de fluidos</i>	48
Tabla 4. <i>Correlaciones usadas en el modelo</i>	48
Tabla 5. <i>Propiedades requeridas de los componentes químicos</i>	51
Tabla 6. <i>Propiedades definidas para el agua y aceite muerto</i>	51
Tabla 7. <i>Correlaciones usadas en el modelo</i>	52
Tabla 8. <i>End points y exponentes para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa</i>	53
Tabla 9. <i>Parámetros para la generación de la isoterma de Langmuir</i>	54
Tabla 10. <i>Composición del fluido inyectado</i>	57
Tabla 11. <i>Producción acumulada de aceite</i>	59
Tabla 12. <i>Producción acumulada de agua</i>	59
Tabla 13. <i>Datos para cálculo de precio final del crudo.</i>	87
Tabla 14. <i>Determinación de ingresos</i>	87
Tabla 15. <i>Costos de CAPEX de subsuelo</i>	88
Tabla 16. <i>Costos de CAPEX de infraestructura</i>	89
Tabla 17. <i>Resumen de costos unitarios OPEX</i>	90
Tabla 18. <i>Resumen de flujo de caja descontado</i>	91
Tabla 19. <i>Cálculo de índices financieros</i>	93
Tabla 20. <i>Comparación de cálculos de índices financieros</i>	93

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Molécula de surfactante y su disposición</i>	21
Figura 2. <i>Tensión interfacial</i>	22
Figura 3. <i>Saturación de aceite residual (Sor) Vs. Número capilar (Nc)</i>	24
Figura 4. <i>Mecanismo de emulsificación y arrastre</i>	26
Figura 5. <i>Mecanismo de emulsificación y atrapamiento</i>	27
Figura 6. <i>Esquema de las facilidades de inyección</i>	31
Figura 7. <i>Tanques de almacenamiento de surfactantes</i>	32
Figura 8. <i>Mezclador de surfactante</i>	33
Figura 9. <i>Bomba de desplazamiento positivo</i>	34
Figura 10. <i>Malla de simulación creada para el modelo</i>	44
Figura 11. <i>Análisis de sensibilidad en el eje r – diferencia en el factor de recobro</i>	45
Figura 12 <i>Análisis de sensibilidad de anillo de confinamiento – Presión promedio del yacimiento vs tiempo</i>	46
Figura 13. <i>Análisis de sensibilidad anillo de confinamiento – Factor de recobro</i>	46
Figura 14. <i>Anillo de confinamiento del modelo</i>	47
Figura 15. <i>Factor volumétrico de formación del aceite vs presión</i>	49
Figura 16. <i>Viscosidad del aceite vs presión</i>	49
Figura 17. <i>Relación gas-aceite GOR vs presión</i>	50
Figura 18. <i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite</i>	54
Figura 19. <i>Distribución de los pozos en el grid de simulación</i>	56
Figura 20. <i>Factor de recobro vs tiempo</i>	58

Figura 21. <i>Presión promedio de poro vs tiempo</i>	58
Figura 22. <i>Porcentajes de impuesto sobre la renta según percentil</i>	64
Figura 23: <i>Librerías y módulos utilizados en la programación de Surflow</i>	70
Figura 24. <i>Ventana principal de Surflow</i>	73
Figura 25. <i>Ventana componentes</i>	75
Figura 26. <i>Ventana pozos y eventos</i>	76
Figura 27. <i>Ventana ingresos</i>	77
Figura 28. <i>Ventana CAPEX</i>	79
Figura 29. <i>Ventana OPEX</i>	80
Figura 30. <i>Ventana evaluación financiera</i>	81
Figura 31. <i>Ventana resultados</i>	83
Figura 32. <i>Tasa de producción vs tiempo del modelo de simulación</i>	85

Lista de Apéndices

	pág.
Apéndice A. Manual de usuario software Surflow	102
Apéndice B. Tabla de Unidades.....	120

Resumen

Título: Desarrollo de una Herramienta para la Evaluación Financiera de Proyectos de Inyección Cíclica de Surfactantes en Crudos Pesados*

Autor: Jesús Steven Lizcano Oliveros**

Luis Esteban Sánchez Ruiz**

Palabras Clave: Inyección de Surfactante, Herramienta de Evaluación Financiera, Recobro Químico, Crudos pesados.

Descripción:

Con el objetivo de realizar un estudio y una evaluación confiable que defina la viabilidad de proyectos de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados, el presente trabajo tiene como propósito desarrollar una herramienta *software* con la capacidad de realizar un análisis financiero mediante la estimación de diferentes indicadores y variables que brinden un mayor grado de confiabilidad en procesos de planeación estratégica, toma de decisiones y de implementación de proyectos que involucren la técnica.

Para dar cumplimiento al objetivo del proyecto, **Surflow** fue desarrollada como una aplicación de escritorio por medio del lenguaje de programación *Python*; en la cual, haciendo uso de la metodología de flujo de caja descontado y tomando como base los datos de ingreso en cada una de las secciones de alimento del *software*, se calculan parámetros financieros tales como Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tiempo de Recuperación y Eficiencia de la Inversión (EI).

Con el fin de validar el desempeño y confiabilidad de la herramienta, se realizó una comparación entre los resultados reportados por el *software* y lo calculado por una hoja de cálculo diseñada en *Microsoft Excel*, tomando como base los resultados de producción de un modelo conceptual de yacimiento que permitió simular un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados.

* Tesis de pregrado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: Ing. Juan Diego Ceballos Payares

Abstract

Title: Development of a Tool for the Financial Evaluation of Cyclic Surfactant Injection Projects in Heavy Oils*

Author(s): Jesus Steven Lizcano Oliveros**
Luis Esteban Sánchez Ruiz**

Key Words: Surfactant Injection, Financial Assessment Tool, Chemical Recovery, Heavy Oil.

Description:

In order to carry out a study and a reliable evaluation that defines the feasibility of a cyclic surfactant injection process in heavy oil, the purpose of this study is to develop a software tool with the ability to perform a financial analysis by estimating different indicators and variables that provide a higher degree of reliability in strategic planning processes, decision making and implementation of projects involving the technique.

To accomplish the objective of the project, **Surflow** was developed as a desktop application using the Python programming language, in which, making use of the discounted cash flow methodology and taking as a basis the income date in each of the input sections of the software, financial parameters such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Time and Investment Efficiency (EI) are calculated.

To validate the performance and reliability of the tool, a contrast was made between the results reported by the software and those calculated by a spreadsheet designed in Microsoft Excel based on the production data of a conceptual reservoir model that simulated a cyclic surfactant injection process in heavy oils.

* Undergraduate Project Thesis

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: PhD.

Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: Ing. Juan Diego Ceballos Payares

Introducción

La industria petrolera utiliza diversas metodologías como el recobro térmico para la explotación de crudos pesados, una de las más utilizadas es la inyección de vapor, la cual busca mejorar la movilidad del aceite a través de la disminución de su viscosidad por medio de la inyección de vapor de agua al yacimiento. No obstante, esta técnica muestra grandes pérdidas de calor durante su implementación, Particularmente en yacimientos ubicados a una profundidad considerable y en arenas productoras de escasa espesura. Es por esto que se han venido buscando nuevas alternativas para la recuperación de este tipo de crudos como la inyección de surfactantes.

En la mayoría de los casos, los surfactantes son inyectados en procesos de inyección de agua para reducir la tensión interfacial existente entre el fluido desplazante y el crudo, y así poder mejorar la eficiencia de desplazamiento; sin embargo, la diferencia de viscosidades entre el agua y el aceite puede generar digitación entre los fluidos, lo que significaría una baja efectividad en el proceso de recuperación.

Es importante mencionar que Johnson (1976) definió a la emulsificación y arrastre como un mecanismo adicional y necesario para la recuperación de crudo pesado, mediante el cual, la reducción de la tensión interfacial permite la formación de emulsiones de aceite en agua con un tamaño de gota menor al promedio de los poros. Bajo estas condiciones, el agua como fase continua arrastra las gotas dispersas del crudo hasta el pozo productor, obteniendo finalmente la producción de una emulsión con una viscosidad menor a la original del crudo pesado.

La inyección cíclica de surfactantes en crudo pesado está sujeta a un déficit en la asignación de recursos cuando no se realiza un estudio previo que determine la viabilidad del proyecto y que provea información a las partes interesadas como base para la toma de decisiones. Siendo

consecuentes con el interés de definir la viabilidad de un proyecto y el potencial que tiene la técnica en la disminución de la viscosidad del crudo, se justifica desarrollar una herramienta que permita evaluar financieramente este tipo de procesos y brindar un mayor grado de confiabilidad al momento de una aplicación en campo.

En la primera parte de esta investigación se describen las generalidades, objetivos y alcance; más adelante, se contempla la teoría y literatura referente a la técnica de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados, equipos requeridos y aspectos generales en la simulación numérica de este tipo de metodología.

Por otro lado, se detalla la elaboración, los análisis de sensibilidad realizados y los resultados del modelo de simulación numérica a escala de campo. Continuando, el cuarto capítulo expone la metodología del flujo de caja descontado, definida como base numérica del *software*, mediante la cual, la herramienta realiza los cálculos matemáticos para el respectivo análisis financiero. Así mismo, se explica cómo se pueden interpretar los índices financieros contemplados en esta.

En la sección de la herramienta **Surflow**, se presenta la parte gráfica del *software* con cada una de las ventanas diseñadas tanto para el ingreso de datos como para la presentación de resultados y la validación realizada contra una plantilla Excel con un algoritmo de análisis financiero con lo que se determinó la efectividad de los cálculos. El libro finaliza con los capítulos seis y siete, que enuncian las conclusiones y recomendaciones, respectivamente.

1. Información General de la Investigación

1.1 Planteamiento del Problema

La modalidad que más se ha desarrollado en la aplicación de surfactantes en crudos pesados ha sido la inyección continua, esto con el fin de mejorar la eficiencia volumétrica de barrido que se obtiene en un desplazamiento inmisible, no obstante, algunos trabajos recientes han venido evaluando la efectividad de la modalidad cíclica en este tipo de técnica que posee mecanismos de recuperación como el de emulsificación y arrastre.

Sin embargo, aunque la modalidad cíclica muestra un gran potencial en la recuperación de crudo pesado por medio de la reducción de la viscosidad del aceite mediante la formación de emulsiones de aceite en agua con un tamaño de gota menor al medio poroso, los estudios mencionados anteriormente sobre la técnica son escasos, tanto a nivel de proyectos piloto como en simulación numérica. Además de esto, como en cualquier otro tipo de proyecto, se evidencia la necesidad de un estudio financiero de la técnica que avale y motive su implementación.

Dicho lo anterior, el presente trabajo de investigación plantea desarrollar una herramienta de evaluación financiera que permita determinar la viabilidad de un proyecto de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados, y con esto poder brindar un mayor grado de confiabilidad al momento de una aplicación en campo.

1.2 Antecedentes

A continuación, se nombrará algunos de los estudios más sobresalientes sobre la inyección de surfactantes y sus respectivas conclusiones.

Uno de los primeros autores en mencionar la técnica fue Subkow (1942) en su patente de Estados Unidos No. 2288857. Allí habló de un mecanismo de recuperación conocido como emulsificación y arrastre. Este mecanismo consiste en la aplicación de un agente emulsificante con propiedades tensoactivas que genere una emulsión de aceite en agua (O/W). Dicho aceite está originalmente en fase continua y, por acción del surfactante, se dispersa en pequeñas gotas que cumplen con la condición de tener un menor diámetro que el tamaño promedio de las gargantas de poro. Consecuentemente, las emulsiones formadas tendrán una viscosidad significativamente menor a la original del crudo pesado. De esta forma, se concluyó que debido a que las gotas de aceite dispersas son arrastradas dentro de la fase continua, la capacidad de flujo es mejorada, logrando así un incremento en el caudal de producción y, posteriormente, un aumento en el factor de recobro.

Más adelante, McAuliffe (1973) estudió el flujo de emulsiones de aceite en agua (O/W) en un medio poroso. Cuando se inyectaba este tipo de emulsión, una mayor cantidad de esta ingresaba primero a las zonas más permeables. El flujo de esta mezcla se veía restringido debido al efecto "Jamin" cuando las gargantas de poro eran más pequeñas que el tamaño de las gotas de aceite. Posteriormente, el agua comenzaba a fluir hacia las zonas menos permeables, lo que resultaba nuevamente en una mayor eficiencia de barrido. Los resultados experimentales de este estudio demostraron de manera eficaz que las emulsiones O/W podrían reducir la permeabilidad relativa al agua de los núcleos de arenisca, manteniéndose incluso después de inyectar varios volúmenes porosos de agua.

Así mismo, Cash et al. (1975) investigaron el comportamiento de la emulsificación y su potencial para mejorar la recuperación de petróleo. Los autores llegaron a la conclusión de que se produciría una emulsificación espontánea entre el aceite y la solución acuosa previamente

inyectada. Las pequeñas gotas movilizadas pueden llegar a fusionarse posteriormente con otras gotas de aceite residual, creando así una zona en el yacimiento de mayor saturación de petróleo. Una vez la saturación de aceite local aumenta lo suficiente, el petróleo será movilizado, generando un banco de petróleo, que mejora en la eficiencia volumétrica de barrido.

Iniciando milenio, Verzaro et al. (2002) emulsionaron un crudo pesado de 7.8°API, agua destilada y agua corriente; los surfactantes en el crudo fueron ionizados y convertidos en emulsionantes efectivos con la adición de amoníaco o NaOH y concluyeron que presentaba una ventaja utilizar estas sustancias en el recobro de petróleo pesado.

Por otra parte, la cantidad de estudios relacionados con la recuperación mejorada de crudos pesados es poca, no obstante, estudios como el presentado por Chiwetelu et al. (1994) muestran algunos avances, ellos realizaron pruebas de inyección de soluciones alcalinas con agua destilada en paquetes de arenas con este tipo de crudo, los cuales tuvieron viscosidades de 454 cP y 46 cP a 25°C y 65°C respectivamente. A 25°C presentó un mejor comportamiento que el desarrollado a 65°C. Chiwetelu et al. (1994) determinaron que el incremento de las tensiones interfaciales a altas temperaturas eran el responsable de la baja eficiencia del desplazamiento de aceite.

Otro estudio enfocado a este tipo de crudo fue el de Jennings et al. (1974), quienes realizaron pruebas de inyección de químicos tensoactivos a escala de laboratorio con una viscosidad de crudo de 18 cP a una temperatura de yacimiento de 176°F, Mostrando como resultado que estos químicos podrían mejorar significativamente el recobro obtenido de una inyección de agua convencional. Además, determinaron que la producción de emulsiones *in situ* podría mitigar la creación de canales preferenciales de flujo.

Para terminar, Liu, Dong y Ma (2006) realizaron pruebas de inyección de surfactantes a escala de laboratorio para una serie de crudos pesados del oeste de Canadá y cuyas viscosidades

se encontraban en un rango de 650 a 18000 cP. Los resultados de estos estudios mostraron una recuperación de crudo pesado entre un 20 y un 30% del petróleo original *in situ*.

Desde otro punto de vista, respecto a la creación del *software*, se empleó lenguaje de programación Python, que según Aula21 (2023) fue creado por el informático Guido van Rossum, quien había estado trabajando con un lenguaje llamado ABC en su anterior trabajo en el Centrum Wiskunde & Informatica (CWI) - Instituto Nacional de Investigación en Matemáticas e Informática en los Países Bajos.

También para la creación del *software*, se hizo uso de la metodología de flujo de caja descontado. De acuerdo con Flórez (2008), el primer autor en hablar sobre esto fue John Burr Williams, un economista y analista financiero estadounidense. En 1938, Williams publicó el libro "The Theory of Investment Value", en el cual presentó la idea fundamental de que el valor de una inversión está determinado por los flujos de efectivo que generará en el futuro.

1.3 Objetivos del Proyecto

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar una herramienta para la evaluación financiera de proyectos de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudiar los mecanismos de recuperación y las facilidades de superficie presentes en un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados a través de una revisión bibliográfica.

- Construir un modelo conceptual de yacimiento que permita la simulación de la técnica de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados por medio del software STARS de la compañía CMG Ltda.
- Determinar los parámetros CAPEX y OPEX que puedan estar implicados en un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados.
- Elaborar una herramienta mediante el lenguaje de programación Python que permita determinar la viabilidad financiera de la técnica a partir de los parámetros CAPEX y OPEX relacionados y datos de producción obtenidos por simulación numérica.

2. Descripción y modelamiento de la Inyección de Surfactantes en Crudos Pesados

2.1 Generalidades de los Surfactantes

La inyección de surfactantes es una técnica de recuperación de crudo que consiste en la adición de concentraciones, generalmente bajas, del químico al agua de inyección, con el fin de que, al momento de llegar al yacimiento, el crudo atrapado por las fuerzas capilares en el medio poroso sea desplazado.

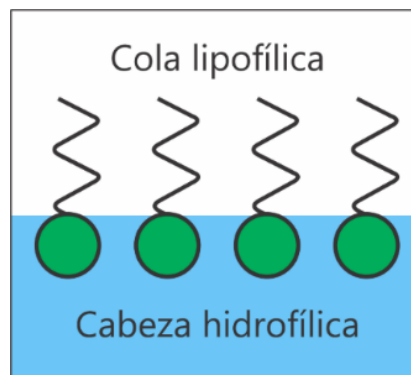
París de Ferrer (2001) establece que el principal objetivo de estos compuestos es recuperar el petróleo residual en el yacimiento, que está entre un 20 y 40% del volumen poroso.

Según Caneche (2006), químicamente, los surfactantes son compuestos orgánicos anfifílicos, es decir, que contienen un grupo no polar y uno polar en la misma molécula. El grupo no polar posee fuerte atracción por la fase oleica y se conoce como grupo lipofílico, mientras que el grupo polar tiene atracción por la fase acuosa (repulsión por la fase oleica) y es llamado

lipofóbico. Los surfactantes se alinean en la interfase agua-aceite, de modo que, la cabeza se orienta hacia el agua y la cola tiende a alejarse de esta como se observa en la Figura 1.

Figura 1.

Molécula de surfactante y su disposición

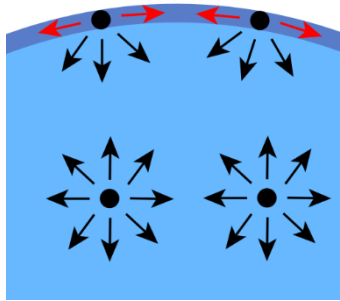


Nota. Adaptado de *Enhanced Oil Recovery* (p. 241), por D. Green y G. Willhite, 1998.

Para entender el principio físico del funcionamiento de un surfactante en la reducción del petróleo residual se deben introducir términos como la IFT y el Número Capilar (NC).

- Tensión interfacial (IFT)

Silva (2016) define la IFT como la fuerza de atracción que aplican dos fluidos inmiscibles sobre el borde o perímetro de la interfase que los separa. Las moléculas de la interfase entre dos líquidos inmiscibles están sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están en las moléculas del centro de cada uno de los líquidos tal y como se ilustra en la Figura 2.

Figura 2.*Tensión interfacial.*

Tras realizar una serie de experimentos, Tabber (1969) encontró que a condiciones de yacimiento la forma más práctica de reducir el petróleo residual era disminuyendo la IFT y es por lo que se usa el surfactante como una sustancia química en un proceso de recobro mejorado. Las variables identificadas como importantes para lograr reducir la IFT en un sistema agua/petróleo/surfactante son: el peso molecular promedio del sistema, la distribución del peso molecular del surfactante, su estructura molecular, concentración de surfactante, concentración y tipo de electrolitos, estructura de la fase aceite, y la temperatura del sistema (Tabber, 1969).

- Número capilar (NC)

De acuerdo con Schlumberger (2011), se define como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Para un líquido que fluye, si $NC \gg 1$, entonces las fuerzas viscosas predominan sobre las fuerzas capilares; por otra parte, si $NC \ll 1$, las fuerzas viscosas son despreciables comparadas con las fuerzas capilares. Los números capilares son usualmente grandes para flujos de alta velocidad y bajos para flujos de baja velocidad. El NC se describe en la Ecuación 1, como:

$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu}{\sigma} \quad (1)$$

Donde F_v y F_c son fuerzas viscosas y capilares, respectivamente; v es la velocidad intersticial del fluido desplazante; μ es la viscosidad del fluido desplazante; y σ es la tensión interfacial entre la fase desplazante y la fase desplazada.

Finalmente, Tabber (1969) relacionó la saturación de petróleo residual con el número capilar concluyendo que, medida que el NC aumenta, la saturación de aceite residual disminuye. Por tal motivo, el objetivo principal de la inyección de surfactante es reducir la tensión interfacial, con esto, el número capilar aumenta, y a su vez, la saturación residual de petróleo disminuye.

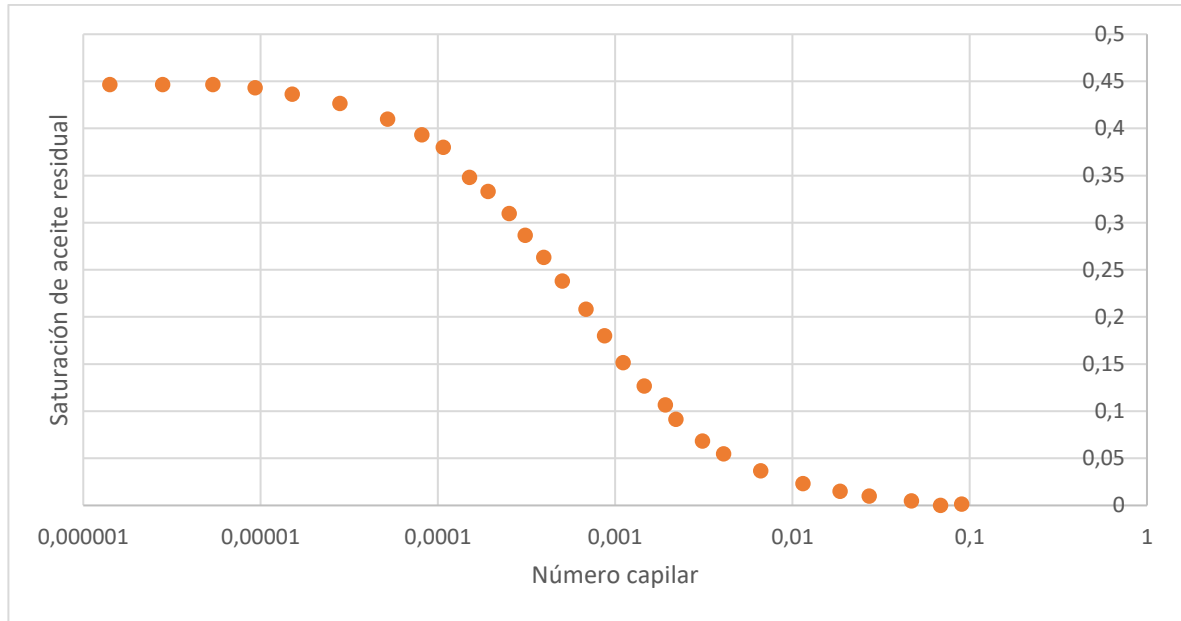
Con respecto a la técnica en cuestión, esta puede describirse como la recuperación de crudo mediante la adición de concentraciones, generalmente bajas, de surfactante al agua de inyección, con el fin de que, al momento de llegar al yacimiento, el crudo atrapado por las fuerzas capilares en el medio poroso sea desplazado.

Normalmente el tren de inyección implementado en este tipo de procesos es: primeramente, un preflujo, seguido del bache de solución acuosa con los químicos y, por último, un buffer de movilidad que ayude con el desplazamiento de los primeros dos frentes.

Stegemeier (1974) relacionó la saturación de petróleo residual con el número capilar. En la gráfica de la figura 3 se puede observar como a medida que el N_C aumenta, la saturación de aceite residual disminuye.

Figura 3.

Saturación de aceite residual (S_{or}) Vs. Número capilar (N_c).



Nota. Tomado de *Exploration and production technologies*.

Por tal motivo, el objetivo principal de la inyección de surfactante es reducir la tensión interfacial, con esto, el número capilar aumenta, y a su vez, la saturación residual de petróleo disminuye.

2.2 Inyección de Surfactantes en Crudos Pesados

En yacimientos de crudo pesado, un proceso de inyección de surfactantes convencional, que provoque una simple reducción en la tensión interfacial entre el agua y el aceite, no es suficiente para mejorar el desplazamiento y posterior producción de este tipo de aceites. Esto se debe a la alta relación de movilidades que presentan los fluidos de yacimiento, ya que el aceite posee una viscosidad significativamente mayor a la del agua, lo que repercute en problemas de

digitación viscosa. Es por esto por lo que se requieren otros mecanismos de recuperación adicionales que garanticen una producción de crudo rentable.

2.2.1 Mecanismos de Recuperación en Crudos Pesados

Dentro de los diferentes mecanismos de recuperación involucrados en la inyección de surfactantes en crudos pesados se distinguen cinco.

2.2.1.1 Emulsificación y Arrastre. Este mecanismo de recuperación consiste en la aplicación de un agente emulsificante o con propiedades tensoactivas que genere una emulsión de aceite en agua (O/W), dicho aceite está originalmente en fase continua y por acción del surfactante se ve disperso en pequeñas gotas que cumplen con la condición de tener un menor diámetro que el tamaño promedio de las gargantas de poro, consecuentemente, las emulsiones formadas tendrán una viscosidad significativamente menor a la original del crudo pesado. De esta forma y debido a que las gotas de aceite dispersas son arrastradas dentro de la fase continua, la capacidad de flujo es mejorada logrando un incremento en el caudal de producción, y posteriormente, un aumento en el factor de recobro.

Una vez dicho esto, el fenómeno de emulsificación y arrastre es el que se busca obtener en la inyección cíclica de surfactantes. Esto se debe a que se logra reducir la viscosidad del aceite, lo cual representa el mecanismo principal de recuperación para una modalidad cíclica.

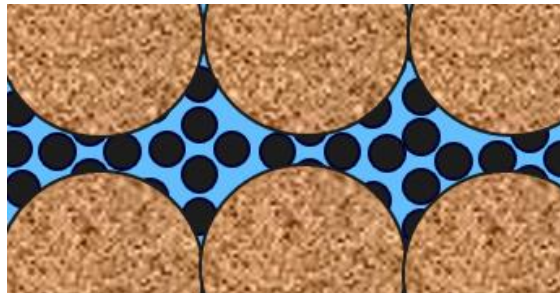
Subkow (1942) manifiesta que la solución acuosa utilizada en el proceso debe adaptarse para reducir la tensión interfacial entre el crudo y el agua, lo anterior con el fin de facilitar la extracción del aceite de las formaciones porosas y permeables; dicha solución también debe ser adaptada para emulsionar el petróleo dentro de la fase continua con la estabilidad suficiente para resistir la rotura prematura ya sea por contacto con las formaciones rocosas implicadas, por manipulación mecánica y/o por agitación.

Subkow (1942) argumenta que el agente emulsionante puede formarse mediante una reacción entre los compuestos presentes en el petróleo y en la solución acuosa. Así, cuando se utilizan soluciones tales como hidróxidos de sodio o potasio, hidróxido de amonio o sales alcalinas, se puede formar un surfactante *in-situ* por reacción entre el álcali y los ácidos orgánicos presentes naturalmente en el crudo. Con respecto a la función de disminuir la tensión interfacial entre el aceite y el agua, Subkow (1942) afirma que no es necesario limitar la cantidad de soluto: así, a mayor concentración de químico, mayor efectividad. Sin embargo, la concentración de soluto debe asegurar su función como agente emulsionante y estabilizar la emulsión producida contra la rotura prematura. Según Subkow (1942), en la mayoría de los casos, las concentraciones excesivas deben evitarse por ser un desperdicio o por producir una emulsión demasiado estable para ser fácilmente separadas en las facilidades de superficie.

En la Figura 4 se ilustra como se vería el mecanismo de emulsificación y arrastre en yacimiento.

Figura 4.

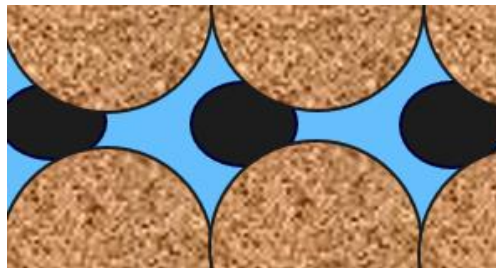
Mecanismo de emulsificación y arrastre.



2.2.1.2 Emulsificación y Atrapamiento. Johnson (1976) define este mecanismo como aquel que tiene la condición de un tamaño de gotas de aceite mayor al tamaño promedio de las gargantas de poro y que funciona mediante el taponamiento de dichas gargantas mejorando la relación de movilidades. Si la tensión interfacial es lo suficientemente baja, el aceite residual en un medio poroso, preferentemente mojado por agua, puede emulsionarse *in situ* y luego moverse hacia un pozo productor, en este trayecto las gotas de la emulsión pueden quedar atrapadas en las gargantas de poro disminuyendo la permeabilidad relativa al agua, lo que mejora la relación de movilidades agua-aceite, y a su vez, aumenta la eficiencia de barrido vertical y areal, generado así, un frente de inyección más estable. Este mecanismo es beneficioso en la técnica de inyección continua de surfactantes. En la Figura 5 se ilustra como se vería el mecanismo de emulsificación y arrastre en yacimiento.

Figura 5.

Mecanismo de emulsificación y atrapamiento.



2.2.1.3 Cambio de Mojabilidad de Mojado por Agua a Mojado por Aceite. Este mecanismo consta en que, a condiciones adecuadas de pH, salinidad y temperatura, algunos medios porosos pasan de estar mojados por agua a estar mojados por aceite. En este proceso, un aceite residual discontinuo que no moja al medio poroso se convierte en una fase continua mojante,

proporcionando una ruta de flujo al aceite que se encontraba atrapado. Al mismo tiempo, la baja tensión de la interfase induce la formación de una emulsión externa de gotitas de agua en la fase continua de aceite. Estas gotitas de emulsión tienden a bloquear el flujo e inducen un gradiente de alta presión en la región donde se forman (Cooke et al., 1974).

2.2.1.4 Cambio de Mojabilidad de Mojado por Aceite a Mojado por Agua. Wagner y Leach (1959) demostraron que mediante la adición de productos químicos (soluciones que incluyen ácidos, bases y algunas sales) que cambian el pH del agua de inyección, podían revertir la mojabilidad de la roca de mojada por aceite a mojada por agua. Wagner y Leach (1959) a modo de explicación, afirman que la sustancia química inyectada siempre estaría precedida por agua connata desplazada, de modo que el agua tratada encontraría solo aceite residual que quedó atrás del frente de inyección de agua connata sin tratar. En otras palabras, mediante el aprovechamiento de las propiedades de la roca, se retienen las gotas de agua facilitando así la producción del aceite residual y, por ende, generando un aumento en el factor de recobro.

2.2.1.5 Mantenimiento De La Presión Del Yacimiento. Según Green y Willhite (1998) es requerida una fuente de energía natural que suministre energía y desplace el aceite hacia el pozo productor. Esta energía es proporcionada por la liberación del gas en solución y la expansión de la roca y los fluidos debido a la reducción de la presión del yacimiento. Estos factores son esenciales para el éxito de la técnica de inyección cíclica de químicos.

2.2.2 Factores que Infieren en la Inyección de Surfactantes en Crudos Pesados

Según Johnson (1976), con el objetivo de garantizar el éxito del proceso de inyección y el posterior desplazamiento del aceite del yacimiento, se requiere de diferentes condiciones iniciales dependiendo del tipo de mecanismo de recuperación.

2.2.2.1 Composición del Aceite. Johnson (1976) manifiesta que la composición del petróleo es crucial para el proceso de inyección, sea cual sea el mecanismo de recuperación, la naturaleza de los compuestos polares en el crudo es lo que determina la concentración de surfactante requerida y la efectividad del proceso.

2.2.2.2 Composición del Agua. Johnson (1976) afirma que la composición del agua de inyección posee una alta relevancia en la eficiencia de la técnica, por lo cual, deben evitarse concentraciones significativas de iones positivos multivalentes tal como el calcio usado en el bache de químico; el cloruro de sodio, por otro lado, puede ser útil para reducir la concentración de surfactante requerida para lograr una tensión interfacial mínima.

2.2.2.3 Reactividad de la Roca. Dependiendo del tipo de mecanismo, la reactividad de la roca puede ser crucial en la operación del proceso de inyección, esto debido a que dicha roca adsorbe surfactante. En consecuencia, puede llegar a necesitarse de baches grandes para lograr un proceso eficiente. En el caso de los mecanismos de cambio de mojabilidad de mojado por agua a mojado por aceite y emulsificación y arrastre, esto es crucial ya que se requiere que el surfactante invada el yacimiento antes de que se evidencien aumentos en la recuperación; mientras que los otros dos mecanismos no son tan sensibles a la reactividad de la roca (Johnson, 1976).

2.2.2.4 Concentración y Tamaño del Bache de Inyección. Tanto la concentración de solución como el volumen inyectado varían según el mecanismo de recuperación. Johnson (1976) estipula que las concentraciones de surfactante son más bajas para los mecanismos de emulsificación, habitualmente para el cambio de mojabilidad son requeridas concentraciones más altas. En cuanto al tamaño del bache, el mecanismo de emulsificación y arrastre requiere un volumen suficiente de agente tensioactivo ya que, si este es consumido por la reactividad de la roca, la técnica perdería su eficiencia (Johnson, 1976).

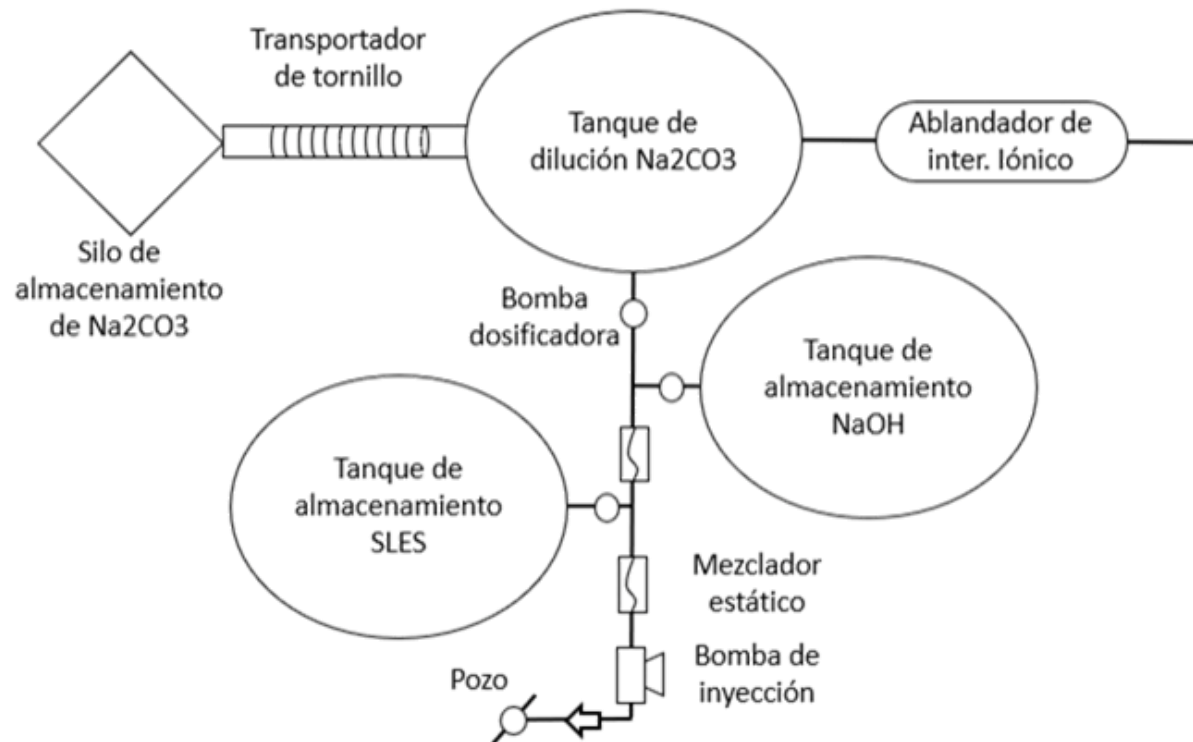
2.3 Facilidades Involucradas en la Técnica de Inyección de Surfactantes

A continuación, se describen las facilidades implicadas en la técnica, las cuales cumplen con la función de almacenar y procesar los surfactantes suministrados por el proveedor, siguiendo, en lo posible, sus recomendaciones para evitar cualquier tipo de inconveniente con su manipulación.

En la Figura 6 se aprecia el esquema de las facilidades implicadas para llevar a cabo la inyección en la técnica, en este, se observa como la corriente de agua de inyección es sometida primeramente a tratamiento en un ablandador de intercambio iónico para luego ingresar al tanque de dilución junto con el Na_2CO_3 sólido que es almacenado en una silo y llevado a dilución por medio de un transportador de tornillo; posteriormente, el Na_2CO_3 diluido es llevado por medio de una bomba dosificadora a la línea principal de inyección en donde, de la mismo forma, son bombeados el NaOH y el SLES. En la línea de inyección se encuentran distribuidos mezcladores estáticos para garantizar la homogeneización de la solución, la cual finalmente es suministrada al pozo mediante una bomba de inyección.

Figura 6.

Esquema de las facilidades de inyección.



2.3.1 Tanques de Almacenamiento

Putnam (2013) menciona que los surfactantes son suministrados en forma líquida por los proveedores y son almacenados típicamente en un conjunto de tanques, tal y como se muestra en la Figura 7. Algunos de estos surfactantes pueden ser alcoholes, los cuales requieren especiales consideraciones debido al riesgo de incendio; y algunos muestran una alta viscosidad a bajas temperaturas, lo que exige el uso de tanques con sistema de calentamiento y líneas de flujo aisladas. Para el caso del Na_2CO_3 , se utilizan silos o tolvas de almacenamiento, ya que el estado físico de este químico es sólido, y este tipo de recipientes son adaptados según la necesidad. Adicionalmente, se emplea un tanque de dilución en donde se prepara el químico previo a la inyección.

Figura 7.

Tanques de almacenamiento de surfactantes.



Nota. Tomado de *Facility requirements for implementing a chemical EOR project*, por J.Putnam

2.3.2 Mezcladores

Putnam (2013) explica que, algunos surfactantes algunos de estos muestran una alta viscosidad a temperatura ambiente, por lo cual los proveedores recomiendan regularmente la agitación o circulación de sus productos cuando son almacenados en los tanques de almacenamiento, este proceso debe realizarse de forma adecuada ya que puede producirse espuma y problemas operaciones si el sistema no es manejado correctamente. En la Figura 8 se aprecia este tipo de facilidad con la cual se asegura que los surfactantes mantengan una viscosidad dentro del rango operacional previos a ser dispuestos para su inyección.

Figura 8.

Mezclador de surfactante.



Nota. Tomado de *Mezcladores industriales*, por es.made-in-china.com, 2022.

2.3.2 Bombas Dosificadoras de Desplazamiento Positivo

Según Solorzano (2016), una bomba de desplazamiento positivo es aquella que desplaza (entrega) la misma cantidad de fluido por cada ciclo de rotación del elemento de bombeo, la

entrega constante durante cada ciclo es posible gracias a las tolerancias que existen entre el elemento de bombeo y su contenedor (estator, bloque de pistones, carcasa, etc.)

Adicionalmente, Solorzano (2016) afirma que la cantidad de líquido (fuga interna) que pasa a través del elemento de bombeo en una bomba de desplazamiento positivo es mínima y despreciable en comparación con el caudal máximo teórico de la bomba. Además, el volumen por ciclo permanece relativamente constante a pesar de los cambios de presión en el sistema. Vale destacar que, si la fuga interna es sustancial, es un indicativo de que la bomba no está operando correcta y posiblemente deba ser reparada o reemplazada. Otros nombres utilizados para describir este tipo de bombas son hidrostáticas para aquéllas de desplazamiento positivo e hidrodinámicas para las de desplazamiento negativo (Solorzano, 2016).

En la Figura 9 se observa este tipo de bomba la cual es usada para dosificar el surfactante al sistema de inyección.

Figura 9.

Bomba de desplazamiento positivo.



Nota. Tomado de Bombas de desplazamiento positivo, por ASIPS, 2022.

2.3.3 Sistema de Inyección

Putnam (2013) enuncia que el diseño del sistema de inyección depende de muchos factores operativos y económicos. Si la tasa de inyección del proyecto es baja (<5000 bpd) y el número de pozos no es alto (<10), se puede considerar una bomba de inyección dedicada para cada pozo. Adicionalmente Putnam (2013) afirma que, este tipo de inyección distribuida permite al operador controlar continuamente las tasas de los pozos individuales para el equilibrio volumétrico a lo largo del patrón de inyección, en esta configuración, cada bomba de inyección generalmente está equipada con un variador electrónico de velocidad que proporciona un amplio rango de operación sin la necesidad de realizar cambios mecánicos en el variador de la bomba para lograr la tasa deseada.

Putnam (2013) indica que para muchos proyectos de EOR químicos, se instala una bomba de inyección dedicada para cada pozo, este tipo de esquema de inyección permite al operador controlar las tasas de inyección independientemente de la respuesta de presión de cada pozo, lo que facilita equilibrar los patrones de inyección, particularmente durante un proyecto piloto.

Por otro lado, Putnam (2013) expone que al integrar un proyecto de EOR químico con una instalación de inyección de agua existente o al implementar un proyecto muy grande, en términos de tasas de inyección acumuladas, extensión de área o número de pozos, es probable que varios de estos últimos sean atendidos por un cabezal de inyección de presión primaria común a través de un sistema de distribución de línea troncal el cual se ramificará a las líneas de flujo de cada pozo, en este escenario, se utilizan estranguladores o válvulas de control de flujo para regular el flujo durante la inyección de agua.

En la Tabla 1 se presentan las capacidades y dimensiones de las facilidades implicadas en la técnica según lo encontrado por revisión bibliográfica.

Tabla 1

Capacidad y dimensión de facilidades implicadas en el proyecto.

Químico involucrado	Equipo	Capacidad	
		Valor	Unidad
Agua	Ablandador de intercambio iónico	1500	bbl/día
Na₂CO₃	Silo o tolva para almacenamiento	34000	lb
	Transportador de tornillo	48000	lb/día
	Tanque de dilución	113.2	barriles
	Bomba dosificadora	1817	bbl/día
NaOH	Tanque de almacenamiento	113.22	barriles
	Bomba dosificadora	1817	bbl/día
	Mezclador estático	0.17	ft (diámetro)
SLES	Tanque de almacenamiento	35.85	barriles
	Bomba dosificadora	1817	bbl/día
	Mezclador estático	0.17	ft (diámetro)
Solución	Bomba de inyección	10285	bbl/día
final	Conversión Pozo a Productor-Inyector	N/A	N/A

2.4 Teoría de la Simulación Numérica de la Inyección de Surfactantes en Crudos Pesados

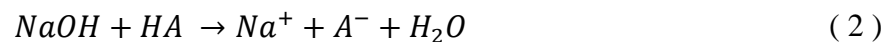
A continuación, se hace referencia al marco teórico de la simulación numérica implicada en la técnica de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados, más específicamente, en El

mecanismo de emulsificación y arrastre, ya que es el permite una reducción de la viscosidad, y el modelo de Langmuir para representar el fenómeno de adsorción.

2.4.1 Modelamiento de la Inyección Química

Para efectos de este proyecto se contempla la inyección tanto de álcali como de surfactante, para lo cual es necesario considerar el proceso de saponificación entre los álcalis y la parte acida del crudo, y la formación de emulsiones de aceite en agua en yacimiento. En el presente trabajo de investigación, basado en el trabajo de Ceballos et al. (2022) y Ma (2005), se contemplará como álcalis al carbonato de sodio (Na_2CO_3) e hidróxido de sodio (NaOH). Por parte del surfactante, este corresponde al lauril éter sulfato de sodio (SLES).

2.4.1.1 Proceso de Saponificación con NaOH . La reacción que describe el proceso completo de saponificación con NaOH está dada por la Ecuación 2.



En donde:

HA = Parte ácida del crudo.

A = Surfactante aniónico.

2.4.1.2 Proceso de Saponificación con Na_2CO_3 . La reacción que describe el proceso completo de saponificación con Na_2CO_3 está dada por la Ecuación 3.



En donde:

HA = Parte ácida del crudo.

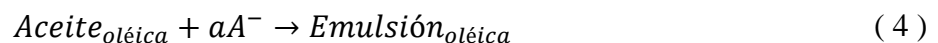
A = Surfactante aniónico.

2.4.2 Modelamiento del Proceso Emulsificación

Para efectos de la técnica, se contempla un modelamiento en donde se forman emulsiones de aceite en agua con un diámetro de gota más pequeño que el tamaño promedio de las gargantas de poro, para esto la mayor consideración a asumir es que las emulsiones se propagan sin presentar alteraciones en su composición al menos durante el tiempo de interés. Adicionalmente, las siguientes consideraciones son asumidas por CMG (2015):

- La transferencia de masa entre las fases es tan pequeña que puede ser despreciada
- El surfactante permanece todo el tiempo con las gotas de emulsión en una proporción constante, por esta razón, no es requerido considerarse como un componente por separado.
- Tanto el agua como el aceite como fases continuas no interactúan con la matriz sólida, por lo cual, la correspondiente transferencia de masa es ignorada.

Un modelo en donde las emulsiones son vistas como un nuevo pseudocomponente químico disperso en una fase acuosa es considerado (Ceballos et. al, 2022). En la Ecuación 4 se describe el proceso de emulsificación que se lleva a cabo en yacimiento.



En donde:

a = Coeficiente estequiométrico del surfactante en la emulsificación.

Adicionalmente, CMG (2015) señala las siguientes consideraciones:

- Se asume una geometría esférica de la gota de emulsión.
- El número de moléculas de crudo es muy superior al de las de surfactante, por ende, el volumen de la emulsión es básicamente el volumen ocupado por las moléculas de aceite.
- Las moléculas de surfactante ocupan la superficie externa de las gotas de emulsión.

Estas consideraciones son expresadas por la Ecuación 5 y la Ecuación 6:

$$\frac{\pi * D^3}{6} = V_o * N_o \quad (5)$$

En donde:

D = Diámetro de la gota de emulsión.

V_o = Volumen de la gota de aceite.

N_o = Numero de moléculas de aceite.

$$\pi * D^2 = a_o * N_s \quad (6)$$

En donde:

a_o = Área superficial de la gota de aceite.

N_s = Numero de moléculas de surfactante.

Empleando las Ecuaciones 5, 6 y 7 y haciendo uso de valores típicos según CMG (2015), donde: $D = 6 \times 10^{-4}$ cm, $V_o = 35 \times 10^{-23}$ cm³ y $a_o = 70 \times 10^{-16}$, puede realizarse la operación N_o/N_s para calcular la relación entre el número de moléculas de aceite y el número de moléculas de surfactante. Esto permite obtener como resultado el coeficiente estequiométrico que acompaña al surfactante en la reacción de emulsificación de la Ecuación 7.

$$\frac{N_o}{N_s} = a = 5 \times 10^{-4} \quad (7)$$

En donde:

a_o = Área superficial de la gota de aceite.

N_s = Numero de gotas de surfactante.

Las ecuaciones para llevar a cabo el modelamiento del proceso de emulsificación están regidas por una cinética química, basada en la Ecuación 8 desarrollada por Arrhenius. Adicionalmente se debe recalcar que, los parámetros de la energía de activación y el factor de frecuencia deben ser ajustados ya que estos no se hayan fácilmente en laboratorio.

$$K = A * e^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (8)$$

En donde:

K = Constante cinética en función de la temperatura

A = Factor de frecuencia

E_a = Energía de activación

T = Temperatura

2.4.3 Modelamiento de la Adsorción

A lo largo de los años, diferentes estudios han sido desarrollados con el objetivo de describir el fenómeno de adsorción. El modelo de adsorción de Langmuir proporciona una clara descripción física del comportamiento de la tensión superficial a nivel molecular. Langmuir (1917) estableció tres postulados para describir la adsorción de una molécula en una superficie:

- Formación de una monocapa de moléculas adsorbidas en la superficie.
- Cada lugar de la superficie tiene la misma probabilidad de ser ocupado por una molécula.
- No existe interacción entre moléculas adsorbidas.

Las propiedades de la interfase como una región bidimensional y homogénea se reconocen en el primer y segundo enunciado, respectivamente, pues se rechaza la condensación (fenómeno volumétrico) e indica que en la superficie existe una cantidad limitada de espacios a ser ocupados (Sandoval et al., 2015). Por otro lado, el tercer enunciado indica que los cambios en las propiedades superficiales asociados a la adsorción de cada molécula son constantes, ya que no existen interacciones entre las especies adsorbidas (Sandoval et al., 2015).

Para efectos de la simulación haciendo uso del software STARS de CMG, la isoterma de Langmuir calcula los moles absorbidos de un componente por unidad de volumen poroso mediante la Ecuación 9 tomada de CMG (2015).

$$Adsorción = \frac{(t_{d1} + t_{d2}) * ca}{1 + t_{d3} * ca} \quad (9)$$

En donde t_{d1} corresponde al primer parámetro en la expresión de Langmuir (lbmol/ft³) el cual debe ser positivo, t_{d2} el segundo parámetro asociado con los efectos de la salinidad (lbmol/ft³)

el cual no se tiene en cuenta en el presente estudio, t_{d3} el tercer parámetro de la ecuación el cual no debe ser menor a 1×10^{-15} y ca la fracción molar del componente en cuestión.

Se debe mencionar que, estos parámetros para llevar a cabo la representación de la isoterma de Langmuir y posteriormente el modelamiento de la adsorción, son tomados del ajuste histórico realizado por Ceballos (2023) mediante CMOST de CMG con el objetivo de ajustar los parámetros del modelo y que este sea representativo del yacimiento, ya que hay dificultad en su adquisición y no se cuenta con información al respecto.

3. Desarrollo de un Modelo Conceptual de Simulación

En el presente estudio se plantea el desarrollo de un modelo conceptual de yacimiento que permita simular un proceso de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados. Para tal fin, se hace uso del *software STARS (Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulation)* de la compañía *CMG (Computer Modelling Group)* Ltda. *STARS* es el simulador estándar de la industria para el modelado avanzado de procesos de recuperación mejorada, empleando una amplia gama de modelos de enmallado y porosidad a escala de campo y de laboratorio (León y Padilla, 2019).

Dicho modelo es basado en las propiedades del campo East Bodo de Canadá en donde se encuentra un crudo con gravedad API de 14.1° y en donde se pretende realizar una inyección con un bache con concentraciones de: 6000 ppm de Na_2CO_3 , 6000 ppm de NaOH y 300 ppm de SLES

3.1 Creación del *Grid*

La construcción del modelo de simulación se realiza haciendo uso de la herramienta *BUILDER* de la interfaz *LAUNCHER* de la compañía *CMG* ltda. La Tabla 2 presenta las

dimensiones y datos utilizados para la creación de un *grid* de geometría cilíndrica el cual es definido para el modelo.

Con respecto al tope de la formación, según Wassmuth et al. (2009) en el campo de estudio East Bodo la formación de interés tiene un tope de 2605 ft y Brown (1965) hace referencia a un espesor de formación de 30 ft característico de las areniscas del campo.

Tabla 2.

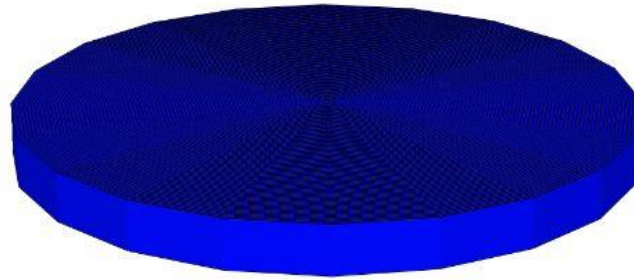
Dimensiones para la creación del grid cilíndrico de simulación

Coordenada	Número de bloques	Dimensión de bloques
r	30	4.65 ft
θ	1	360°
K	1	30

Una vez establecido el tipo de enmallado y su dimensionamiento, se procede al ingreso de las propiedades petrofísicas. En la Figura 10 se observa el modelo creado, el cual fue configurado con una porosidad del 29% y una permeabilidad horizontal de 1500 mD, según datos reportados por Wassmuth et al. (2009). Adicionalmente, el rango de valores típicos referente a compresibilidad de la formación en areniscas indicado por Tarek (2006) entre 3×10^{-6} a 25×10^{-6} psi⁻¹, es definido este último valor tope para efectos del presente estudio.

Figura 10.

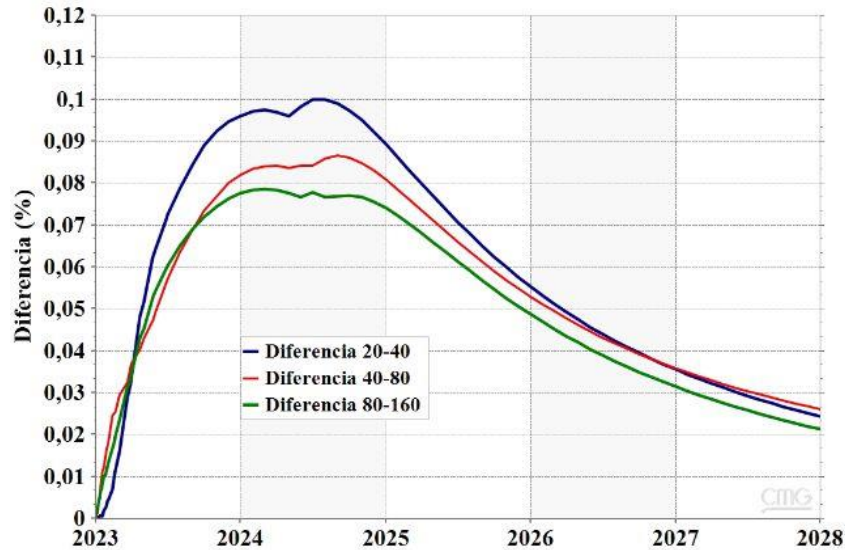
Malla de simulación creada para el modelo



Con el objetivo de definir el número de celdas y la óptima discretización de la malla de simulación, para el eje radial se evalúan diferentes corridas partiendo de un modelo grueso de 20 divisiones, posteriormente se discretiza aumentando el número de divisiones en las coordenadas en análisis manteniendo constante las demás. Según los resultados que se visualizan en la Figura 11, comparando el comportamiento obtenido en el factor de recobro, es seleccionado un modelo con 80 bloques en el eje r recalando que dichos parámetros no presentan cambios significativos (menores a 0.1%). Es necesario mencionar que, para el eje θ y K no se realizan divisiones ya que el flujo en el modelo es principalmente radial, por lo cual, las divisiones no son justificadas.

Figura 11.

Análisis de sensibilidad en el eje r – diferencia en el factor de recobro



Por otro lado, con el fin de modelar de forma más precisa la dimensión del yacimiento, se implementa un anillo de confinamiento el cual representa el volumen de roca que se encuentra rodeando el *grid* de simulación, ya que se modela el soporte de presión que brindan los fluidos provenientes de las zonas de alrededor. La referencia para definir el anillo de confinamiento más adecuado es lograr la mayor aproximación a un factor de recobro de 8.0% cuando es alcanzada la presión de abandono de 50 psi lo cual es común en crudos pesados según Adams (1982), y que el yacimiento no presente una caída de presión apresurada, dichos valores son evaluados para el medio poroso sin tener en cuenta las celdas que hacen parte del anillo de confinamiento. En las Figuras 12 y 13 se observan los resultados, para el cual se concluye definir un modificador de volumen de 15 el cual funciona como un multiplicador dimensional de las celdas externas que conforman el anillo de confinamiento.

Figura 12

Análisis de sensibilidad de anillo de confinamiento – Presión promedio del yacimiento vs tiempo

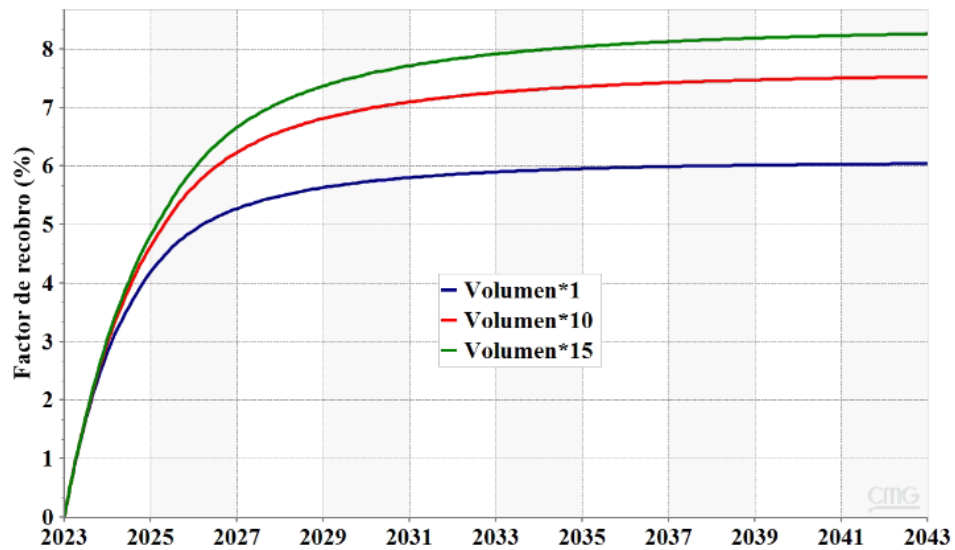
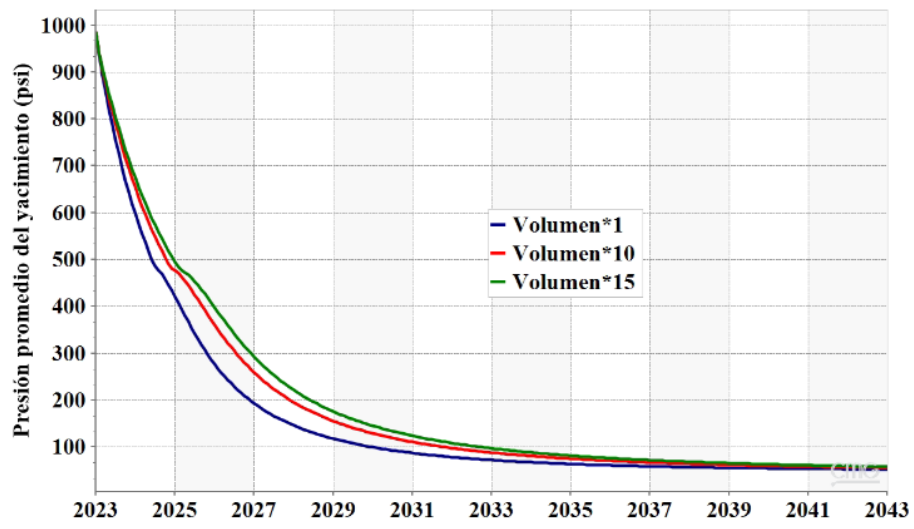


Figura 13.

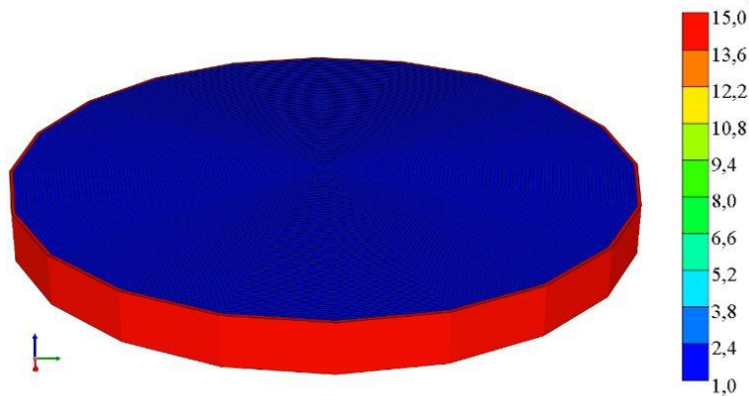
Análisis de sensibilidad anillo de confinamiento – Factor de recobro



En la Figura 14 se visualiza el anillo de confinamiento desde la interfaz de BUILDER.

Figura 14.

Anillo de confinamiento del modelo



3.2 Modelado de Fluidos

Ante las limitadas fuentes de datos PVT que permitieran generar el modelo de fluidos, se recurre al uso de correlaciones numéricas implementadas en el simulador. La Tabla 3 presenta los parámetros para la elaboración del PVT los cuales fueron reportados en la prueba experimental realizada por Ma (2005). Para los casos específicos de la salinidad del agua de formación y la presión inicial, los datos fueron tomados según lo reportado por Liu et al. (2006) y Wassmuth et al. (2009) respectivamente; mientras que, para el peso molecular del crudo, el valor fue calculado a partir de la correlación desarrollada por Clossmann y Seba (1990) usando para esto una viscosidad y una densidad del aceite de 1800 cp y de 0.9676 g/cm³ respectivamente, y con respecto a la presión de burbuja y la compresibilidad del aceite, se toma como referencia lo expuesto por Ceballos y Blanco (2019).

Tabla 3.*Parámetros usados para la creación del modelo de fluidos*

Parámetro	Valor
Temperatura del yacimiento, F	71.6
Presión inicial de referencia, psi	986.26
Presión de burbuja, psi	500
Gravedad específica del gas	0.72
Salinidad del agua, ppm	23000
Compresibilidad del aceite, psi ⁻¹	5 x 10 ⁻⁶
Peso molecular del aceite, lb/lbmol	390

En la Tabla 4 se observan las correlaciones asociadas a las respectivas propiedades que calcula el simulador y que presentan el mejor ajuste al tipo de crudo en estudio. El comportamiento de las propiedades del aceite se puede observar en las Figuras 15-17.

Tabla 4.*Correlaciones usadas en el modelo*

Propiedad	Correlación
Propiedades del aceite	Standing
Compresibilidad del aceite	Glasso
Viscosidad aceite vivo y muerto	Begs y Robinsson
Propiedades críticas del gas	Standing

Figura 15.

Factor volumétrico de formación del aceite vs presión

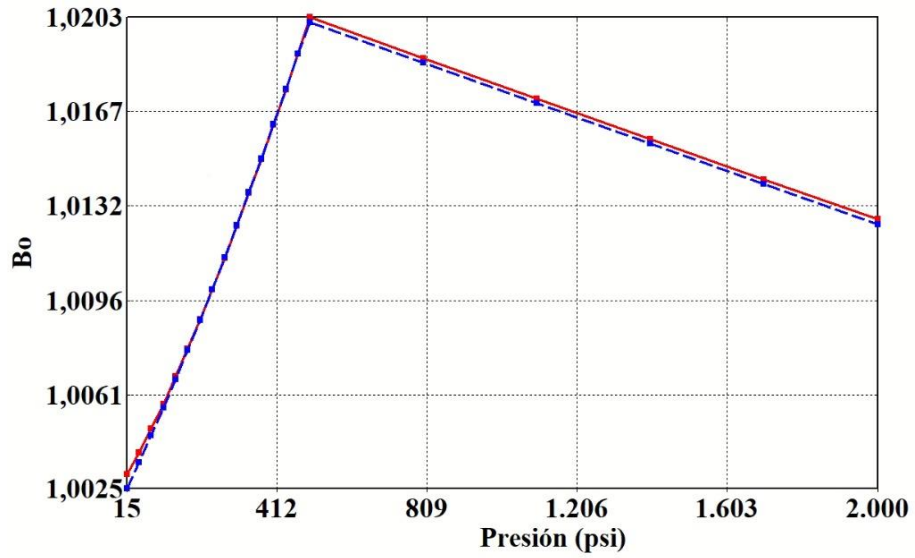


Figura 16.

Viscosidad del aceite vs presión

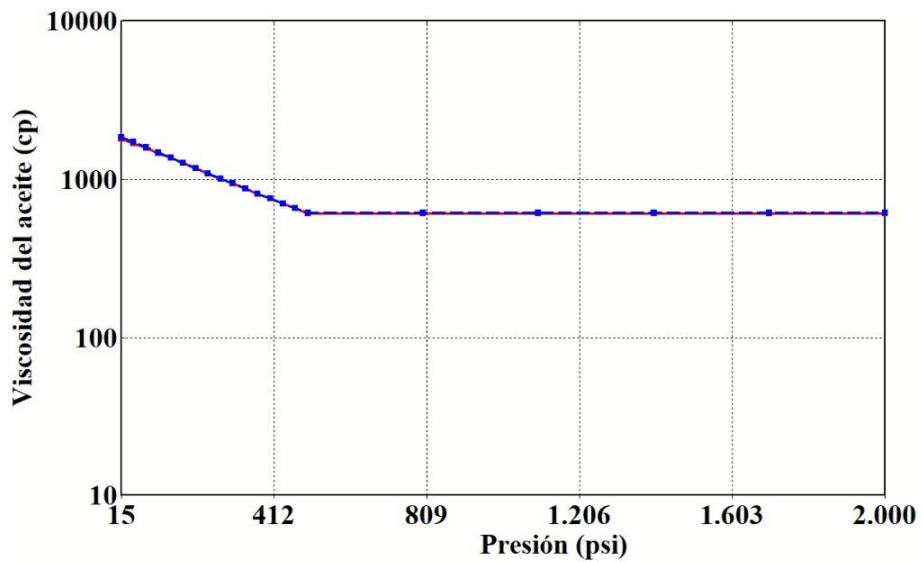
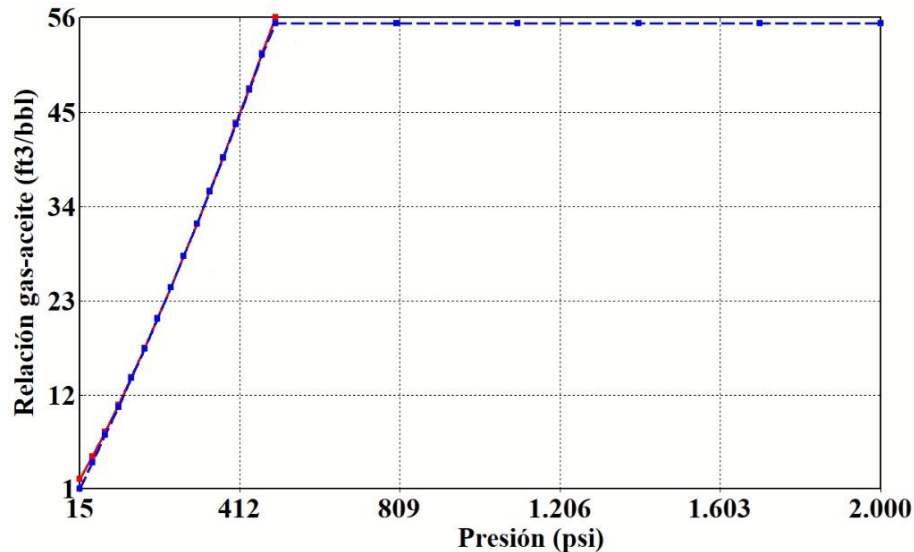


Figura 17.*Relación gas-aceite GOR vs presión*

Con respecto a los componentes presentes en el modelo, estos fueron creados tomando de la literatura las diferentes propiedades fisicoquímicas que los caracterizan, y posteriormente, ingresando en el simulador los valores correspondientes para cada uno; la Tabla 5 especifica lo anterior. Para el caso de las propiedades críticas y las viscosidades, se asume que cada componente adopta el valor de la propiedad de su fase continua ya que estos se encuentran disueltos, con excepción de las viscosidades de la emulsión A y de la emulsión S, dichos valores son tomados del ajuste de parámetros realizado por Ceballos (2023). La presión P_{cr} y temperatura crítica T_{cr} del aceite son calculadas a partir de correlaciones desarrolladas por Nji et al. (2007). En la tabla 6 se presentan las propiedades definidas para el agua y el aceite muerto.

Tabla 5.*Propiedades requeridas de los componentes químicos*

Componente	Fase	PM, lb/lbmol	ρ, lb/ft³	P_{cr}, psi	T_{cr}, F	μ, cP
NaOH	Acuosa	40	131.09	3200.11	705.20	0.95
Na	Acuosa	23	60.43	3200.11	705.20	0.95
Na ₂ CO ₃	Acuosa	106	158.56	3200.11	705.20	0.95
HCO ₃	Acuosa	61	135.65	3200.11	705.20	0.95
A	Acuosa	389	60.18	3200.11	705.20	0.95
SLES	Acuosa	441	65.23	3200.11	705.20	0.95
HA	Oleica	390	60.18	115.24	1035.43	1800
Emulsión A	Oleica	390.19	60.18	115.24	1035.43	5
Emulsión S	Oleica	390.22	60.18	115.24	1035.43	5

Tabla 6.*Propiedades definidas para el agua y aceite muerto*

Componente	Fase	PM, lb/lbmol	ρ, lb/ft³	P_{cr}, psi	T_{cr}, F	μ, cP
Agua	Acuosa	18	61.49	3200.11	705.20	0.95
Aceite muerto	Oleíca	390	60.40	114.66	4349.73	1800

Una vez creados los componentes involucrados en la técnica, se procede a configurar las reacciones químicas que tienen lugar en el yacimiento y que son precisadas en el capítulo 2. Para tal fin, son requeridos ciertos parámetros correspondientes a la cinética de las reacciones tales

como la energía de activación (E_a), la cual establece la energía mínima necesaria para que pueda producirse una reacción química según lo definido por Levine (2002); y el factor de frecuencia, el cual representa la frecuencia de las colisiones entre las moléculas reactivas en una concentración estándar según lo estipulado por Chang (2005).

Los parámetros son ingresados al simulador tomando como referencia lo reportado por Ceballos (2023) en su ajuste histórico y realizando el escalamiento a dimensiones de campo siguiendo el procedimiento sugerido por CMG (2018). La Tabla 7 presenta los parámetros mencionados anteriormente.

Tabla 7.

Correlaciones usadas en el modelo

Reacción/Parámetro	Tipo de reacción	E_a, BTU/lb	F_f, adimensional
Na ₂ CO ₃	Saponificación	23409.186	1.013x10 ¹²
NaOH	Saponificación	12175.356	8.820x10 ⁵
A ⁻	Emulsificación	709.369	2.544x10 ¹¹
SLES	Emulsificación	670.676	2.665x10 ⁶

3.3 Interacción Roca - Fluido

Debido a que no se cuenta con estudios y pruebas de laboratorio que permitieran modelar la permeabilidad relativa de cada fase a una determinada saturación, su comportamiento es estimado a partir de las correlaciones desarrolladas por Hirasaki las cuales están incluidas en *BUILDER*. La Tabla 8 presenta los *end points* y exponentes reportados en el ajuste de parámetros

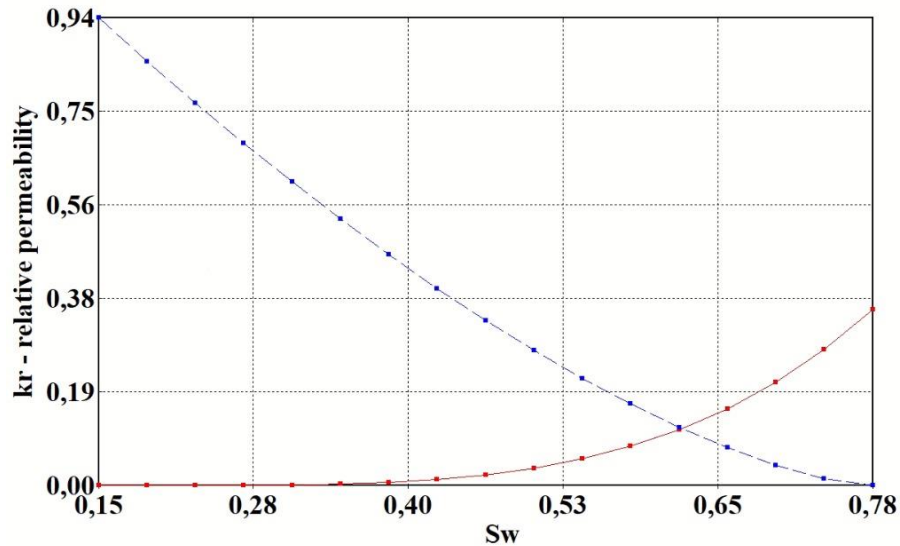
desarrollado por Ceballos (2023) y necesarios para el desarrollo de las curvas de permeabilidad relativa que se aprecia en la Figura 18.

Para el caso de las curvas de permeabilidad relativa gas-líquido, al tratarse de un modelo de aceite muerto pesado se asume que no hay presencia de gas a condiciones iniciales del modelo ($S_g=0$), por esta razón, el valor de la permeabilidad relativa al aceite a condiciones de saturación inicial de gas no aplica para el presente modelo y los *end points* requeridos para la elaboración de las curvas de permeabilidad con respecto a la saturación de líquido son asumidos como iguales a los de la saturación de agua tal como se hizo en el trabajo de investigación realizado por Ceballos y Blanco (2019).

Tabla 8.

End points y exponentes para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa

Descripción	Valor
Saturación de agua connata	0.15
Saturación de aceite irreducible al agua	0.22
Saturación de aceite residual al agua	0.22
Permeabilidad relativa al aceite a condiciones agua connata	0.939
Permeabilidad relativa al agua a condiciones de aceite irreducible	0.354
Exponente para la permeabilidad relativa al agua	4
Exponente para la permeabilidad relativa al aceite	1.5

Figura 18.*Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite*

Otra propiedad que debe ingresada para garantizar un correcto modelado es la adsorción que tienen los componentes químicos inyectados, la Tabla 9 contiene los parámetros obtenidos en el ajuste realizado por Ceballos (2023), los cuales generan el modelamiento de la adsorción.

Tabla 9.*Parámetros para la generación de la isoterma de Langmuir*

Compuesto/Parámetro	Na ₂ CO ₃	NaOH	SLES
Adsorción máxima, lbmol/ft ³	2.92x10 ⁻²	2.19x10 ⁻³	1.89x10 ⁻⁴
td1, gmol/cm ³	3.51	1.20	1.32x10 ⁻²
td3, adimensional	120	550	70

3.4 Condiciones Iniciales

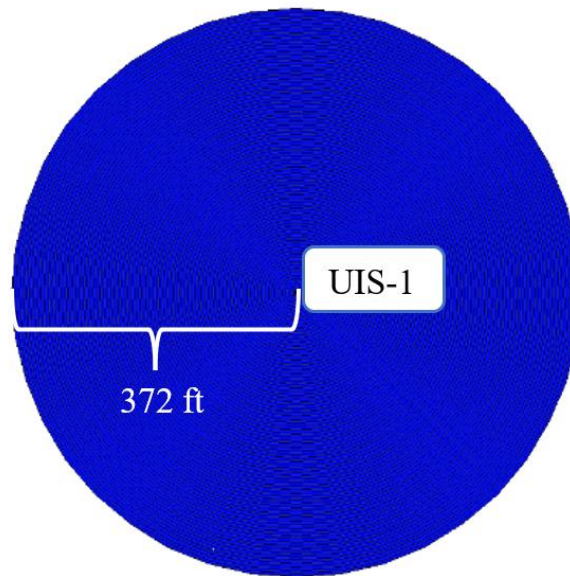
En el presente modelo se define una metodología de inicialización por equilibrio con profundidad promedio en donde se tiene en cuenta según lo reportado por Wassmuth et al. (2009), una presión inicial de 986.26 psi y un *datum* de 2620 ft lo cual representa la profundidad del punto medio de los perforados en la formación. Adicionalmente es definida la fracción molar inicial para la parte acida del crudo de 0.00785 teniendo como base un número de acidez de 1.32 mgKOH/gOil referente a un crudo pesado según lo estipulado por Ceballos et al. (2022), una fracción molar del 0.14448 para el gas asociado la cual es calculada por el simulador y el restante correspondiente para el crudo propiamente, es decir, 0.84761.

3.5 Configuración de Pozos y Condiciones Operacionales

El modelo desarrollado es un *single-well* ubicado en el medio del grid de 10 acres con un radio de 372 ft tal como se observa en la Figura 19, cabe recalcar que, *BUILDER* no cuenta con la opción de hacer que un pozo cumpla con la función de inyector y productor simultáneamente, debido a esto se hace necesaria la creación de dos pozos (uno inyector y otro productor) que posean exactamente la misma ubicación en la malla de simulación. Adicionalmente cabe mencionar que, la perforación del pozo se realiza en la misma fecha de inicio de la simulación.

Figura 19.

Distribución de los pozos en el grid de simulación



Las condiciones operativas o *constrains* para los pozos productores son definidas teniendo como referencia la evaluación técnica y optimización de Ceballos (2023) definiendo una BHP de 50 psi y una caudal de producción de líquido de 500 bbl/día. Para el caso de los pozos inyectoros, el caudal de inyección es de 2000 bbl/día. La Tabla 10 describe la composición del bache determinada por Ceballos (2023), el cual es inyectado a una temperatura de 76.1 F tal como se llevó a cabo por Ma (2005); en donde el NaOH y el Na₂CO₃ representan los álcalis, y el Lauril Éter Sulfato de Sodio o *SLES* el surfactante a inyectar.

Tabla 10.*Composición del fluido inyectado*

Componente	Concentración, ppm
NaOH	6000
Na ₂ CO ₃	6000
<i>SLES</i>	300

Los parámetros que precisan los ciclos de inyección definidos y, así mismo reportados como óptimos por Ceballos (2023) son un tiempo de inyección de 10 días, un tiempo de remojo de 7 días y para producción lo correspondiente para completar un ciclo de 6 meses. Para este estudio son establecidos 4 ciclos para un tiempo de simulación y evaluación definido de 2 años.

3.6 Resultados de la Simulación

Después completado el modelo de simulación, en primera instancia se procede a hacer una comparativa entre un caso de producción primaria y el escenario de inyección cíclica de surfactante para observar la efectividad de la técnica y el factor de recobro incremental que se genera. Las Figuras 20 y 21 muestran los resultados con y sin inyección.

Una vez corrido el modelo base, se obtuvo el factor de recobro presentado en la Figura 20. Como se puede observar, al final del proceso se alcanzó un valor aproximado de 13.02 %, el cual, comparado con el 7.12 % alcanzado en la producción primaria al cabo de 5 años, representa un factor de recobro incremental de 5.90 %.

Figura 20.

Factor de recobro vs tiempo

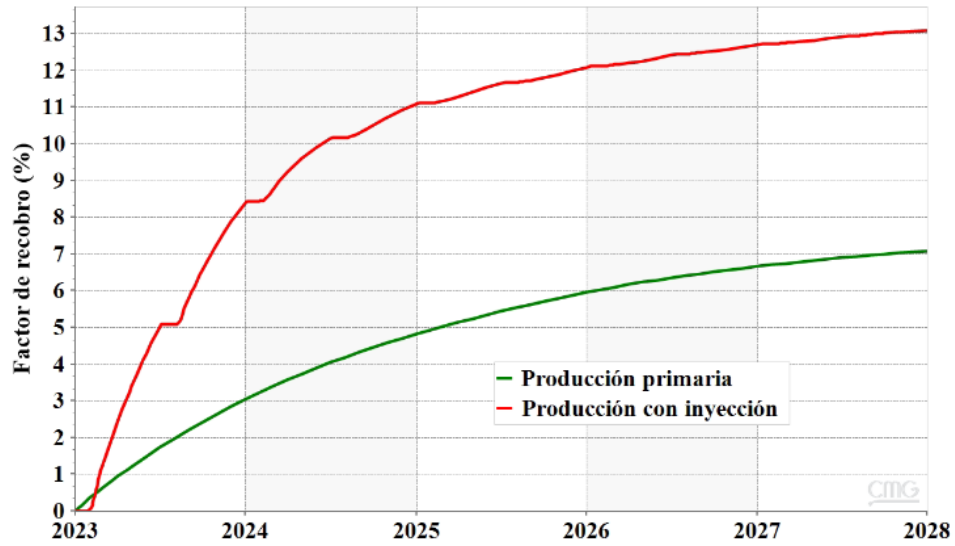
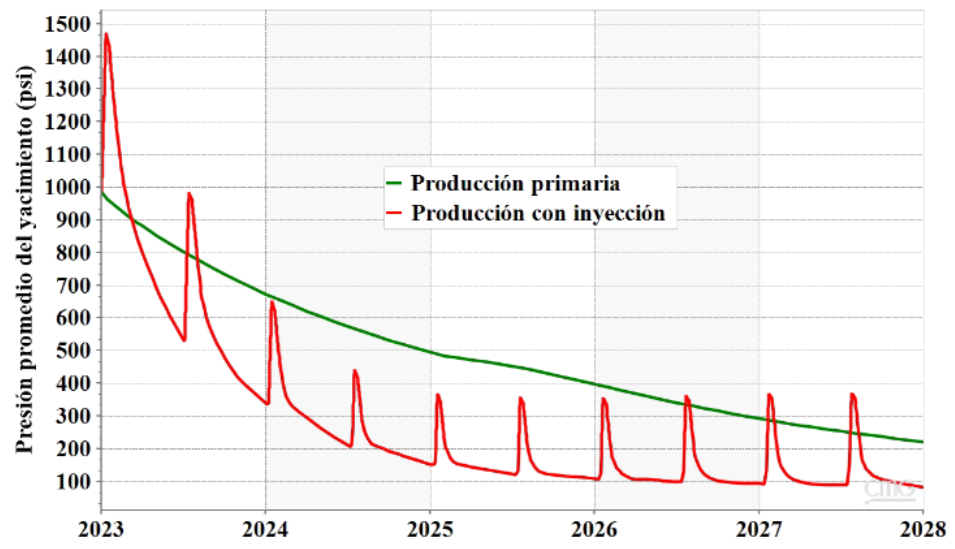


Figura 21.

Presión promedio de poro vs tiempo



Posteriormente, se realiza la consolidación de los datos de interés para el alimento del software. Las Tablas 11 y 12 presentan dicha información.

Tabla 11.

Producción acumulada de aceite

Año	Acumulado, kbbl
2023	31.58
2024	5.34

Tabla 12.

Producción acumulada de agua

Año	Acumulado, kbbl
2023	32.23
2024	33.42

4. Metodología de Análisis Financiero

4.1 Flujo de Caja Descontado

El flujo de caja descontado es una metodología para el análisis financiero de proyectos, en esta se tienen en cuenta tres conceptos básicos de finanzas, la inversión inicial, los ingresos y, por último, los egresos; esta metodología genera un modelo matemático que permite reflejar en términos a la fecha actual el flujo de caja futuro de cada periodo estipulado, teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

4.1.1 Ingresos

Se considera como ingresos a todo aquel flujo de dinero que se obtenga por venta de productos y/o servicios producidos. En la industria petrolera los ingresos son calculados a partir de la venta de hidrocarburos, cuya extracción depende de un plan de producción con base en las reservas probadas del campo (Moix, 2014).

Sin embargo, según León y Padilla (2019), no se puede calcular los ingresos con base al total de producción, ya que, para efectos de este, se deben descontar, por ejemplo, el consumo propio, el pago de regalías, las contribuciones de las entidades que entregan los contratos y también, se deben calcular las participaciones de empresas externas en el caso de que las haya.

Para el cálculo de los ingresos es indispensable tener en cuenta los siguientes aspectos:

- **Diluyentes:** en el caso del petróleo pesado, como lo son la mayoría de los campos en Colombia, para poder desplazar con facilidad este tipo crudo y poder llevarlo a condiciones y punto de venta, es necesario aplicar una cantidad significativa de diluyente el cual representa un gasto considerable y, además, un aumento en el volumen de fluido, lo cual se traduce en una cantidad de venta de aceite mayor a la producida.
- **Precio de Venta del Crudo:** para el caso de Colombia, el crudo de referencia es el BRENT, el cual es una mezcla de crudos producidos principalmente en el mar del norte con una gravedad API de 38° y de 0.37% de azufre y el precio de este se estabiliza de acuerdo con las variaciones del mercado (León y Padilla, 2019). Sin embargo, al no contar con las especificaciones del crudo BRENT, el petróleo colombiano con bajo API sufre un castigo sobre el precio de venta el cual varía dependiendo de cada campo.

- **Valor de Salvamento:** este valor representa el ingreso que se podría llegar a obtener debido a la venta de activos al final de la vida económica del proyecto, estos gastos generalmente son un porcentaje del costo original de dicho activo.

4.1.2 Egresos

Se define egreso a todo flujo de dinero negativo o gasto en el que se incurra para la realización de un proyecto o el funcionamiento de este. Los egresos dentro de un flujo de caja se presentan en diferentes categorías.

4.1.2.1 Inversión Inicial CAPEX. El *capital expenditure* o *CAPEX* corresponde a todos los desembolsos que se deben tener en cuenta para la adecuación de terrenos y la adquisición y puesta en operación de todos los equipos relacionados al proyecto, este gasto o flujo de dinero, para el caso de la industria petrolera, estos gastos se asocian a las siguientes dos clasificaciones:

- **CAPEX de infraestructura:** pertenecen a esta clasificación, todos los gastos relacionados con la adquisición de los equipos de facilidades para el transporte y el tratamiento de los fluidos producidos (agua, petróleo y gas).
- **CAPEX de subsuelo:** esta clasificación abarca todos los gastos asociados a la creación y puesta en funcionamiento de los pozos, los gastos asociados a la obras civiles y mecánicas, perforación de los pozos, completamiento y registros.

En paralelo, también se consideran como costos iniciales a todos a aquellos relacionados con los estudios de viabilidad social y ambiental, las compensaciones, licencias, permisos e inmobiliaria requerida para la etapa inicial del proyecto.

4.1.2.2 Costos de Operación OPEX. El *operating expense* u *OPEX* son todos los gastos originados por la operación del proyecto, estos egresos se clasifican en dos:

- **OPEX variable:** dependen de la cantidad de hidrocarburos producidos, en esta clasificación se deben tener en cuenta gastos asociados a los fluidos inyectados, fluidos producidos o *lifting cost*, costos administrativos y trabajos de *workover*.
- **OPEX fijo:** A diferencia de los costos variables, este tipo de salida de dinero no depende de la producción de crudo, sino de las variables previamente definidas en el proyecto, tales como costos de operación, mantenimiento, gestión social, gestión ambiental y de seguridad física.

4.1.2.3 Regalías. En el caso de la industria petrolera, las regalías son una compensación que se debe depositar al estado debido a la explotación de recursos naturales no renovables, este egreso está en función de la producción de hidrocarburos, su pago puede ser realizado en dinero o puede ser descontado de la producción y para el caso de Colombia, estos montos de dinero están definidos por la ley 756 del 2002; la cual establece un descuento del 25% para crudos con una gravedad API inferior a 15° (Moix, 2014).

4.1.2.4 Depreciación. León y Padilla (2019) afirman que, toda maquinaria que hace parte de los activos de un proyecto o una empresa sufre de desgaste y descomposturas en función de su uso, esto hace que su vida útil sea limitada y que después de cierto tiempo sea necesario reemplazarla, debido a esto, dichos activos van a perder su valor a través del tiempo.

Para el caso colombiano, los inmuebles, incluidos los oleoductos, tienen una vida útil de 20 años, la maquinaria, equipos y otros bienes muebles de 10 años, los vehículos automotores y los equipos de computación cuentan con 5 años de uso; para el caso de los pozos petroleros, la vida útil es igual al periodo de producción (Moix, 2014).

El método más común para calcular la depreciación a través del tiempo es:

- **Método de la línea recta:** este cálculo se aplica a todo activo cuya vida útil este determinada por un periodo de tiempo, este método es el usado típicamente para la industria petrolera según Moix (2014) y está definido por la Ecuación 10:

$$D_t = \sum_{t=1}^t \frac{I}{VU} \quad (10)$$

En donde:

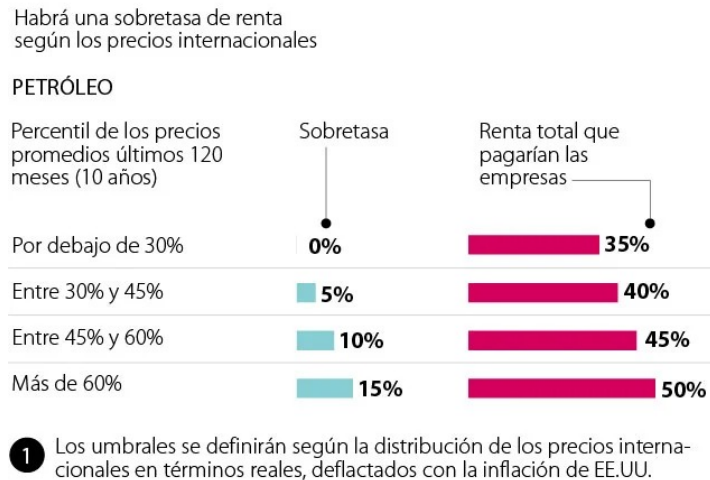
D_t = Depreciación del año.

t = Tiempo dentro de la vida útil del activo.

I = Monto de inversión.

VU = Vida útil del activo.

4.1.2.5 Impuesto Sobre la Renta. León y Padilla (2019) enuncian que, en la metodología de evaluación financiera se debe incluir el pago del impuesto sobre la renta, el cual grava todos los ingresos que obtenga un contribuyente en el año y que sean susceptibles de producir incremento neto del patrimonio en el momento de su adquisición, siempre que no hayan sido expresamente aceptados y considerando los costos y gastos en los que se incurren para producirlos. La ley 2277 del 2022 la cual modificó el estatuto tributario para el caso colombiano, se estableció una tarifa general del impuesto sobre la renta para la industria petrolera basado en el precio actual del crudo Brent y el percentil de los precios promedios de los últimos 10 años, esta ley impone unas tarifas totales de 35%, 40%,45% y 50%, tal como se aprecia en la figura 22.

Figura 22.*Porcentajes de impuesto sobre la renta según percentil*

Nota. Tomado de periódico La República, 2022.

4.2 Indicadores Financieros

Una vez identificado cada costo e ingreso asociado a cada uno de los parámetros descritos en la sección anterior, se dispone a realizar el cálculo de diferentes índices financieros que, dependiendo de la tasa de oportunidad que tenga estimada el o los inversionistas, ayudarán a los mismos a identificar la factibilidad de dicho proyecto. Así mismo, estos indicadores son calculados teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo, y a diferencia del flujo de caja, que se hace al final de cada periodo de estudio (por lo general, cada año). Los índices financieros son calculados para toda la vida estimada del proyecto.

Existen diversos indicadores financieros que ayudan al análisis de un proyecto, los más comunes y relevantes se presentan a continuación.

4.2.1 Valor Presente Neto VPN

Este índice proporciona el valor de ganancias después de que se recupere la inversión inicial. Se calcula como la sumatoria de los flujos de caja de cada periodo traídos a valor presente, tal como se aprecia en la Ecuación 11.

$$VPN = \sum_{t=1}^t \frac{FNE}{(1+k)^t} \quad (11)$$

En donde:

FNE = Flujo neto de efectivo.

k = Tasa de descuento.

t = Número de periodos.

Es importante aclarar que existen tres posibles escenarios para el valor presente neto:

- El primero de estos escenarios, en donde la cifra del VPN es menor a cero, esto indica que nunca, durante toda la vida estimada del proyecto, se va a llegar a recuperar la inversión inicial y que, por lo tanto, el proyecto no debe ser tenido en cuenta desde un punto de vista económico.
- El segundo caso es el neutro, en este, el valor del VPN es igual a cero e indica que al finalizar el proyecto, apenas se va a recuperar la inversión inicial, como en la opción anterior, este proyecto no va a generar ganancias económicas.
- Por último, está el escenario en donde el VPN adquiere valores positivos, en este caso, se obtienen ganancias y el inversionista podrá analizar si estas son lo suficientemente grandes para correr el riesgo de inversión.

4.2.2 Tasa Interna de Retorno TIR

Este índice representa la tasa de descuento a la cual se obtiene un valor presente neto igual a cero, es decir, determina la tasa de descuento a la cual se va a recuperar la inversión inicial, esta se obtiene por medio de iteraciones mediante la Ecuación 12.

$$VPN = 0 = \sum_{t=1}^t \frac{FNE}{(1 + TIR)^t} \quad (12)$$

En donde:

VPN = Valor presente neto.

FNE = Flujo neto de efectivo.

TIR = Tasa de descuento.

t = Número de periodos.

Al igual que con el VPN, el TIR también tiene tres posibles escenarios:

- El caso en el que la tasa interna de retorno es menor a la tasa de descuento mínima que espera el inversionista, en este caso y al no cumplir con las expectativas, el proyecto no va a ser considerado para ser llevado a cabo.
- El segundo escenario, en donde la TIR es igual a la tasa de descuento mínima a la que los inversionistas están dispuestos a aprobar el proyecto; evidentemente, en este caso el plan puede ser considerado para su implementación.
- El caso optimista, el cual es en donde la TIR es mayor a la tasa de descuento mínima y en este escenario, el proyecto indica que se va a obtener más ganancias de las mínimas aceptadas por

los inversionistas, por ende, dicho proyecto posee un alto rendimiento y debe considerarse su implementación.

4.2.3 Eficiencia de la Inversión *EI*

También conocida como relación beneficio-costo, la eficiencia de la inversión de un proyecto es el porcentaje de ganancias con respecto a la inversión inicial, matemáticamente hablando, es la división entre el valor presente neto y la inversión inicial, tal como se expresa en la Ecuación 13.

$$EI = \left[\frac{\sum_{t=1}^t \frac{FNE}{(1+k)^t}}{I_o} - 1 \right] * 100 \quad (13)$$

En donde:

FNE = Flujo neto de efectivo.

k = Tasa de descuento.

t = Número de periodos.

I_o = Inversión inicial.

Los tres escenarios posibles para este indicador son:

- El escenario negativo, en donde la eficiencia de la inversión es menos al cero por ciento, esto quiere decir que, en vez de recibir ganancias, el proyecto no va a alcanzar a recuperar el monto inicial de inversión, por ende, este no debe ser considerado, desde el punto de vista financiero.

- La segunda opción, igual a cero por ciento, en este caso, la evaluación financiera está indicando que no se va a recuperar absolutamente nada adicional a la inversión inicial.
- Por último, cuando la eficiencia de la inversión sea un porcentaje mayor a cero, lo cual indicaría, en términos porcentuales, la ganancia que se obtiene al final del proyecto con respecto a la inversión inicial, por ende, los inversionistas tienen la oportunidad de establecer si esta relación beneficio-costos es óptima para correr el riesgo de inversión.

4.2.4 Tiempo de Recuperación

El tiempo de recuperación muestra el periodo de tiempo en el cual el monto correspondiente a la inversión inicial va a ser recuperado, este valor se obtiene a partir de la división entre el gasto de inversión y el flujo neto de efectivo, como se aprecia en la Ecuación 14.

$$t_r = \frac{I_o}{FNE} \quad (14)$$

En donde:

t_r = Tiempo de recuperación.

I_o = Inversión inicial.

FNE = Flujo neto de efectivo.

5. Software Surflow

La herramienta Surflow es un software de escritorio desarrollado en lenguaje de programación Python, y su administrador de base de datos utilizado es SQLite. Esto permite almacenar toda la información en el propio ordenador sin necesidad de una conexión a internet para su correcto funcionamiento. Cabe aclarar que el tamaño de datos máximo para este tipo de archivos es aproximadamente 2.15×10^9 páginas, con un tamaño de página máximo de 65536 bytes. Esto se traduce en un tamaño límite de base de datos de aproximadamente 1.4×10^{14} bytes (140 terabytes), lo que técnicamente no pone restricción a la cantidad de datos que se pueden ingresar en cada proyecto.

Surflow cuenta con una interfaz de usuario desarrollada utilizando el paradigma de Programación Orientada a Objetos (POO). La POO es un enfoque de diseño de software que se basa en la creación y manipulación de objetos, los cuales son instancias de clases que contienen atributos y métodos. En **Surflow**, se ha empleado POO para facilitar el desarrollo, mejorar la reutilización de código y hacer que el programa sea más modular y fácil de mantener.

Como se aprecia en la figura 23, las librerías y módulos de Python utilizados para la programación de **Surflow** son los siguientes:

Figura 23:

*Librerías y módulos utilizados en la programación de **Surflow**.*

```
from tkinter import *
from tkinter.messagebox import *
import tkinter.filedialog as fd
from tkinter.ttk import Style, Treeview
from tkcalendar import DateEntry
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from matplotlib.backends.backend_tkagg import FigureCanvasTkAgg, NavigationToolbar2Tk
from datetime import datetime, timedelta
from PIL import ImageTk
import sqlite3
from math import trunc
import numpy_financial as npf
import math
from difflib import SequenceMatcher

import locale

import subprocess
import os
```

- Tkinter: es una librería estándar de Python que proporciona clases para crear interfaces gráficas de usuario (GUI, por sus siglas en inglés)
- Tkinter.messagebox: Este módulo proporciona funciones para mostrar cuadros de diálogo de mensaje en la interfaz de usuario.
- Tkinter.filedialog: Esta librería se utiliza para mostrar cuadros de diálogo de selección de archivos o directorios.
- Tkinter.ttk: ttk (Themed Tkinter): Módulo de extensión de Tkinter que proporciona widgets con un aspecto más moderno y consistente.
- Tkcalendar: Tkcalendar: Librería que proporciona un widget de calendario para Tkinter.
- Pandas: Pandas es una librería de Python utilizada para el análisis y manipulación de datos estructurados.
- Matplotlib: Librería utilizada para crear gráficos y visualizaciones en 2D en Python.

- `matplotlib.backends.backend_tkagg`: Este módulo es una extensión de Matplotlib que permite mostrar gráficos en la interfaz de usuario de Tkinter.
- `Datetime`: El módulo `datetime` proporciona clases y funciones para trabajar con fechas y horas en Python.
- `PIL (Python Imaging Library)`: PIL es una antigua librería de Python que proporciona funcionalidades para el procesamiento de imágenes.
- `Sqlite`: SQLite es un motor de base de datos ligero y autónomo que se utiliza para implementar bases de datos locales en aplicaciones.
- `Math`: La librería `math` proporciona funciones matemáticas para realizar operaciones numéricas más complejas en Python.
- `Numpy_financial`: Esta es una extensión de NumPy que proporciona funciones financieras, como cálculos de interés, valor presente neto, tasa interna de retorno, entre otros.
- `DiffLib.SequenceMatcher`: El módulo `difflib` proporciona clases y funciones para comparar secuencias, útil para encontrar similitudes entre cadenas de texto.
- `Locale`: La librería `locale` se utiliza para acceder a las configuraciones y convenciones específicas de un lugar, como formato de fechas y moneda.
- `Subprocess`: Es una librería que permite crear y administrar subprocesos o procesos secundarios desde una aplicación.
- `Os`: La librería `os` proporciona funciones para interactuar con el sistema operativo, como la manipulación de archivos y directorios.

Cada una de estas librerías ha sido utilizada en **Surflow** para proporcionar diversas funcionalidades y permitir la interacción con el usuario, el procesamiento de datos y la representación de gráficos.

5.1 Presentación

La herramienta **Surflow** es un *Software* de escritorio, el cual está diseñado para realizar análisis financiero de proyectos de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados aplicando la metodología de flujo de caja descontado. Dicho análisis contempla las variables que determinan los ingresos y egresos anuales, así como la inversión inicial, para posteriormente definir diferentes indicadores financieros, tales como, valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión (EI) y tiempo de recuperación, los cuales determinan la viabilidad económica de un proyecto. Cabe recalcar que, el administrador de base de datos utilizado para **Surflow** es SQLite y que el tamaño de datos máximo para este tipo de archivos es aproximadamente 2.15×10^9 páginas. Con un tamaño de página máximo de 65536 bytes, esto se traduce en un tamaño de base de datos máximo de aproximadamente 1.4×10^{14} bytes (140 terabytes), lo que técnicamente no pone límite a la cantidad de datos que son ingresados como alimento en cada proyecto.

En primera instancia, al ingresar a la aplicación se visualiza la ventana principal tal como lo muestra la Figura 24, allí el usuario puede abrir un proyecto previamente guardado o crear uno nuevo, adicionalmente es en donde se tiene acceso a los botones de las ventanas de alimento para el programa y, una vez ingresada cierta data, es posible visualizar un diagrama de Gantt el cual presenta gráficamente información general del proyecto.

Figura 24.*Ventana principal de Surflow*




Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

En donde:

- | | |
|-----------------------------------|-------------------------------------|
| 1. Botón crear proyecto nuevo | 2. Botón abrir proyecto |
| 3. Botón eliminar proyecto actual | 4. Botón ejecutar |
| 5. Botón manual de usuario | 6. Botón información adicional |
| 7. Botón ventana de componentes | 8. Botón ventana de pozos y eventos |
| 9. Botón ventana de ingresos | 10. Botón ventana de CAPEX |
| 11. Botón ventana de OPEX | 12. Botón evaluación financiera |
| 13. Botón ejecutar | |

Adicional a la ventana principal, **Surflow** se compone de otras ventanas secundarias que se despliegan una vez son oprimidos cada uno de los botones que se encuentran en el menú principal, allí el usuario debe insertar los datos necesarios para la evaluación financiera. A continuación, se describe cada una de estas ventanas.

Para una mayor información del funcionamiento de **Surflow** e información adicional de como diligenciar cada una de las ventanas, consultar el apéndice 1 “Manual de usuario *Surflow*”.

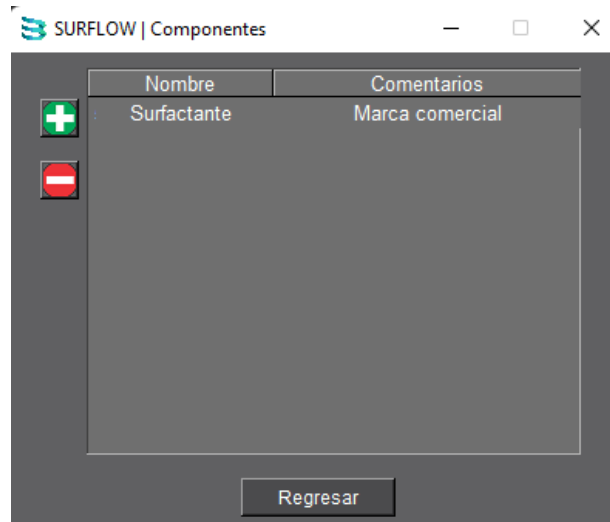
Se debe mencionar que, dentro del programa se dispone el botón  para crear un ítem nuevo en las tablas dispuestas en el *software* y el botón  para eliminar uno previamente creado o que este de forma predeterminada, esta decisión debe ser confirmada por medio de una ventana de advertencia. Por otro lado, el botón  permite al usuario editar un ítem existente en las diferentes ventanas.

5.1.1 Ventana Componentes

En este módulo deben crearse cada uno de los componentes químicos implicados en el proyecto, para esto es necesario definir el nombre y adicionar cualquier comentario que se considere relevante y se desee tener presente, la Figura 25 muestra dicho módulo.

Figura 25.

Ventana componentes



Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

5.1.2 Ventana Pozos y Eventos

En esta ventana, el usuario puede agregar, editar o eliminar los pozos y sus eventos asociados, en estos últimos se debe seleccionar el pozo al cual se encuentra implicado el evento y se debe especificar a cuál de los tres diferentes tipos pertenece: inyección, remojo o producción. En la Figura 26 puede observarse como está organizada esta ventana, recalando que se cuenta con la opción de crear los pozos y eventos manualmente o la opción de cargarlos desde un archivo Excel con un formato específico el cual es requerido para la correcta lectura por parte del *software*.

Figura 26.*Ventana pozos y eventos*

The screenshot shows the SURFLOW software interface for 'Pozos y Eventos'. It features two main sections: 'Información de pozos' and 'Información de eventos'. Each section has a 'Cargar' button and a table of data. The 'Información de pozos' table lists wells Uis - 1 to Uis - 5 with their respective start and end dates. The 'Información de eventos' table lists events for wells Uis - 1 and Uis - 2, including production, soaking, and injection events with start/finish dates and flow rates.

Información de pozos		
Cargar pozos		
Nombre	Inicio de perforación	Fin de perforación
Uis - 1	04/10/2023	05/12/2023
Uis - 2	04/20/2023	05/25/2023
Uis - 3	05/02/2023	06/20/2023
Uis - 4	05/17/2023	06/20/2023
Uis - 5	09/07/2025	10/03/2025

Información de eventos				
Cargar eventos				
Pozo	Evento	Inicio	Fin	Caudal [bbl/día]
Uis - 1	Producción	07/12/2023	08/15/2029	0.0
Uis - 1	Remojo	08/18/2029	08/25/2029	0.0
Uis - 1	Producción	08/25/2029	08/25/2030	0.0
Uis - 2	Producción	07/30/2023	05/30/2029	0.0
Uis - 2	Inyección	05/30/2029	06/03/2029	1500.0
Uis - 2	Remojo	06/03/2029	06/08/2029	0.0

Regresar

Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

5.1.3 Ventana Ingresos

Tal como se observa en la Figura 27, en la ventana de ingresos, se debe ingresar toda la información necesaria para el cálculo de la entrada de dinero anual. Para este proceso es requerida la data de producción anual (de crudo y agua), precio del barril del petróleo de referencia, castigo por calidad del crudo, porcentaje de regalías según corresponda, tarifa promedio de transporte a punto de venta y precio del barril y rendimiento del diluyente a emplear.

En cuanto a la data de producción anual, el usuario debe hacer clic en el botón insertar producción, con lo cual una nueva ventana emerge con todos los años de duración del proyecto la cual debe ser llenada con la producción correspondiente de aceite y agua, no obstante, si el usuario ya cuenta con una base de datos donde tenga consignada dicha producción, un archivo Excel puede ser importado teniendo en cuenta el mismo formato especificado en el manual de usuario.

Para mayor ilustración, dirigirse al archivo de ejemplo de data de producción a importar que se encuentran en la carpeta de recursos del archivo de instalación de **Surflow**.

Figura 27.

Ventana ingresos

The screenshot shows a software window titled "SURFLOW | Ingresos". The main heading is "Ingresos" with a sub-heading "Producción anual". There are two buttons: "Insertar producción" and "Cargar producción". Below this is a section for "Precio de disposición final del crudo" with a dropdown menu for "Crudo de referencia" set to "Brent". A table lists various cost and price components. At the bottom, there is a "Precio Final de Venta" field showing "94.2" and two buttons: "Aplicar" and "Regresar".

Concepto	Unidades	Valor
Precio de crudo de referencia	USD/bbl	120
Castigo por calidad	%	10
Tarifa promedio de transporte a punto de v	USD/bbl	1.8
Porcentaje de regalías	%	10
Rendimiento del diluyente	%	20
Precio del barril de diluyente	USD/bbl	90

Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

5.1.4 Ventana CAPEX

En esta sección, debe ser digitada toda la información correspondiente a la inversión inicial del proyecto, tal como se observa en la Figura 28, esta ventana se encuentra dividida en seis secciones las cuales son:

- **Perforación:** en esta tabla se debe digitar pozo por pozo el valor total del costo de perforación. En caso de que la perforación de uno de estos se haya realizado en proyectos anteriores al análisis, puede permitirse el valor de 0 USD que viene predeterminado en el programa.
- **Líneas y tuberías:** aquí debe ser agregado el costo de las líneas de tubería que se deban adquirir para el proyecto, ya sean líneas de inyección, producción u otras.
- **Facilidades de producción:** en esta sección, se debe agregar cada valor individual y la cantidad de cada una de las facilidades de superficie que sean necesarias adquirir para el tratamiento y adecuamiento del fluido de producción. El programa cuenta con facilidades predeterminadas y de uso común en proyectos de inyección de surfactantes, no obstante, pueden ser agregados o eliminados según sea requerido.
- **Obras civiles:** aquí deben ingresarse los gastos asociados a la construcción de vías de acceso, nuevos terrenos y toda obra necesaria para la ejecución del proyecto.
- **Facilidades de inyección:** en esta sección se deben consignar la cantidad y el valor unitario de cada una de las facilidades de superficie que sean necesarias llevar a cabo el proceso de inyección al yacimiento. De forma predeterminada se encuentran conceptos que pueden ser editados o eliminados e incluso se pueden agregar equipos nuevos.
- **Gerenciamiento:** gastos asociados a la adquisición de permisos requeridos para llevar a cabo el proyecto, los cuales son: estudio de viabilidad social y/o ambiental, el cual determina el impacto social y/o económico que pueda causar el proyecto a las comunidades y a las zonas

aledañas; inmobiliaria, que corresponde a todos los gastos asociados a la adquisición y adecuación de los espacios en donde deban trabajar las personas involucradas en el proyecto; licencias, costos correspondientes a los trámites necesarios para adquirir las licencias ambientales y/o sociales requeridas; y permisos, que corresponde a todos los gastos asumidos para conseguir aprobaciones y avales de las comunidades ubicadas en el área de influencia.

Figura 28.

Ventana CAPEX

Información CAPEX

Perforación

Pozo	Valor [USD]
Uis - 1	1300000.0
Uis - 2	1200000.0
Uis - 3	2300000.0
Uis - 4	1700000.0
Uis - 5	1500000.0

Obras Civiles

Concepto	Costo
Locación	100000.0
Vías de acceso	250000.0
Otros	75000.0

Líneas y tubería

Nombre	Vida útil, años	Valor total, USD	Comentarios
Líneas UIS-1	10	3000.0	
Líneas UIS - 2	10	2500.0	
Líneas UIS - 3	10	3000.0	
Líneas UIS - 4	10	2700.0	

Facilidades de tratamiento de agua

Concepto	Cantidad	Vida útil, años	Valor/unidad
Unidad de intercambio iónico	2	10.0	500000.0
Unidad de desaireación	1	10.0	600000.0
Unidad de remoción de materia orgánica	1	10.0	150000.0
Calentador	1	10.0	200000.0
Tanque de almacenamiento	2	10.0	430000.0

Facilidades de producción

Concepto	Cantidad	Vida útil, años	Valor/unidad
Sistema de desalado	2.0	10.0	310000.0
Piscina de estabilización	4.0	10.0	80000.0
Tea de gas	4.0	10.0	45000.0
Medidores	4.0	10.0	20000.0
Tanques de almacenamiento de	2.0	10.0	250000.0

Gerenciamiento

Concepto	Cantidad	Duración, años	Valor/unidad
Estudio de viabilidad social	2.0	8.0	10000.0
Estudio de viabilidad ambiental	2.0	8.0	15000.0
inmobiliaria	4.0	2.0	50000.0
Licencias	5.0	10.0	40000.0
Permisos	3.0	10.0	32000.0

Regresar

Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

5.1.5 Ventana de OPEX

Para este segmento del programa, el usuario debe introducir la data correspondiente a los gastos implicados a la operación del proyecto, como se aprecia en la Figura 29, esta ventana se divide en OPEX fijo, el cual contempla todos los gastos que tienden a ser constantes con el tiempo y OPEX variable que contempla gastos que puedan variar según la ejecución de las operaciones en el tiempo, el cual a su vez, se encuentra segmentado en fluidos inyectados, fluidos producidos, gastos administrativos y trabajos de *workover*.

Figura 29.

Ventana OPEX



Nota. Tomado de SURFLOW (2023).

5.1.6 Ventana Evaluación Financiera

Como se mencionó en el capítulo 4, la metodología de flujo de caja descontado cuenta con indicadores financieros (VPN, TIR, EI y tiempo de recuperación) que a partir de ciertos valores comienzan a demostrar la rentabilidad de un proyecto, sin embargo, bajo algunos criterios ciertos valores no son suficientes para correr el riesgo de una alta inversión que representa la ejecución del proyecto. Debido a esto, **Surflow** se diseñó con una ventana, tal como se observa en la Figura 30, en donde el usuario introduce y configura sus propios valores mínimos los cuales considera aceptables para la implementación del proyecto. Además de esto, en esta sección el usuario debe especificar la tasa de oportunidad bajo la cual se van a realizar los cálculos e ingresar el porcentaje de impuesto sobre la renta vigente.

Figura 30.

Ventana evaluación financiera

Indicador	Valor
Tasa de oportunidad, %	9.0
Valor presente neto VPN, USD	45000000.0
Eficiencia de inversión EI, %	5.0
Tiempo de recuperación de la inversión, años	5.0
Impuesto sobre la renta, %	33.0

Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

5.1.7 Ventana Resultados



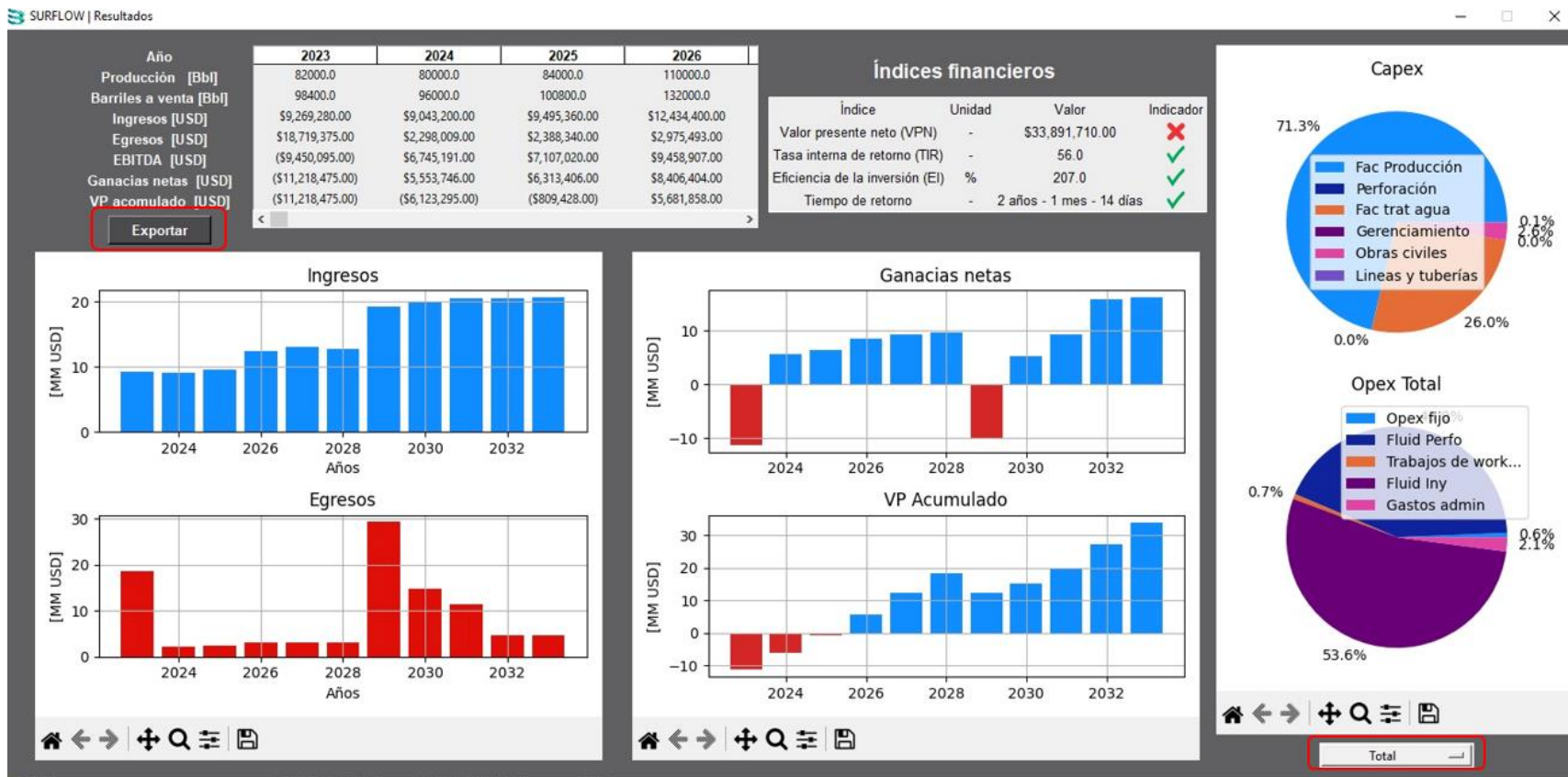
Una vez se hayan insertado los datos correspondientes y se haya ejecutado el programa, **Surflow** despliega una ventana interactiva o *dashboard* en la cual se aprecian los resultados del análisis de flujo de caja año por año, se evidencian los índices financieros calculados junto a un ícono  si estos igualan o superan los valores mínimos ingresados por el usuario, caso contrario, un ícono  si estos no cumplen con los mínimos esperados. Por otra parte, el usuario cuenta con la opción de exportar los resultados en forma de archivo Excel si así lo requiere, además de poder interactuar con cada una de las gráficas, para apreciar el comportamiento de estas a través del tiempo, tal como se señala en la Figura 31.

Figura 31.

Ventana resultados



Nota. Tomado de SURFLOW (2023)

5.2 Validación

Con el fin de verificar la efectividad matemática de **Surflow**, se crea un caso hipotético de evaluación financiera que analiza un proyecto piloto de inyección cíclica de surfactantes basado en el campo de crudo pesado East Bodo, cuya información fue obtenida de la literatura. Esta evaluación se realiza simultáneamente en **Surflow** y en una plantilla con un algoritmo base programado en la herramienta Microsoft Excel y proporcionado por Ceballos (2023).

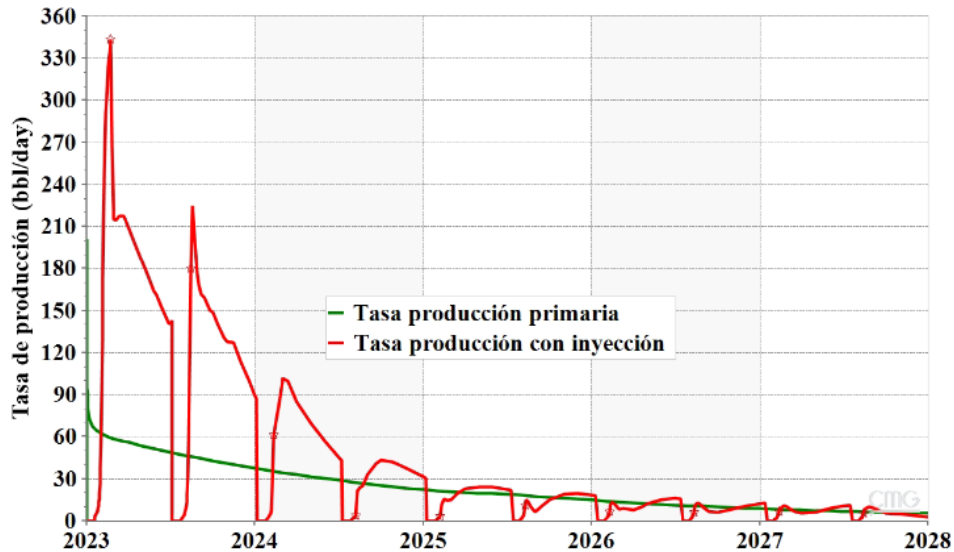
En esta validación, se comparan los valores arrojados por ambos análisis para los indicadores financieros del proyecto (VPN, TIR, EI y Tiempo de recuperación de la inversión).

5.2.1 Descripción de la Oportunidad

Para el análisis financiero se toman datos de producción obtenidos del modelo de simulación elaborado en el capítulo 3, el cual representa un yacimiento de un crudo pesado con 14,1° API y 1800 cp. En el modelo de simulación desarrollado se lleva a cabo un proyecto piloto de inyección que consta de 4 ciclos en un pozo, estos ciclos tienen una duración de 6 meses los cuales están distribuidos de la siguiente forma: una etapa de inyección de 10 días, una etapa de remojo de 7 días y una última etapa de producción la cual tarda 167 días en ser concluida. Es necesario mencionar que, la evaluación es realizada por dos años ya que es el tiempo en el cual la técnica de inyección cíclica de surfactantes no representa viabilidad económica. Lo anteriormente dicho puede ratificarse en la Figura 32 la cual muestra como en el segundo año la tasa de producción con inyección cae hasta tal punto que deja de presentar un incremental sobre la tasa de flujo natural del yacimiento o producción primaria.

Figura 32.

Tasa de producción vs tiempo del modelo de simulación.



Nota. Adaptado de *Computer Modelling Group Ltda.*

5.2.2 Cálculo de Ingresos

Según (Moix, 2014), para el cálculo de ingresos en un proyecto en la industria petrolera primero se debe determinar el precio de venta tal como expresa la Ecuación 15:

$$PV = PBR * (1 - CC - PR) - TPT \quad (15)$$

En donde:

PV = Precio de venta final del crudo, USD/bbl

PBR = Precio del barril de referencia, USD/bbl

CC = Castigo por calidad, %

PR = Porcentaje por regalías, %

TPT = Tarifa promedio de transporte a punto de venta, USD/bbl

Una vez hecho esto, los ingresos se determinan con la Ecuación 16:

$$I = PV * PAA * (1 + RD) \quad (16)$$

En donde:

I = Ingresos, USD

PV = Precio de venta final del crudo, USD/bbl

PAA = Producción anual de aceite, bbl

RD = Rendimiento del diluyente, %

Para el caso de Colombia, el crudo de referencia que se usa para calcular el precio de venta es el BRENT, que para inicios del presente año ostenta un precio promedio de 82.5 USD/bbl, sin embargo, como se aprecia en la Ecuación 15, a este valor se le aplican una serie de descuentos, como: un castigo por calidad extraído de Moix (2014), una tarifa promedio de transporte a punto de venta tomada de Ecopetrol (2022) y el valor correspondiente al porcentaje de regalías según lo estipulado en la ley 756 del 2002. En cuanto a los valores correspondientes al costo y rendimiento del diluyente a emplear, estos son tomados de Moix (2014). Dichos valores se pueden observar en la Tabla 13.

Por último, se realiza el cálculo de los ingresos correspondientes al proyecto usando la producción anual de aceite estimada en la simulación numérica más el porcentaje de diluyente usado en el tratamiento del crudo, y el precio final calculado previamente para obtener los valores correspondientes a la Tabla 14.

Tabla 13.*Datos para cálculo de precio final del crudo.*

Concepto	Unidades	Valor
Precio del crudo de referencia	USD/Bbl	82.5
Castigo por calidad	%	10
Tarifa promedio de transporte a punto de venta	USD/Bbl	2.84
Porcentaje de regalías	%	6
Rendimiento de diluyente	%	10
Precio barril del diluyente	USD/Bbl	94.875
Precio de venta	USD/Bbl	66.46

Tabla 14.*Determinación de ingresos*

Año	2023	2024
Producción anual de aceite, Kbbl	31.58	5.345
Producción anual de agua, Kbbl	32.238	33.427
Producción anual fluido, Kbbl	63.818	3.872
Diluyente, Kbbl	3.158	0.534
Volumen neto de venta, Kbbl	34.738	5.879
Precio de venta, USD/Bbl	66.46	66.46
Ingresos, MUSD	2.308	0.390

5.2.3 Determinación del CAPEX

Como se mencionó, el CAPEX corresponde a todos los gastos asociados a la inversión inicial del proyecto. Para la sección de subsuelo, se tiene en cuenta el costo por conversión de pozo productor a pozo inyector para el proyecto piloto, dicho costo se puede observar en la Tabla 15.

Tabla 15.

Costos de CAPEX de subsuelo

Concepto	Costo (KUSD/und)	Cantidad
Conversión de pozo	697.43	1

Por otro lado, para la sección de infraestructura se deben adquirir ciertas facilidades para la ejecución del piloto las cuales no han sido contempladas anteriormente en el desarrollo del campo y son necesarias para los procesos de inyección, almacenamiento y tratamiento de los componentes químicos involucrados en la técnica. Dicha maquinaria se encuentra especificadas en la Tabla 16.

Tabla 16.*Costos de CAPEX de infraestructura*

Concepto	Cantidad	Costo unidad (KUSD)	Vida útil (años)	Costo (KUSD)
Ablandador de inter. iónico	1	2.769	5	2.769
Silo almac. Na ₂ CO ₃	1	5.4	5	5.4
Transportador tornillo Na ₂ CO ₃	1	5.76	5	5.76
Tanque dilución NA ₂ CO ₃	1	16.955	5	16.955
Bomba dosificadora Na ₂ CO ₃	1	1.3	5	1.3
Tanque almac NaOH	1	16.955	5	16.955
Bomba dosificadora NaOH	1	1.3	5	1.3
Mezclador estático NaOH	1	0.716	5	0.716
Tanque de almacenamiento SLES	1	7.94	5	7.94
Bomba dosificadora SLES	1	1.3	5	1.3
Mezclador estático SLES	1	0.716	5	0.716
Bomba de inyección	1	25.0	5	25.0

Cabe mencionar que los precios individuales fueron tomados de cotizaciones de ciertas empresas nacionales e internacionales proveedoras, prestadoras de servicios y operadoras las cuales cuentan con cláusulas de confidencialidad que no permiten su explícita referencia.

5.2.4 Determinación del OPEX

Continuando con la metodología de flujo de caja, en la estimación de los costos de operación se deben tener en cuenta cinco clasificaciones de gastos, sin embargo, la mayor parte de estos conceptos son condensados y asociados en un *lifting cost* basado en el valor que reporta Ecopetrol (2022) del costo por barril de aceite producido, por esta razón, solo se tienen en cuenta los desembolsos de dinero correspondientes a la adquisición de los químicos inyectados cuyos valores se encuentran documentados en la Tabla 17.

Tabla 17.

Resumen de costos unitarios OPEX

Concepto	Costo
NaOH, USD/Lb	0.36
Na ₂ CO ₃ , USD/Lb	0.20
SLES, USD/Lb	0.71
Inhibidor, USD/Lb	1.04
<i>Lifting cost</i> , USD/Bbl	9.21

Adicionalmente, son sumados unos costos administrativos asociados a la operación del proyecto, correspondiente a un 2% del OPEX total que, según Moix (2014), es el porcentaje más común utilizado en evaluaciones de financieras de proyectos petroleros; así mismo, un porcentaje del 2.5% del OPEX total más los costos administrativos correspondiente a imprevistos lo cual es realizado internamente por el *software*.

5.2.5 Depreciación

La depreciación de la maquinaria adquirida es calculada de acuerdo con la ecuación 8, especificada en el capítulo 4. De este modo, se determinó el valor de la depreciación anual de las facilidades adquiridas para llevar a cabo el proyecto, contempladas como CAPEX o inversión inicial, lo cual representa un monto total de 211.11 MUSD. Para ello, con una vida útil de 5 años, la depreciación toma un valor de 78.35 KUSD/año.

5.2.6 Resultados

Una vez determinados los gastos y egresos correspondientes a cada periodo, la metodología del flujo de caja determina que se sumen o resten estos valores, según corresponda, con el fin de cuantificar el flujo de efectivo o ganancias. Estos montos fueron calculados para cada año, tal como se aprecia en la Tabla 18.

Tabla 18.

Resumen de flujo de caja descontado

Año	0	2023	2024
Ingresos, MUSD		2.308	0.390
Total, de egresos, KUSD	783.541	668.87	156.02
EBITDA, KUSD	-783.541	1.639	0.156
Depreciación, KUSD		78.35	78.35
Impuesto sobre la renta, KUSD		780.73	78.19
Flujo de efectivo, KUSD	-783.541	859.09	156.54

Una vez obtenidos los flujos de efectivo para cada periodo de tiempo, se calcularon los índices financieros del proyecto de inyección arrojando los valores mostrados en la Tabla 19.

Como se aprecia en la tabla 18 todos los índices calculados muestran una ganancia en el proyecto, sin embargo, como ya se mencionó, no todas las empresas están dispuestas a correr el riesgo de una inversión por proyectos que les van a generar pocos retornos, cada empresa tiene unos valores mínimos que está dispuesta a aceptar. Debido a esto, **Surflow** compara los resultados obtenidos en el análisis del proyecto con los valores mínimos esperados e ingresados por el usuario antes de correr el software. Teniendo en cuenta lo anterior, este caso estudio en donde se evaluó la viabilidad financiera de un proyecto piloto de inyección de surfactantes, se supuso unos valores mínimos de $VPN \geq \text{KUSD } 39.177$ (que representa la recuperación de la inversión y un 5% de ganancias), un tiempo de recuperación menor a la duración del proyecto, una $EI \geq 5\%$ y una $TIR \geq 16.13\%$ = Tasa de oportunidad. Estos valores se basaron en los mínimos promedios que utiliza una empresa operadora para la evaluación financiera de proyectos piloto en crudos pesados. Teniendo en cuenta estos valores, se puede afirmar que esta iniciativa es viable para ser llevada a cabo con las condiciones actuales del mercado y que esta cumple satisfactoriamente con los mínimos requeridos por la empresa.

Tabla 19.*Cálculo de índices financieros*

Índice financiero	Valor mínimo requerido	Valor Calculado
Valor presente neto (VPN), KUSD	39.177	72.295
Tiempo de recuperación, años	2.0	1.377
Eficiencia de la inversión (EI), %	5.0	9.227
Tasa interna de retorno (TIR), %	16.13	25.554

5.2.7 Efectividad de SurfFlow

La intención de crear un caso de proyecto hipotético fue comparar los resultados obtenidos por **SurfFlow** con los de una plantilla elaborada Excel proporcionada por un tercero, y determinar la confiabilidad de sus cálculos. En dicha herramienta se elaboró un caso con las mismas premisas y condiciones. Los valores obtenidos en ambos procesos, así como el porcentaje de error de cada uno de los índices financieros, se observan a continuación en la tabla 20.

Tabla 20.*Comparación de cálculos de índices financieros*

Índice financiero	Valor Excel	Valor SurfFlow	% Error
Valor presente neto (VPN), KUSD	70.47	72.77	3.27
Tiempo de recuperación, años	1.08	1.06	1.85
Eficiencia de la inversión (EI), %	8.99	9.29	3.34
Tasa interna de retorno (TIR), %	25.21	25.61	1.59

Como se puede observar, los resultados obtenidos en el software **Surflow** presentan un error del 1.59% y el 1.85% para la TIR y el tiempo de recuperación, respectivamente; mientras que el VPN y la EI, aunque ligeramente más altos, presentan un error cercano al 3%, lo cual representa un error promedio de 2.51%. Esto confirma la confiabilidad de la herramienta para la determinación de análisis financieros en proyectos de inyección de surfactantes.

6. Conclusiones

- Luego de la revisión de los mecanismos de recuperación en una inyección de surfactantes en crudos pesados, se determinó que el más adecuado para una modalidad cíclica es el de emulsificación y arrastre, ya que permite la formación de emulsiones de aceite en agua con un tamaño de gota menor al tamaño promedio de los poros y, con esto, mejorar la movilidad de la fase oleíca.
- Con base en los resultados de la simulación, se logró evidenciar la efectividad de la técnica de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados bajo las condiciones del modelo conceptual planteado, ya que la realización del piloto a dos años generó un factor de recobro incremental del 6.25% con la implementación de la técnica.
- Según los resultados del caso aplicado para validar **Surflow**, se evidenció el potencial que tiene la técnica de inyección cíclica de surfactantes cuantitativamente de generar rentabilidad financiera y con esto, la herramienta facilitó un mayor conocimiento sobre el riesgo de la inversión disminuyendo así el grado de incertidumbre sobre esta.
- Mediante la validación del programa se evidenció que, parámetros como el tiempo, el CAPEX y la concentración y el caudal de los químicos de inyección tienen una mayor incidencia que

otros factores en los egresos de un proyecto de inyección cíclica de surfactantes.; en ese sentido, tanto la gestión de adquisición de activos como la evaluación de los parámetros de inyección requieren de un análisis exhaustivo ya que la rentabilidad del proyecto está sujeta principalmente a su porcentaje de participación en el flujo de caja.

- Con la realización de un contraste de los resultados generados por el software y los obtenidos por una evaluación financiera realizada mediante Microsoft Excel, se comprobó la validez y la confiabilidad de **Surflow** con un porcentaje de error promedio de los índices financieros del 2.51%.
- Gracias al diseño y la metodología de inserción de datos, así como a sus valores predeterminados, Surflow cuenta con una interfaz de usuario amigable que agiliza el proceso de evaluación financiera de proyectos de inyección de surfactantes.

7. Recomendaciones

- Estudiar el desempeño de la técnica de inyección cíclica de surfactantes en crudos pesados en otro tipo de modelos de simulación (yacimientos heterogéneos o naturalmente fracturados) con el objetivo de representar un comportamiento real de campo y de esta forma evaluar y validar los resultados.
- Anadir la posibilidad de que **Surflow** pueda visualizarse tanto en español como en inglés.
- Implementar la opción de que, en el software el usuario pueda ingresar la tasa representativa del mercado de dólares a la moneda que sea requerida, y que puedan ingresarse y visualizarse los valores en estos términos.

- Complementar el *software* con la implementación de ingreso de valores variables a través del tiempo, tanto del costo de los componentes químicos haciendo uso de la inflación, como del precio del crudo mediante modelos probabilísticos y fuentes de información de proyecciones basadas en análisis de oferta y demanda.
- Revisar y evaluar que otras variables de planificación y ejecución de proyectos e indicadores financieros son contempladas en la industria, de forma que pueda ofrecerse un análisis aún más detallado.
- Adicionar al *software* la función explícita de realizar evaluación financiera de proyectos, no solo de inyección cíclica, sino de inyección en modalidad continua y contemplar la idea de implementar, así mismo, inyección de vapor y otros métodos de recobro mejorado.

Referencias Bibliográficas

- Adams, D. (1982). Experiences with waterflooding Lloydminster heavy-oil reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*.
- Agudelo, H., & Silvia, 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 Patron de Inyección Actual en un Campo del Valle Superior del Magdalena Mediante Simulación Numérica*. Bogota, Colombia: Fundacion Universidad de America.
- ASIPS. (2022). *APSYS.mx*. Obtenido de <https://asips.mx/bombas-de-desplazamiento-positivo-informacion-completa/>
- Aula21 Centro de formacion técnica para la industria. (2023). *Python: Qué es, para qué sirve y cómo se programa*. Obtenido de <https://www.cursosaula21.com>
- Brown, J. S. (1965). *CIM J. Can. Petrol. Tech. 4:4 Alberta, Canada*. Obtenido de <https://weblex.canada.ca/html/008000/GSCC00053008608.html>
- Caneche, M. (2006). *Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados*". Universidad de Oriente. Maturin, Venezuela: Universidad del Oriente.
- Cash, J., MacAllister, M., Cayias, R. L., Hayes, J. L., & Schares, D. J. (1975). *Spontaneous Emulsification - A Possible Mechanism for Enhanced Oil Recovery*. Dallas Texas: presentado en el L congreso anual de Society of Petroleum Engineers of AIME.

- Castro, R., Maya, G., Jimenez, R., Quintero, H., Diaz, V., Colmenares, M., . . . Perez, R. (2016). Polymer Flooding to Improve Volumetric Sweep Efficiency in Waterflooding Processes. *Journal of oil, gas and alternative energy sources*.
- Ceballos, J., & Blanco, G. (2019). *Evaluación de variables de Diseño en un Proceso de Inyección Ciclica d Vapor con Espuma Mediante Simulación Numérica*. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial de Santander.
- Ceballos, J., Gambus, M., & Muñoz, S. (2022). Technical Evaluation of a Surfactant Injection Process for Heavy Oil Recovery by Laboratory-Scale Numerical Simulation.
- Chang, I. (2005). *Physical Chemistry for the Biosciences*. Sausalito, CA: University Science.
- Chiwetelu, C. I., Neale, G. H., Hornof, V., & George, A. E. (1994). Recovery of a Saskatchewan Heavy Oil Using Alkaline Solution. *J. Can. Pet. Tech.*
- Clossmann, P., & Seba, R. (1990). A Correlation of Viscosity and Molecular Weight. *JCPT Company*.
- CMG. (2018). *BUILDER & STARS Tutorial*.
- Computer Modelling Group CMG. (2015). *STARS User Guide*.
- Cooke, C. E., Williants, R. E., & Kolodzie, P. A. (Diciembre de 1974). Oil Recovery by Alkaline Waterflooding. *J. Per. Tech*, 1365-1374.
- Diario La Republica. (2022). *Diario La Rrepublica*. Obtenido de <https://www.larepublica.co/especiales/reforma-tributaria-2022>
- Ecopetrol. (2022). *Reporte de resultados*. Bogota: Ecopetrol.
- Flórez Rios, L. S. (2008). Evolución de la Teoría Financiera en el Siculo XX. *Ecos de Economia*, 145-168.
- Green, D., & Willhite, G. (s.f.). Enhanced Oil Recovery". *SPE*.

- Jennings, H., Johnson, Y. J., E, C. J., & McAuliffe, C. D. (Diciembre de 1974). A Caustic Waterflooding Process for Heavy Oils. *Pet. Tech*, 1344-1352.
- Johnson, C. E. (1976). Status of caustic and emulsion methods. *SPE-AIME*.
- Langmuir, I. (1917). The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids. *Journal of the American Chemical Society*.
- León Torrado, A. T., & Padilla Azaín, P. M. (2019). *Desarrollo de una herramienta software para la evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander (UIS).
- Levine, I. (2002). *Fisicoquímica vol 2*. McGraw Hill.
- Ley 2227 de 2022. Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria para la igualdad y la justicia social y se dictan otras disposiciones. 13 de diciembre de 2022. Diario Oficial No. 52247. (s.f.).
- Ley 756 de 2022. Por el cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. 25 de julio de 2002. Diario Oficial No. 44878. (s.f.).
- Liu, Q., Dong, M., & Ma, S. (2006). Alkaline/Surfactant Flood Potential in Western Canadian Heavy Oil Reservoirs. *SPE 99791 University of Regina*.
- Liu, Q., Dong, M., Yue, X., & Hou, J. (2006). Synergy of Alkali and Surfactant in Emulsification of Heavy Oil in Brine. *Physicochemical and Engineering Aspects*.
- Ma, S. (2005). *Enhanced Heavy Oil Recovery by Dilute Alkaline Flooding*. Regina, Canada: University of Regina,.
- Made-in-China. (2022). *Made-in-China*. Obtenido de <http://es.made-in-china.com>
- McAuliffe, C. D. (1973). *Oil-in-Water Emulsions and Their Flow Properties in Porous Media*. J. Pet. Tech.

- Moix, R. (2014). *Evaluación económica de proyectos petroleros*. Bogotá, Colombia: Editorial Hipergraph. Pacific Rubiales Energy.
- Nji, G., Svrcek, W., Yarranton, H., & Satyro, M. (2007). *Characterization of Heavy Oils and Bitumens. 1. Vapor Pressure and Critical Constant Prediction Method for Heavy Hydrocarbons*. Alberta, Canada: Department of Chemical and Petroleum Engineering. University of Calgary.
- París de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro dala S.A.
- Perez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., Osma, L., . . . Rodriguez, H. (s.f.). Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. *Revista fuentes: El reventon energético Vol. 16*. doi:<http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018007>
- Putman, J. (2013). *Facility requirements for implementing a chemical EOR Project*. SNF Holding Company, FLOQUIP Engineering.
- Sandoval, F., Lopez, J., & Garcia, J. (2015). *Ecuación de Langmuir en líquidos simples y tensoactivos*. Mexico D.F., Mexico: Universidad Nacional Autónoma de Mexico.
- Silva, L. (2016). *Análisis de la Vabilidad Técnico-Financiera de un Proceso de Recobro Químico álcali-surfactante-polímero (ASP) en el Campo La Cira-Infantas*.
- Slb. (2023). Obtenido de The Slb Energy Glossary: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/capillary_number
- Solorzano, R. (2016). *Principios Ingenieriles básicos - Bombas hidraulicas*. Obtenido de <https://www.powermotiontech.com/hp-en-espanol/article/21886594/principios-ingenieriles-bsicos-bombas-hidrulicas>. Pagina de internet

- Subkow. (1942). *Union Oil Company of California. Los Angeles, California, Estados Unidos. Patente 2,288,857. Patente n° 2,288,857.*
- Tabber, J. (1969). *Dynamic and static forces required to move a discontinuos oil phase from porous media containing both oil and water.*
- Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineering Handbook.*
- Thigpen, D. R., Lawson, J. B., & Nelson, R. (1991). *Performed Surfactant-Optimized Aqueous Alkaline Flood. U.S Pat.*
- Verzaro, F., Bourrel, M., Garnier, O., Zhou, H. G., & Argillier, J. F. (2002). *Heavy Acidic Oil Transportation by Emulsion in Water. SPE.*
- Wagner, O. R., & Leach, R. O. (s.f.). *Improving Oil Displacement by Wettability Adjustment. AIME (1959) 216, 65-72. Paper Number: SPE-1101-G. . Obtenido de <https://doi.org/10.2118/1101-G>.*
- Wassmuth, F., Arnold, W., & Cameron, N. (2009). *Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo.*

Apéndices

Apéndice A. Manual de usuario software SurfFlow

Al ingresar a la aplicación se visualiza la ventana principal, tal como se ve en la Figura A.1, allí el usuario puede crear uno nuevo o abrir un proyecto previamente guardado, adicionalmente es en donde se tiene acceso a los botones de las ventanas de alimento para el programa y, una vez ingresados ciertos datos, se visualizará un diagrama de Gantt presentando gráficamente información general del proyecto.

Figura A.1

Ventana principal



Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

En donde:

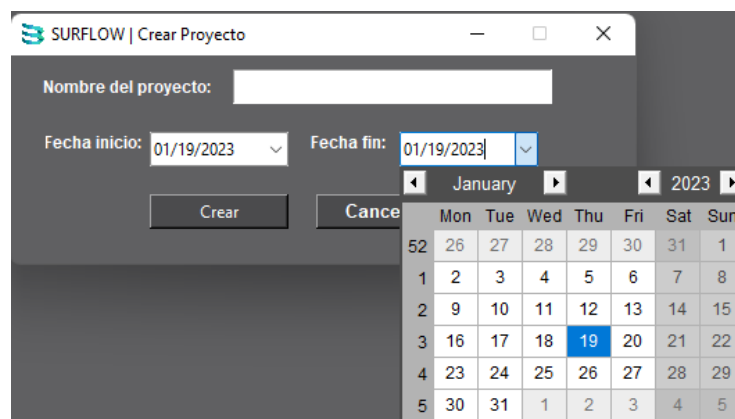
1. Botón crear proyecto nuevo
2. Botón abrir proyecto
3. Botón eliminar proyecto actual
4. Botón ejecutar
5. Botón manual de usuario
6. Botón acerca de...
7. Botón ventana componentes
8. Botón ventana pozos y eventos
9. Botón ventana ingresos
10. Botón ventana CAPEX
11. Botón ventana OPEX
12. Botón evaluación financiera
13. Botón ejecutar

A.1 Ventana Principal

Al dar clic en el botón crear proyecto nuevo (1), se despliega una nueva ventana como muestra la Figura A.2, en donde son ingresados datos básicos tales como nombre y fechas de inicio y fin del proyecto.

Figura A.2

Ventana crear proyecto

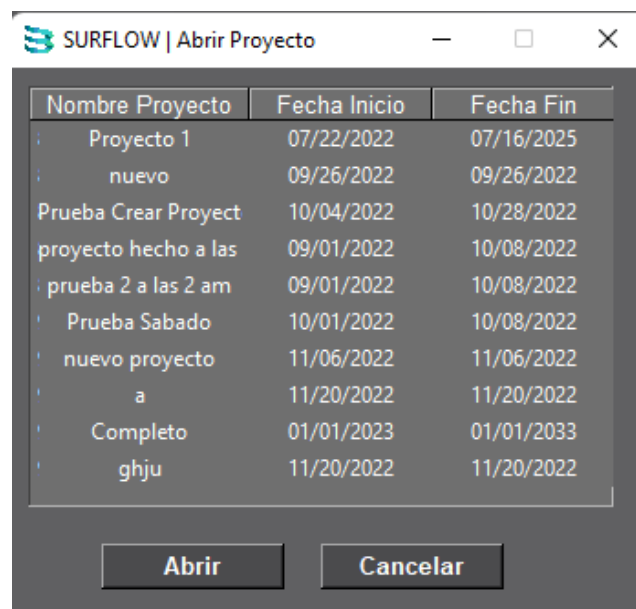


Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

En caso de que se quiera continuar con el desarrollo de un proyecto trabajado con anterioridad, se debe dar clic en el botón abrir proyecto (2), esta acción despliega una nueva ventana donde debe seleccionarse cuál de los proyectos guardados previamente se desea abrir, tal como se observa en la Figura A.3.

Figura A.3

Ventana abrir proyecto



Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

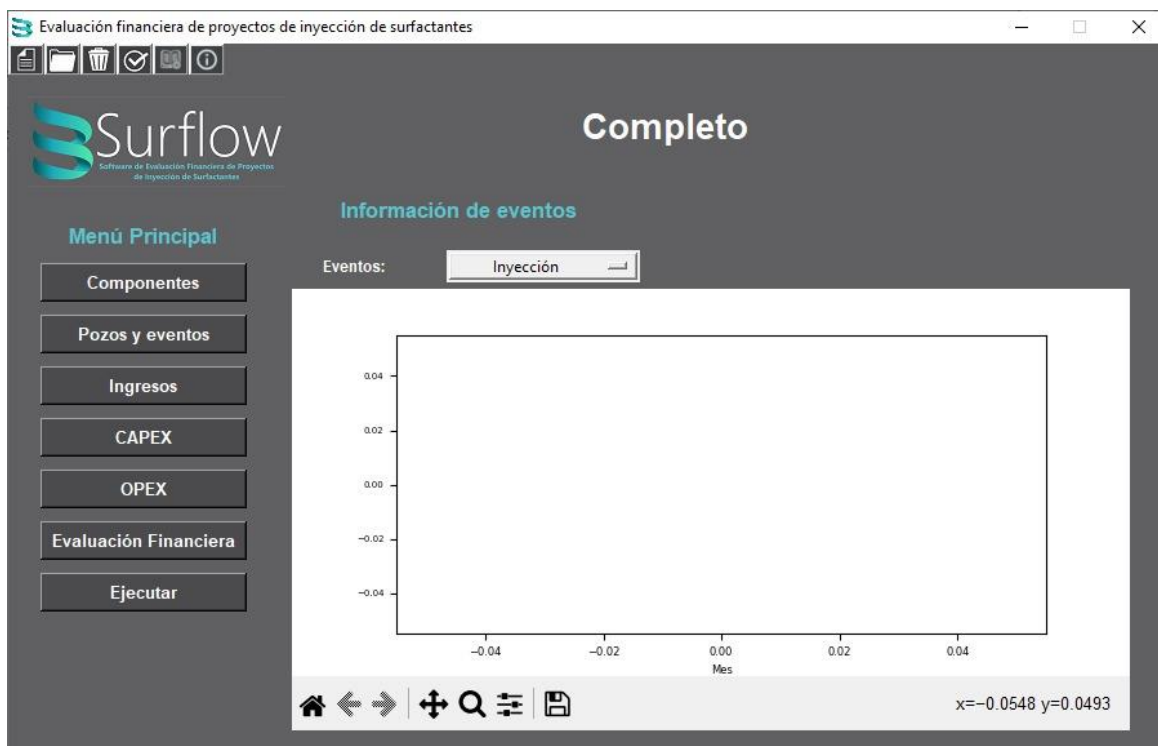
Por otro lado, para borrar un proyecto, este debe ser abierto y posteriormente el usuario debe hacer clic en el botón eliminar proyecto actual (3), a lo cual emerge una ventana de advertencia en donde se debe confirmar la decisión de eliminar definitivamente el proyecto.

Una vez definido el proyecto sobre el cual se va a trabajar, la ventana principal cambia su aspecto tal como se evidencia en la Figura A.4, allí aparece como título el nombre del proyecto

junto con un gráfico inicialmente vacío el cual ilustrará posteriormente información sobre los eventos correspondientes de cada pozo.

Figura A.4

Ventana principal con proyecto definido



Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

Posteriormente, se deben digitar los datos requeridos para realizar el análisis financiero, para esto, hay que ingresar la información en cada una de las ventanas que emergen de cada uno de los botones dispuestos en el menú principal (botones del 7 al 12), las cuales se describen a continuación.

A.2 Ventana Componentes



Al hacer clic en el botón componentes (7), se abre una nueva ventana como la que se muestra en la Figura A.5, allí el usuario puede observar, agregar o eliminar cada una de las sustancias químicas que pretendan ser usadas en el proyecto, con la posibilidad de agregar comentarios referentes a estas.

Figura A.5

Ventana componentes



Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

Para crear un nuevo componente, se habilita el botón , por otro lado, si se desea eliminar uno de los componentes previamente creados, se debe seleccionar dicho componente y posterior a ello dar clic en el botón , esta decisión debe ser confirmada por medio de una ventana de advertencia.

Una vez se hayan hecho los cambios requeridos, los cuales son guardados automáticamente en la base de datos, el usuario puede volver a la ventana principal haciendo clic en el botón regresar.

A.3 Ventana Pozos y Eventos

Aquí, el usuario puede agregar, editar o eliminar los pozos y sus eventos asociados. En la Figura A.6 puede observarse como está organizada esta ventana.

Figura A.6

Ventana Pozos y Eventos

Información de pozos

Cargar pozos

Nombre	Inicio de perforación	Fin de perforación
Uis - 1	04/10/2023	05/12/2023
Uis - 2	04/20/2023	05/25/2023
Uis - 3	05/02/2023	06/20/2023
Uis - 4	05/17/2023	06/20/2023
Uis - 5	09/07/2025	10/03/2025

Información de eventos

Cargar eventos

Pozo	Evento	Inicio	Fin	Caudal [bbl/día]
Uis - 1	Producción	07/12/2023	08/15/2029	0.0
Uis - 1	Remojo	08/18/2029	08/25/2029	0.0
Uis - 1	Producción	08/25/2029	08/25/2030	0.0
Uis - 2	Producción	07/30/2023	05/30/2029	0.0
Uis - 2	Inyección	05/30/2029	06/03/2029	1500.0
Uis - 2	Remojo	06/03/2029	06/08/2029	0.0

Regresar

Nota. Tomado de **SURFLOW** (2023).

Si se cuenta con una base de datos con la información de pozos y de eventos registrada, esta puede ser importada por medio de un archivo Excel con el mismo formato de las tablas que aparecen en esta ventana. Es importante aclarar que el software maneja un formato de fecha de MM/DD/AAAA, adicionalmente, estas celdas dispuestas en el Excel deben contener un tipo de dato general, tal como se muestra en la Figura A.7, y tanto los nombres de los pozos como los nombres de los componentes creados deben ser exactamente los mismos que se han ingresado con anterioridad.


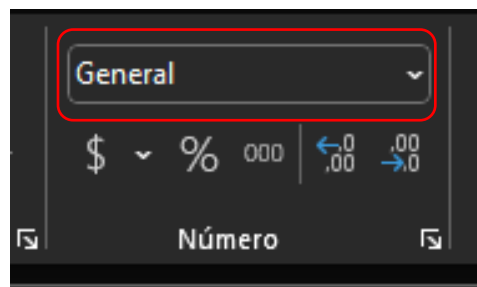
Para esta sección debe mencionarse que, para modificar las concentraciones de los químicos inyectados se debe editar cada uno de los eventos de inyección, seleccionándolos y haciendo clic en el botón , de esta forma se pueden cambiar las concentraciones de los químicos que se han cargado previamente.

Figura A7

Ejemplo de tipo de dato en Excel



Nota. Tomado de Excel (2023).

Cabe recalcar, que el administrador de bases de datos utilizado para **Surflow** es SQLite, el tamaño de base de datos máximo para este tipo de archivos es 2147483646 páginas. Con un tamaño

de página máximo de 65536 bytes, esto se traduce en un tamaño de base de datos máximo de aproximadamente $1,4e + 14$ bytes (140 terabytes o 128 tebibytes o 140.000 gigabytes), lo que técnicamente no pone límite en los datos que se agregan en cada proyecto.

Tan pronto se hayan digitado los datos correspondientes y se dé clic en el botón regresar, se retorna a la ventana principal en la cual se evidencia un diagrama de Gantt que ilustra todos los eventos consignados previamente, además de esto, puede ser filtrada la información de acuerdo con el tipo de evento (inyección, producción y remojo) tal como se aprecia en la Figura A8.

Figura A8

Herramienta filtrar eventos



Nota. Tomado de Excel (2023).

A.4 Ventana Ingresos


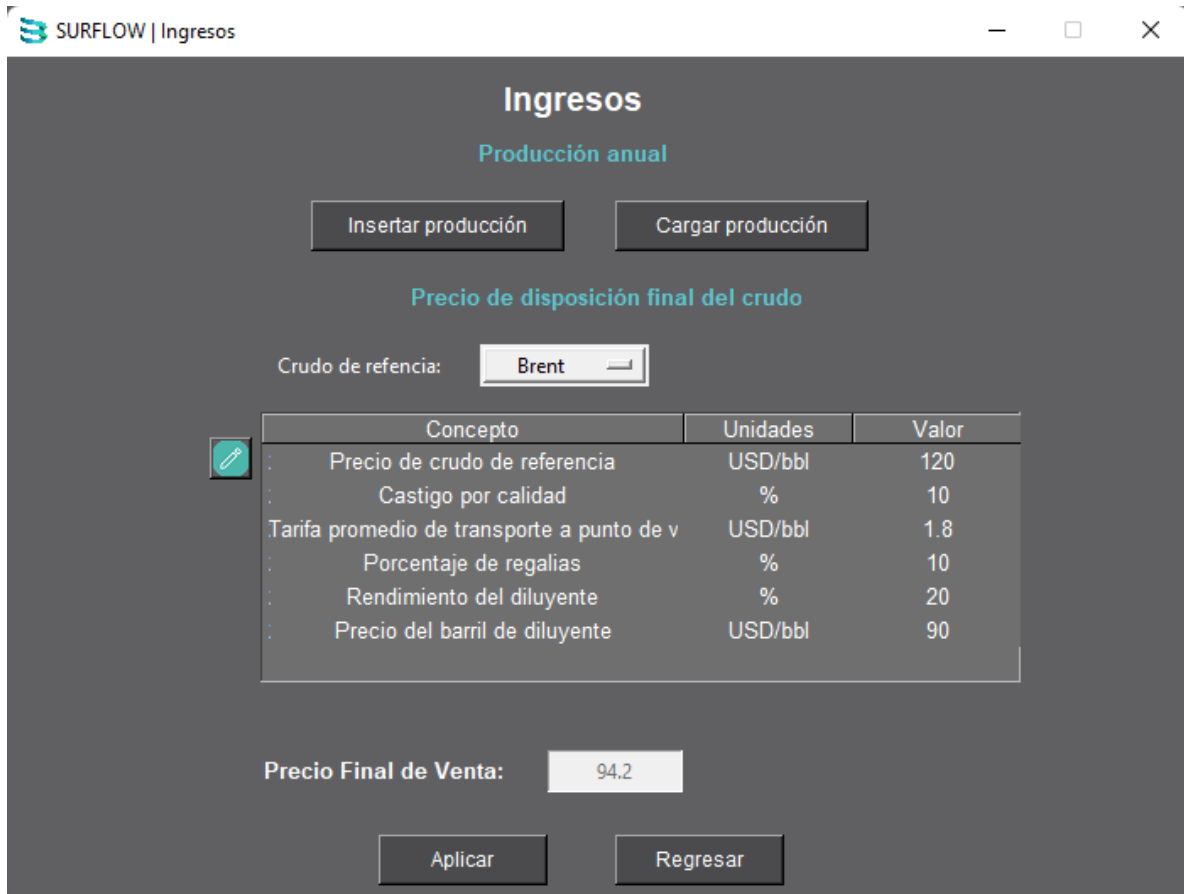
Como se aprecia en la Figura A9, en esta ventana el usuario debe insertar tanto los datos de producción a través de los años como los datos que influyen en el precio final de venta de cada barril de crudo, esta última acción la puede realizar seleccionando el concepto y haciendo clic en el botón . Una vez hecho esto, el precio final de venta es calculado de forma automática.

Figura A.9

Ventana ingresos



The screenshot shows a software window titled "SURFLOW | Ingresos". The main heading is "Ingresos" with a subtitle "Producción anual". There are two buttons: "Insertar producción" and "Cargar producción". Below this is the section "Precio de disposición final del crudo". A dropdown menu for "Crudo de referencia" is set to "Brent". A table lists various cost and price components. A small edit icon is visible next to the table. At the bottom, the "Precio Final de Venta" is displayed as 94.2, with "Aplicar" and "Regresar" buttons.

Concepto	Unidades	Valor
Precio de crudo de referencia	USD/bbl	120
Castigo por calidad	%	10
Tarifa promedio de transporte a punto de v	USD/bbl	1.8
Porcentaje de regalías	%	10
Rendimiento del diluyente	%	20
Precio del barril de diluyente	USD/bbl	90


Precio Final de Venta: 94.2

Nota. Tomado de Excel (2023).

En cuanto a la data de producción anual, el usuario debe hacer clic en el botón insertar producción, con lo cual una nueva ventana emerge con todos los años de duración del proyecto la cual debe ser llenada con la producción correspondiente de aceite y agua, tal como se observa en la Figura A.10. No obstante, si el usuario ya cuenta con una base de datos donde tenga consignada dicha producción, un archivo Excel puede ser importado teniendo en cuenta el mismo formato de la tabla de la Figura A10. Para mayor ilustración, dirigirse al archivo de ejemplo de data de producción a importar que se encuentran en la carpeta de recursos del archivo de instalación de **Surflow**.

Figura A.10

Ventana información de producción



Año	Producción anual aceite [Bbl]	Producción anual agua [Bbl]
2023	82156.3	35532.2
2024	13452.1	34425.2
2025	8917.6	40839.6
2026	12725.0	45034.0
2027	10346.0	46506.0
2028	0.0	0.0

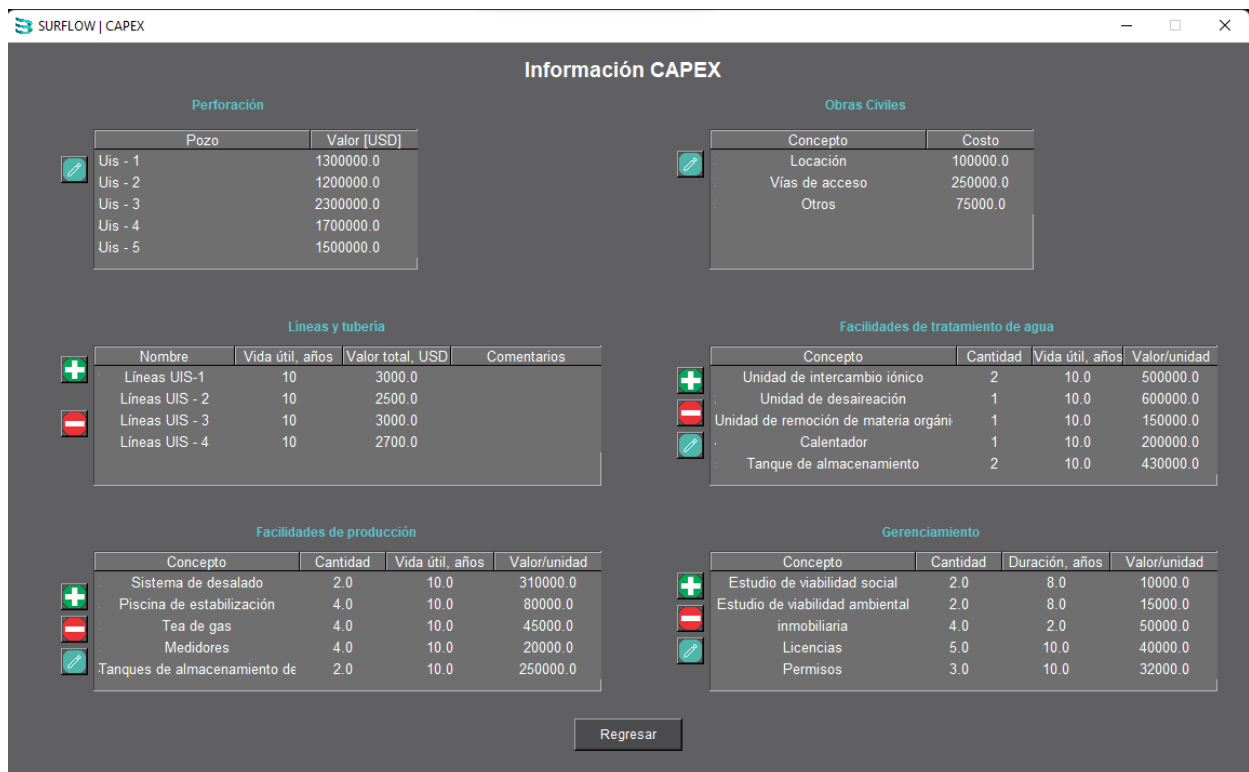
Nota. Tomado de Excel (2023).

A.5 Ventana CAPEX

Como se aprecia en la Figura A.11, en esta ventana el usuario puede agregar, eliminar y/o editar, según sea el caso, todos los gastos asociados a la inversión inicial del proyecto, estos están divididos en: perforación, obras civiles, líneas y tuberías, facilidades de inyección, facilidades de producción y gerenciamiento. **Surflow** cuenta con unos conceptos predefinidos para esta inversión en proyectos inyección cíclica de surfactantes, sin embargo, estos pueden ser modificados si el usuario desea ajustar dicha inversión inicial según sean los requerimientos del proyecto.

Figura A.11

Ventana CAPEX



Nota. Tomado de Excel (2023).

A continuación, se definen algunos conceptos que corresponde al CAPEX según lo expresado por Moix (2014).

Obras civiles: corresponden a todos los costos asociados a la compra, adquisición, acceso y adecuamientos de terrenos para iniciar trabajos en zonas nuevas, ya sea para perforación o donde se plane implementar nuevas facilidades de superficie. Estos gastos se dividen en tres:

- **Locación:** adquisición y adecuamientos de terrenos.
- **Vías de acceso:** corresponde a los gastos correspondientes a la elaboración de nuevas carreteras y/o puentes que permitan el acceso a las nuevas locaciones.
- **Otros:** corresponden a los gastos asociados a las obras civiles pero que no se encuentren contemplados dentro de la locación ni las vías de acceso.

Gerenciamiento: corresponden a todos los gastos asociados a conseguir los permisos requeridos para llevar a cabo el proyecto.

- **Estudio de viabilidad social y/o ambiental:** corresponden a los gastos asociados el estudio del impacto social y/o económico que pueda causar el proyecto en la zona.
- **Inmobiliaria:** corresponde a todos los gastos asociados a la adquisición y adecuación de los nuevos espacios en donde deban trabajar las personas que estarán a cargo de la elaboración del proyecto.
- **Licencias:** costos correspondientes a los tramites y pagos necesarios para adquirir las licencias ambientales y/o sociales requeridas.
- **Permisos:** corresponde a todos los gastos asociados a conseguir permisos a las comunidades ubicadas en el área de influencia, estos gastos pueden ser gastos de socialización de proyecto entre otros.

A.6 Ventana OPEX

En la ventana *OPEX*, el usuario puede digitar todos los datos correspondientes a los gastos asociados a la operación del proyecto, esta información se encuentra dividida en *OPEX* fijo y *OPEX* variable. Además de esto, se debe tener en cuenta que los gastos administrativos representan el porcentaje del total del *OPEX* excluyendo los trabajos de *workover*, tal como se aprecia en la Figura A.12, dicho valor debe ser especificado por el usuario.

Figura A.12

Ventana OPEX



Nota. Tomado de Excel (2023).

En el caso de análisis financieros de proyectos petroleros el porcentaje del *OPEX* correspondiente a gastos administrativos generalmente ronda el 2% según Moix (2014). Adicionalmente un porcentaje del 2.5% de la suma del *OPEX* y los trabajos de *workover* es calculado como imprevistos internamente por **Surflow** tal como afirma Moix (2014).

A continuación, se definirán algunos conceptos correspondientes al *OPEX* según lo consignado por Moix (2014).

OPEX fijo: corresponden a todos los costos fijos en un periodo definido de tiempo para mantener la continuidad de las operaciones.

- **Operación:** costos operativos asociados al Desarrollo de las actividades
- **Mantenimiento:** costos asociados a la reparación, revisión y verificación de los equipos implicados en la operación
- **Gestión social:** gastos relacionados con el aseguramiento del ámbito social con las terceras partes y/o comunidades.
- **Gestión Ambiental:** gastos involucrados con el aseguramiento de la parte Ambiental tales como estudios ambientales.
- **Seguridad física:** gastos asociados a la implementación de controles para garantizar la integridad de los activos físicos del proyecto.

OPEX variable: son aquellos costos que dan continuidad a las operaciones del Proyecto y se considera tienen un valor variable a través del tiempo.

- **Fluidos inyectados:** representa los costos correspondientes a la adquisición de la química a inyectar al yacimiento.

- **Costo de inyección:** valor asumido por llevar un barril de fluido de inyección desde superficie a yacimiento.
- **Costo de agua de inyección:** precio de adquisición de un barril de agua dispuesta para inyección incluyendo tratamiento si este es requerido y transporte.
- **Fluidos producidos:** costos asociados a la extracción y tratamiento de los fluidos que se producen
- **Costo de tratamiento de agua:** valor asumido para llevar a condiciones requeridas de disposición de un barril de agua producida.
- **Costo de tratamiento de crudo:** valor asumido para llevar a condiciones requeridas de transporte y venta de un barril de petróleo producido
- **Gastos administrativos:** representan el 2% del valor del *OPEX* según Moix (2014) correspondiendo a todos los costos relacionados con la gestión administrativa del Proyecto.
- **Trabajos de *workover*:** son todos los costos asociados a las operaciones de *workover*, es decir, la reparación o la estimulación de un pozo de producción existente con el fin de restaurar, prolongar o mejorar la producción de hidrocarburos en el presente.
- **Costo de extracción de fluido:** También conocido como *lifting cost*, son los costos implicados en la operación y mantenimiento de pozos y facilidades e instalaciones relacionados por barril de petróleo.

Cabe recalcar que, el concepto de *lifting cost* es una opción que se le otorga al usuario (si este cuenta con una estimación o referencia de este valor) de incluir y considerar muchos de los ítems relacionados en el *OPEX* en un solo valor, teniendo en cuenta que este concepto es muy común en la industria petrolera. De otra forma, el software está en la capacidad de desglosar y segregar dicho termino en los ítems relacionados de las diferentes tablas del *OPEX*.

A.7 Ventana Evaluación Financiera

Una vez se hayan digitado todos los datos requeridos para realizar el cálculo de los flujos de caja correspondientes a cada año, el usuario debe ingresar los valores los cuales estima aceptables y mínimos para que su proyecto sea definido como viable, tal como se ve en la Figura A.13. Tan pronto sean agregados estos valores, el programa estará listo para ser ejecutado.


Figura A.13

Ventana evaluación financiera

Indicador	Valor
Tasa de oportunidad, %	9.0
Valor presente neto VPN, USD	45000000.0
Eficiencia de inversión EI, %	5.0
Tiempo de recuperación de la inversión, años	5.0
Impuesto sobre la renta, %	33.0

Nota. Tomado de Excel (2023).

A.8 Ejecutar Proyecto

El usuario cuenta con dos opciones para ejecutar el programa, oprimiendo el botón ejecutar (13) que se encuentra en el menú principal o mediante el botón (6) .

A.9 Ventana Resultados

Surflow despliega una ventana de resultados que se está dividida en tres secciones:

La primera sección se encuentra en la parte superior izquierda, en esta se consolida el resumen del análisis financiero por medio de dos tablas, en una se encuentran consignados los valores de producción de crudo, ingresos, egresos, EBDITA, ganancias y el valor presente del flujo de caja (valores traídos al año de inicio del proyecto), correspondientes a cada año; en la segunda tabla puede observarse el valor calculado de los índices financieros y un si cumplen con los valores mínimos que el usuario indicó en la ventana de evaluación financiera o en caso contrario una . En la segunda sección, se pueden observar cuatro graficas que muestran la tendencia de los ingresos, egresos, ganancias y valor presente acumulado. Para la última sección de esta ventana, el usuario puede observar dos diagramas de torta en donde se aprecia la distribución de gastos en la inversión inicial (CAPEX) y la distribución de los gastos para los costos asociados a la operación (OPEX) en función del tiempo.

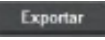

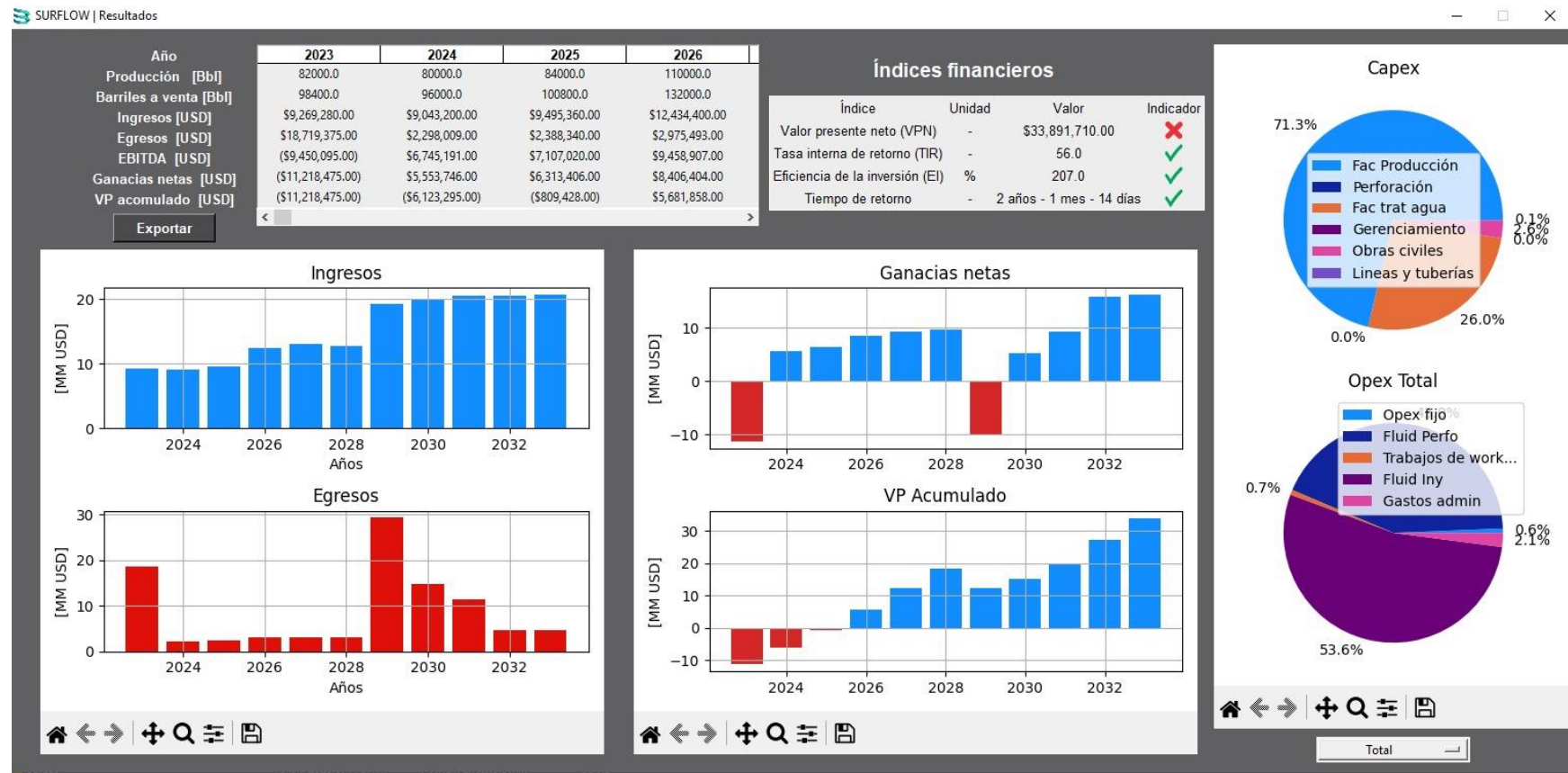
Estas tres secciones se pueden ver a detalle a continuación en la Figura A.13. Adicionalmente, Si el usuario desea exportar los resultados obtenidos, puede hacerlo dando clic en el botón , además de esto, el usuario podrá interactuar con los datos de este *dashboard*, ya sea haciendo *zoom*, desplazando las gráficas de barras, haciendo variar en el tiempo la gráfica de torta del OPEX con el filtro , o si lo desea, también puede guardar en su PC cualquiera de las gráficas de la ventana.

Figura A.13

Ventana resultados



Nota. Tomado de **Surflow** (2023)

Apéndice B. Tabla de Unidades

A continuación, se presenta la tabla con las unidades de medición empleadas en el proyecto.

Tabla de unidades empleadas en el proyecto

Descripción	Nombre	Símbolo
Longitud	Metro	M
Longitud	Pie	Ft
Longitud	Centímetro	Cm
Área	Pie cuadrado	Ft ²
Volumen	Pie cúbico	Ft ³
Tiempo	Segundo	s
Presión	Libra por pulgada cuadrada	psi
Temperatura	Fahrenheit	F
Volumen	Barril	bbbl
Volumen	Kilobarril	Kbbl
Moneda	Millones de dólares	MUSD
Moneda	Miles de dólares	KUSD