



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 12 de marzo de 2020

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

LAURA DANIELA LOSADA RINCON, con C.C. No. 1075300287,

MANUELA ANGEL VEGA, con C.C. No. 1026588318,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado Titulado EVALUACION DE DISTINTOS ESQUEMAS DE EXPLORACION UTILIZANDO LA TECNOLOGIA OIL FREE WAVE™ BASADA EN INYECCION DE SURFACTANTES MEDIANTE UN MODLEO DE SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS presentado y aprobado en el año 2020 como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Firma: _____

Vigilada Mineducación



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS**



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACION DE DISTINTOS ESQUEMAS DE EXPLORACION UTILIZANDO LA TECNOLOGIA OIL FREE WAVE™ BASADA EN INYECCION DE SURFACTANTES MEDIANTE UN MODLEO DE SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ANGEL VEGA	MANUELA
LOSADA RINCON	LAURA DANIELA

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ARCHER MARTINEZ	FRANKLIN IVAN
ARANDA ARANDA	ERVIN

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2020

NÚMERO DE PÁGINAS: 84

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros_X_

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Recobro químico	Chemical recovery	6. Simulación	Simulation
2. Surfactante	Surfactant	7. Factor de recobro	Recovery Factor
3. Tensión interfacial	Interfacial Tension	8. _____	_____
4. Mojabilidad	Wettability	9. _____	_____
5. Recobro mejorado	Improved Recovery	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En este trabajo se presenta la descripción del recobro químico enfocado en la inyección de una formulación a base de surfactantes, además de su mecanismo de acción para aumentar el factor de recobro a través de la disminución de la tensión interfacial, presión capilar y la alteración de la mojabilidad.

Mediante el uso del software de la empresa CMG (Computer Modelling Group), se plantean distintos escenarios de explotación incluyendo la conversión de los pozos productores existentes a inyectoros (individualmente) y la instalación de nuevos pozos inyectoros y productores. Estos escenarios se evalúan tanto con inyección de agua como con inyección de la formulación de surfactantes. Una vez desarrollados los diferentes escenarios de simulación, se observa el posible factor de recobro obtenido en cada uno de ellos, con el fin de determinar el mejor escenario de producción para el campo en base a los planteamientos realizados.

Por último, con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto se realizó un análisis financiero simple para el caso final escogido, teniendo en cuenta algunos costos como perforación, levantamiento, producción, transporte etc, con el objetivo de observar si es viable o no su implementación en el campo.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This project presents the description of chemical recovery focused on the injection of a formulation based on surfactants, in addition to its mechanism of action to increase the recovery factor through the decrease of interfacial tension, capillary pressure and the change of the wettability

Through the use of CMG (Computer Modeling Group) software, exploitation scenarios are proposed including the conversion of producing into injector wells (individually) and the installation of new injector and producing wells. These scenarios are evaluated both with water injection and with the injection of the surfactant formulation. Once the different simulation scenarios are developed, the possible recovery factor obtained in each of them is observed, in order to determine the best production scenario for the field.

Finally, in order to determine the profitability of the project, a financial scenario is defined for the final case chosen, taking into account the costs of drilling, lifting, production, transportation, etc., in order to observe whether it is viable or not its implementation in the field.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

Firma: 

Nombre Jurado: JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA

Firma: 

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

**FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**EVALUACIÓN DE DISTINTOS ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN UTILIZANDO LA
TECNOLOGÍA OIL FREE WAVE[®] BASADA EN INYECCIÓN DE SURFACTANTES
MEDIANTE UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

PRESENTADO POR:

**MANUELA ANGEL VEGA
LAURA DANIELA LOSADA**

DIRIGIDO POR:

FRANKLIN ARCHER

CODIRIGIDO POR:

ERVIN ARANDA ARANDA

NEIVA, ENERO 2020

Aprobado por la comisión de proyectos de grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Surcolombiana para optar al título de **Ingeniero de Petróleos**

**Jurado: Freddy Humberto Escobar
Macualo**

**Jurado: Jairo Antonio Sepulveda
Gaona**

Dedicatoria

Este trabajo y cada uno de mis futuros éxitos los dedico a mi mamá, Fanny y a mi hermana, Francy. No hubiese podido culminar con éxito esta etapa de mi vida sin ustedes a mi lado.

Éste también es su logro.

Laura Daniela Losada Rincon

Dedico este trabajo y todos los logros alcanzados durante este proceso a mi papá Leonardo, mi mamá, Lucia, y a mi hermano, Santiago. Los cuales han sido mi motor y más grande apoyo.

Manuela Angel Vega

Agradecimientos

iii

A Dios por mostrarme su amor en cada paso que doy, por cuidarme y darme la fuerza para seguir.

A mi mamá Fanny Rincon por todo el amor y apoyo en cada momento de mi vida, por ser mi guía y el mejor ejemplo. Sus palabras y amor han sido el impulso para llegar a lo que soy ahora.

A mi hermana Francly Rincon por ser como mi segunda mamá, por nunca dudar de mí, por sus enseñanzas y apoyo incondicional.

A Manuela Angel que más que mi compañera de tesis ha sido mi amiga en todo momento, gracias por la paciencia y todos los buenos recuerdos.

A todos los amigos que hicieron parte de esta etapa de mi vida, por todos los momentos especiales que me permitieron vivir, por ser soporte y compañía durante este proceso, muchos éxitos a todos.

Al ingeniero Franklin Archer por confiar en nosotras para este proyecto, por compartir su tiempo y conocimiento, por su paciencia y colaboración.

A la Universidad Surcolombiana y a todos mis profesores por la enseñanza que me brindaron.

Laura Daniela Losada Rincon

Agradezco en primer lugar a Dios por haberme guiado en este camino y dado las fuerzas para cumplir esta meta.

A mi mamá Lucia Vega por siempre apoyarme, ser una amiga y confiar en mi en todo momento recordándome la importancia que tiene cumplir todos mis sueños.

A mi papá Leonardo Angel quien no me ha dejado ni un segundo sola, quien es mi consejero y por confiar y apoyarme incondicionalmente durante todo este proceso.

A mi hermano Santiago Angel por su compañía incondicional durante toda mi vida y gran apoyo y confianza

A Laura losada por ser una gran amiga durante todo este proceso, apoyándome incondicionalmente y por lograr cumplir esta meta juntas

A mi novio Camilo Castaño por ser un apoyo incondicional durante este proceso y por ser la voz de aliento para seguir luchando por mis sueños.

A Franklin Archer nuestro director de tesis por tener la paciencia, dedicación y haber confiado en nosotras para realizar este proyecto

A los profesores y la universidad Surcolombiana por haberme brindado un espacio de aprendizaje.

Manuela Angel Vega

En este trabajo se presenta la descripción del recobro químico enfocado en la inyección de una formulación a base de surfactantes, además de su mecanismo de acción para aumentar el factor de recobro a través de la disminución de la tensión interfacial, presión capilar y la alteración de la mojabilidad.

Mediante el uso del software de la empresa CMG (Computer Modelling Group), se plantean distintos escenarios de explotación incluyendo la conversión de los pozos productores existentes a inyectores (individualmente) y la instalación de nuevos pozos inyectores y productores. Estos escenarios se evalúan tanto con inyección de agua como con inyección de la formulación de surfactantes. Una vez desarrollados los diferentes escenarios de simulación, se observa el posible factor de recobro obtenido en cada uno de ellos, con el fin de determinar el mejor escenario de producción para el campo con base a los planteamientos realizados.

Por último, con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto se realizó un análisis financiero simple para el caso final escogido, teniendo en cuenta algunos costos como perforación, levantamiento, producción, transporte etc, con el objetivo de observar si es viable o no su implementación en el campo.

Palabras clave: Recobro químico, surfactante, tensión interfacial, mojabilidad, recobro mejorado, simulación, factor de recobro.

ABSTRACT

This project presents the description of chemical recovery focused on the injection of a formulation based on surfactants, in addition to its mechanism of action to increase the recovery factor through the decrease of interfacial tension, capillary pressure and the change of the wettability

Through the use of CMG (Computer Modeling Group) software, exploitation scenarios are proposed including the conversion of producing into injector wells (individually) and the installation of new injector and producing wells. These scenarios are evaluated both with water injection and with the injection of the surfactant formulation. Once the different simulation scenarios are developed, the possible recovery factor obtained in each of them is observed, in order to determine the best production scenario for the field.

Finally, in order to determine the profitability of the project, a financial scenario is defined for the final case chosen, taking into account the costs of drilling, lifting, production, transportation, etc., in order to observe whether it is viable or not its implementation in the field.

Keywords: Chemical recovery, surfactant, interfacial tension, wettability, improved recovery, simulation, recovery factor.

TABLA DE CONTENIDO

vi

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
2.	JUSTIFICACIÓN	2
3.	GENERALIDADES DE LOS SURFACTANTES	3
3.1.	Definición	3
3.2.	Clasificación.....	5
	Surfactantes iónicos	6
	Surfactantes No-iónicos	7
3.3.	Usos en la industria petrolera	7
4.	RECOBRO MEJORADO	10
4.1.	Recuperación de petróleo métodos químicos	12
4.1.1.	Inyección de surfactante	13
	Adsorción del surfactante.....	15
	Precipitación del surfactante	16
	Intercambio iónico	17
	Tensión interfacial	17
	Mantenimiento de la formulación óptima del surfactante	18
4.1.2.	Inyección de Alkali	19
4.1.3.	Inyección de Polímero	19
5.	GENERALIDADES DEL CAMPO Y DE LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN A IMPLEMENTAR	22
5.1.	Generalidades del campo.....	22
	Propiedades petrofísicas	22
	Propiedades de los fluidos	23
5.2.	Descripción de la tecnología de inyección basada en una formulación de surfactantes (Oil Free Wave [®])	23
	Propiedades del surfactante.....	24
6.	CREACIÓN DE MODELO DE SIMULACIÓN	25
6.1.	Modelo estático.....	25
6.2.	Modelo dinámico.....	28
7.	AJUSTE DEL MODELO AL ESCENARIO CASO BASE	34
7.1.	Ajuste Histórico	34
7.2.	Caso Base	38
8.	ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN EVALUADOS	39
	Etapas 1: Conversión de pozos productores a inyectoras	40

Etapa 2: Nuevos pozos inyectores propuestos	41vii
Tasa de inyección óptima	47
9. ANALISIS DE RESULTADOS	50
10. ANALISIS FINANCIERO	60
Análisis de costos de inversión (CAPEX)	60
Análisis de costos de operación (OPEX)	62
Flujo de caja	66
Indicadores económicos	68
11. CONCLUSIONES	69
12. RECOMENDACIONES	71
13. LISTA DE REFERENCIAS	72

LISTA DE FIGURAS

viii

Figura 1. Representación gráfica de la estructura de un surfactante convencional.....	3
Figura 2. Comportamiento típico de los surfactantes en un sistema con dos interfases.....	4
Figura 3. Micela normal (A), Micela invertida (B)	5
Figura 4. Clasificación de surfactantes.....	7
Figura 5. Inhibición por adsorción de surfactantes catiónicos.	9
Figura 6. Mecanismos de recuperación de aceite y gas.....	10
Figura 7. Esquema de inyección de surfactante	13
Figura 8. Microemulsión (Baja salinidad)	14
Figura 9. Microemulsión (Alta salinidad)	14
Figura 10. Microemulsión (Salinidad media)	15
Figura 11. Esquema inyección de polímeros	20
Figura 12. Cambio de la mojabilidad debido a la inyección de una formulación a base de surfactantes.....	24
Figura 13. Vista de los planos Y-Z, X-Z y X-Y de la malla de simulación del campo (Grid Top)	26
Figura 14. Distribución de la porosidad en el yacimiento (Corte X-Y)	27
Figura 15. Distribución de la permeabilidad en el yacimiento (Corte X-Y)	27
Figura 18 Curvas de permeabilidad Aceite-Agua. Set 1 de interpolación	30
Figura 19 Curvas de permeabilidad Aceite-Agua. Set 2 de interpolación	31
Figura 20. Comparación de las curvas de permeabilidad aceite-agua del Set 1 y el Set 2	31
Figura 21. Condiciones iniciales yacimiento estudiado.....	32
Figura 22. Ubicación de los pozos productores del campo estudiado (Grid Top)	33
Figura 23. Resultados de la inicialización del modelo.....	33
Figura 30. Saturación de aceite en la primera capa del yacimiento a la última fecha del histórico ...	38
Figura 31. Producción acumulada de aceite (arriba) y factor de recobro (abajo).....	40

Figura 32. Saturación de aceite del caso base con la ubicación de los pozos del esquema de explotación 1	ix 42
Figura 33. Producción acumulada de aceite, esquema 1	43
Figura 34. Producción acumulada de agua, esquema 1	43
Figura 35. Producción acumulada de aceite, esquema 1, solo SI-16 inyectando	44
Figura 36. Producción acumulada de aceite (izquierda) y Factor de recobro (derecha). Caso base, esquema 1 y 2.....	45
Figura 37. Saturación de aceite, esquema 2, Última fecha de predicción.....	46
Figura 38. Producción acumulada de aceite caso base, esquema 2 y 3.....	46
Figura 39. Saturación de aceite, esquema 3, Última fecha de predicción.....	47
Figura 40. Comportamiento de la producción de agua, aceite y BHP máximo a distintas tasas de inyección de agua	48
Figura 41. Comportamiento de la producción de agua, aceite y BHP máximo a distintas tasas de inyección de surfactante	49
Figura 42, Producción acumulada de aceite caso base, inyección de agua e inyección de surfactante	50
Figura 43. Producción anual de crudo caso base, inyección de agua e inyección de surfactante	52
Figura 44. Saturación de aceite caso base (izquierda), saturación de aceite escenario 3 inyección de agua (derecha) y saturación de aceite escenario 3 inyección de surfactante (abajo) a la última fecha de predicción.....	53
Figura 45. Producción acumulada de agua en el caso base, inyección de agua e inyección de surfactante	54
Figura 46. Producción de agua para los escenarios de producción	57
Figura 47. Balance energético del agua en escenarios de inyección.....	58
Figura 48. Comportamiento del factor de recobro caso base, inyección de agua e inyección de surfactante	58

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterios de selección de recobro químico	21
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del yacimiento.	22
Tabla 3. Propiedades de los fluidos del yacimiento.....	23
Tabla 4. Propiedades del surfactante	24
Tabla 5. Propiedades PVT del agua.	28
Tabla 6, Propiedades PVT del crudo.....	29
Tabla 7, Propiedades PVT del gas.....	29
Tabla 8. Porcentaje de error de cada pozo para el ajuste histórico	34
Tabla 9. Síntesis de esquemas de explotación de la segunda etapa.....	41
Tabla 10. Comparativo de porcentaje de reducción de agua por pozo entre escenario de inyección de agua y escenario de inyección de surfactante.	55
Tabla 11. Producción de agua y porcentaje de aporte de los pozos SI-1, SI- 2, SI-3, y SI-15,	56
Tabla 12. Factor de recobro caso base, inyección de agua e inyección de surfactante	59
Tabla 13. Pozos requeridos para caso base, inyección de agua e inyección de surfactante	61
Tabla 14. Inversión inicial caso base, inyección de agua e inyección de surfactante.....	61
Tabla 15. Costo de levantamiento del caso base	62
Tabla 16. Costo de levantamiento de la inyección de agua	63
Tabla 17. Costo de levantamiento de la inyección de surfactante	63
Tabla 18. Costo de la inyección <u>disposal</u> caso base	64
Tabla 19. Costo de la inyección recobro y <u>disposal</u> para el escenario de inyección de agua	64
Tabla 20. Costo de la inyección recobro y <u>disposal</u> para el escenario de inyección de surfactante.....	65
Tabla 21, Costo de transporte de crudo para el caso base, la inyección de agua y la inyección de surfactante.....	65

1. INTRODUCCIÓN

El factor de recobro promedio en Colombia es de apenas un 19% ^[1] lo que indica la existencia de grandes cantidades de crudo residual en los yacimientos, esto sumado a la demanda energética del país pone sobre la mesa la necesidad de profundizar en distintos métodos que permitan disminuir la cantidad de petróleo residual aumentando el factor de recobro y por lo tanto las reservas del país.

Aunque la producción de crudo del campo evaluado en este proyecto ha presentado buenos resultados desde el inicio de producción en 2012 hasta finales de 2016, se plantea la inyección de una formulación de surfactantes como método de recobro mejorado en el que a través de la modificación de propiedades del yacimiento se busca optimizar la producción de crudo y disminuir el corte actual de agua. Esta posible alternativa se plantea de la siguiente manera: construyendo 4 nuevos pozos inyectoros distribuidos a lo largo del campo ubicados de manera estratégica con el fin de generar el mayor barrido de petróleo posible y un nuevo pozo productor.

Con base en lo anterior se desarrollan los diferentes escenarios de simulación por medio de STARS ^[i], y se evalúan los resultados arrojados en cada uno ellos con el fin de determinar el mejor escenario y a la vez demostrar que este tipo de inyección es factible tanto técnica y financieramente.

[i] Herramienta de CMG encargada del modelamiento de procesos de recobro térmico, químico y geomecánico.

2. JUSTIFICACIÓN

El yacimiento estudiado presenta alta producción de agua, por el hecho de estar influenciado fuertemente por la presencia de un acuífero de fondo. Con el fin de disminuir la alta producción de agua del campo y aumentar de manera significativa la producción de crudo se desea implementar la tecnología de inyección de una formulación a base de surfactantes.

3. GENERALIDADES DE LOS SURFACTANTES

3.1. Definición

También conocidos como agentes tensoactivos, según su naturaleza son aquellos que estabilizan la mezcla aceite/agua reduciendo su tensión interfacial, permitiendo así una más fácil dispersión. Cuando los surfactantes se disuelven en agua los monómeros se concentran en la interfase ejerciendo diversas funciones tales como: humedecer, emulsificar, dispersar y solubilizar; favorecer o impedir la formación de espuma; son antiestáticos y lubricantes; también afectan ciertas propiedades reológicas.

Los monómeros de surfactantes son compuestos orgánicos anfifílicos es decir, contienen dos unidades estructurales diferentes, usualmente se distribuyen de la siguiente forma:

- **Cola:** grupos no polares hidrófobos o lipofílicos, tienen poca afinidad con el agua, este grupo es generalmente una cadena de hidrocarburos (Alcalinos), lo que hace que sea soluble en hidrocarburo. Véase Figura 1
- **Cabeza:** grupos polares hidrofílicos que tienen afinidad fuerte con el agua, puede ser neutro o cargado. Véase Figura 1.

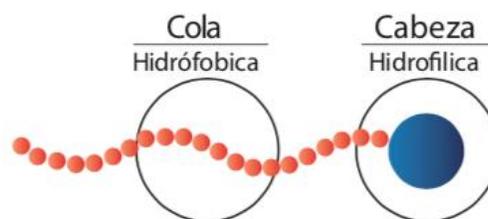


Figura 1. Representación gráfica de la estructura de un surfactante convencional.
Fuente: SNF FLOERGER. Oil-EOR handbook ESP. Edición 2016

Sin embargo, en la actualidad se pueden presentar casos en los que la afinidad de la cabeza y la cola muestran un comportamiento diferente al anterior debido a modificaciones químicas para un fin específico.

Todas las aplicaciones y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias, que a su vez dependen de la cantidad de monómeros presentes en la solución:

- La capacidad de adsorberse en las interfases: fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en las interfases y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar - no polar [2]. En la Figura 2 se tiene un sistema con dos interfases al cual se le añade una solución de surfactantes y estos comienzan a adsorberse en la interfaz sólido- líquido hasta cubrirla, los monómeros remanentes se ubican en la interfaz líquido-líquido.
- Su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas: si en el ejemplo de la Figura 2 se continúan agregando surfactantes, los monómeros empiezan a unirse para así formar micelas.

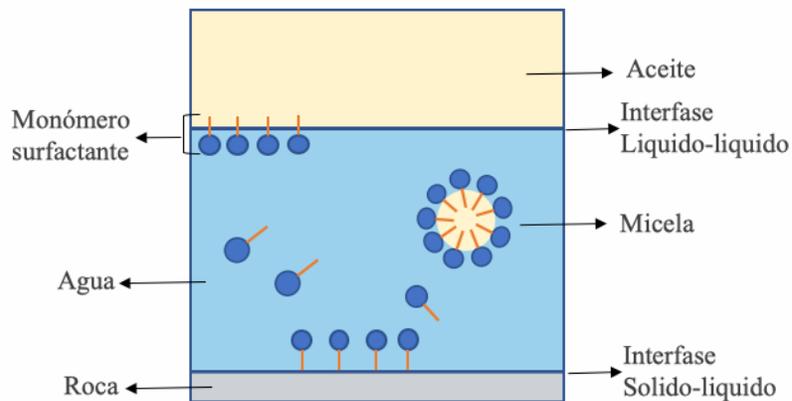
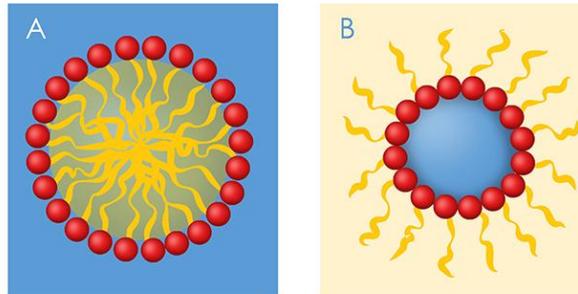


Figura 2. Comportamiento típico de los surfactantes en un sistema con dos interfases.
Fuente: Autoras

Una micela es la agrupación de monómeros que dependiendo la afinidad de su cabeza y cola se adhieren a una molécula de una sustancia que se encuentra en un medio en el que no es soluble. La concentración a la cual el surfactante comienza a formar micelas se conoce como concentración micelar crítica. Este valor depende del tipo de molécula, características de la solución y la temperatura. Cuando las micelas se forman en el agua, sus colas forman un núcleo que puede encapsular una molécula de crudo y reciben el nombre de micelas normales. Favorecen la formación de microemulsiones directas. (Figura 3-A).

Cuando estas estructuras se forman en la fase orgánica, la micela se conoce como micela invertida. En este caso las cabezas forman el núcleo y las colas mantienen un contacto favorable con el crudo, formando una microemulsión inversa (Figura 3-B).



*Figura 3. Micela normal (A), Micela invertida (B).
Fuente: Revista digital universitaria UNAM. Vol 6. 2015*

3.2. Clasificación

Debido a que los surfactantes actúan principalmente dependiendo de fuerzas electrostáticas, estos pueden clasificarse de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua. De esta forma los surfactantes se dividen en: iónicos y no iónicos.

Surfactantes iónicos

Los surfactantes iónicos tienen fuerte afinidad por el agua y debido a su atracción electrostática hacia los dipolos del agua, puede arrastrar consigo a las soluciones de cadenas de hidrocarburos.

A su vez los surfactantes iónicos según la carga que posea la parte que presenta la actividad de superficie, pueden ser aniónicos, catiónicos y anfóteros.

- **Surfactantes aniónicos:** son aquellos que en solución se ionizan y el grupo hidrófilo queda cargado negativamente. Se caracterizan porque la molécula de surfactante está asociada con un catión y por la existencia de una parte hidrofílica que contiene un anión unido a la fracción orgánica. Son del tipo sulfonato, sulfato, fosfato, sulfosuccinato, sulfoacetato, derivados de aminoácidos, etc.
- **Surfactantes catiónicos:** son aquellos que en solución forman iones, en el cual el grupo hidrófilo de la molécula resulta cargado positivamente. Se encuentran asociados con un anión. En general son compuestos cuaternarios de amonio o una amina grasa en medio ácido.
- **Surfactantes anfóteros:** son aquellos que dentro de una misma molécula poseen dos partes una aniónica y otra catiónica, estos actúan dependiendo del medio en el que se encuentren, por lo tanto, en un medio básico actuaran como aniónicos y en un medio ácido como catiónicos.

Surfactantes No-iónicos

Los surfactantes no-iónicos no se ionizan en solución acuosa debido a que están compuestos por grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. Una alta proporción de estos surfactantes pueden tornarse relativamente hidrofílicos gracias a la presencia de una cadena poliéter del tipo polióxido de etileno. El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno y a veces una estructura de origen natural como un ácido graso, sobre todo cuando se requiere una baja toxicidad.

La Figura 4 muestra la clasificación de los surfactantes y entre paréntesis los más comunes de cada tipo.

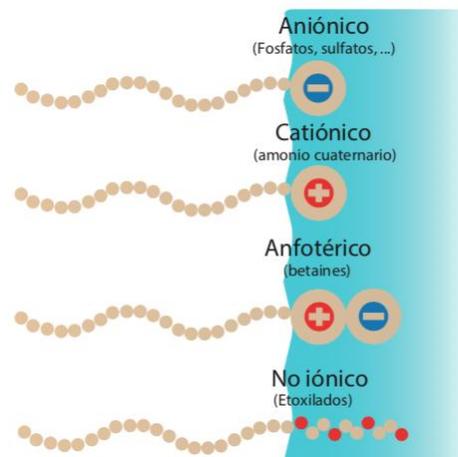


Figura 4. Clasificación de surfactantes
Fuente: SNF FLOERGER. Oil-EOR handbook ESP. Edición 2016

3.3. Usos en la industria petrolera

Las propiedades de los surfactantes permiten que su aplicación se extienda a diversas ramas. En la industria petrolera tienen importancia puesto que se han empleado con el propósito de enfrentar problemas provocados debido a fenómenos superficiales que se presentan en las operaciones de perforación y

terminación de pozos, cementación, estimulación y condicionamiento de los productos acabados. También son ampliamente usados para combatir problemas de corrosión.

Las características de los surfactantes permiten que en los lodos de perforación dependiendo las necesidades de la formación éstos actúen como dispersantes, emulsionantes, espumantes o antiespumantes, e inhibidores de corrosión.

En operaciones de cementación su aplicación va desde el fluido desplazador para remover el lodo de perforación, hasta agentes retardadores para evitar el fraguado prematuro en formaciones de altas temperaturas.

Para aumentar la producción de un pozo se debe tratar la roca situada en la cercanía del pozo para aumentar su permeabilidad, existen esencialmente dos métodos de estimulación, que pueden emplearse solos o juntos: el fracturamiento y la estimulación matricial. Estos métodos dependen de la presión de inyección que se maneja, así que si la presión de inyección excede la presión de fractura se habla de fracturamiento y si por el contrario no la excede, se habla de estimulación matricial. Esta última puede ser reactiva (acidificación) o no reactiva. En los procesos de fracturamiento y acidificación se usan surfactantes principalmente con el fin de incrementar la permeabilidad además de actuar como dispersantes de partículas finas (alquil fenoles y alquil amonios etoxilados) y como inhibidores de corrosión (alquil piridinius) ^[3]. En el caso de la estimulación matricial no reactiva la acción de surfactantes se manifiesta en fenómenos como la reducción de la tensión interfacial, la viscosidad y la alteración de la mojabilidad de la roca.

Durante todas las etapas los elementos de operación están expuestos a sufrir corrosión, para evitar esto, se usan surfactantes inhibidores de corrosión que al adsorberse sobre las paredes metálicas producen adicionalmente un recubrimiento que reduce la posibilidad de contacto entre la pared y los protones hidratados y resulta en una protección adicional (Figura 5).

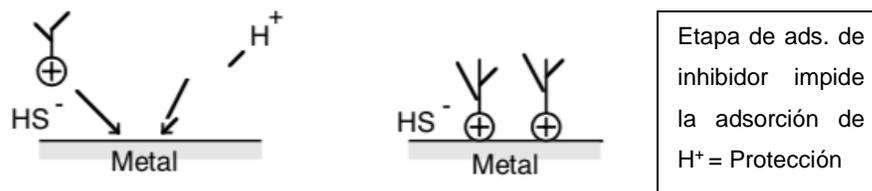


Figura 5. Inhibición por adsorción de surfactantes catiónicos.
Fuente: Salager, J. *Uso de los surfactantes en la industria petrolera. Cuaderno FIRP S350-A Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. 1991*

4. RECOBRO MEJORADO

Los mecanismos de recuperación de hidrocarburos permiten distinguir tres (3) diferentes etapas en función de la energía natural del yacimiento, la adición de energía al yacimiento y la variación de las propiedades de la roca y fluidos presentes. En la primer etapa o recuperación primaria, la producción se debe únicamente a la propia energía del yacimiento sin requerimientos adicionales, en la segunda etapa o recuperación secundaria la energía del yacimiento no es suficiente por lo que se requiere una adición de energía que comúnmente se obtiene de la inyección de gas y/o agua. En recobro mejorado o EOR (por sus siglas en inglés), no solo se requiere la adición de energía al sistema, sino que a su vez se hace necesario modificar las propiedades de la roca y el fluido.

En la Figura 6 se pueden observar los distintos procesos que intervienen en cada una de las etapas de recuperación de aceite y gas, así mismo como el factor de recobro estimado.

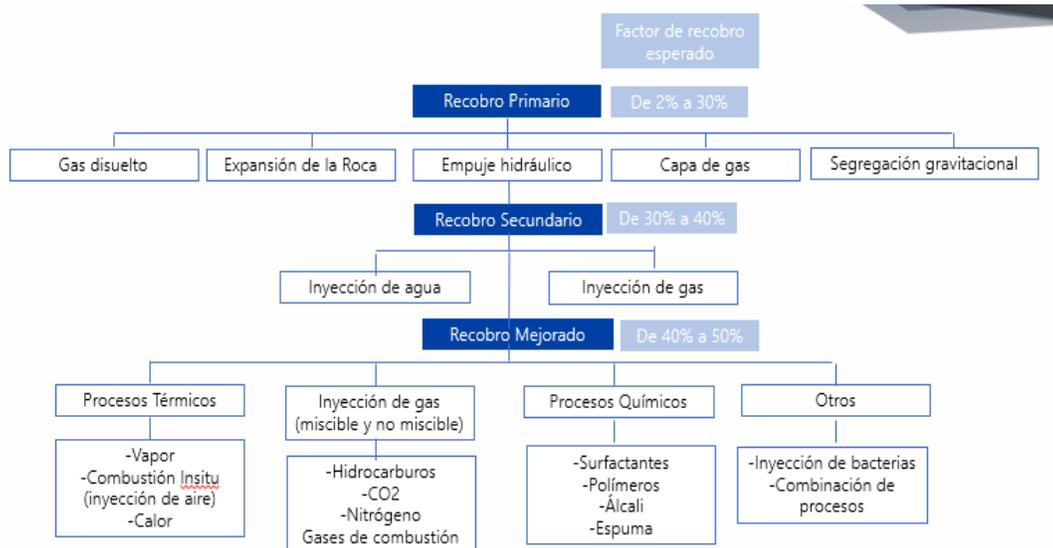


Figura 6. Mecanismos de recuperación de aceite y gas.

Fuente: Gaffney Cline & Associates. Reservas Asociadas a Proyectos IOR/EOR. 2017.
Modificado por autoras.

La recuperación mejorada de hidrocarburos hace referencia a todos los procesos que incrementan económicamente el recobro final de hidrocarburos en un corto tiempo mediante la inyección de fluidos al yacimiento alterando las propiedades de este. El propósito de esta técnica no es solo restaurar la presión de la formación sino también favorecer el desplazamiento y flujo de los fluidos. El éxito de la aplicación está relacionado directamente con las condiciones del yacimiento (presión, temperatura, profundidad de la zona productora), propiedades de la roca (permeabilidad, porosidad) y propiedades del crudo (gravedad API, viscosidad y composición) y demás fluidos en el yacimiento.

Antes de escoger el método EOR a implementar en un campo o pozo, es necesario analizar los parámetros físicos que éstos presentan tales como la temperatura, la presión, la salinidad y la composición de los fluidos del yacimiento. Una vez analizados estos aspectos y escogido el método EOR óptimo, se procede a realizar estudios de laboratorio tanto a la roca como al fluido que va a estar en contacto con el aditivo durante todo el proceso y finalmente se realizan simulaciones basadas en las propiedades anteriormente mencionadas.

En yacimientos convencionales el petróleo que se encuentra inmóvil se debe tanto a factores microscópicos de los poros, como macroscópicos del yacimiento. A escala microscópica la saturación residual del petróleo llega a ser tan baja que este se encuentra como glóbulos discontinuos, los cuales se encapsulan debido a las fuerzas capilares presentes en la formación. Por otro lado, a escala macroscópica el petróleo inmóvil se encuentra en zonas donde el proceso de recuperación posterior, por ejemplo, inyección de agua y/o gas, no penetró por completo debido a la baja permeabilidad, también puede deberse al arreglo o geometría de los pozos escogido para el campo.

Con el fin de mejorar la movilidad de petróleo en el yacimiento es necesario reducir las fuerzas capilares existentes y esto se logra reduciendo la tensión interfacial. Otro factor importante a tener en cuenta a la hora de mejorar su movilidad es reducir las fuerzas viscosas además de alterar la mojabilidad de la roca en el yacimiento. Para generar estos efectos y producir una optimización en el barrido de petróleo se puede hacer uso de métodos químicos (inyección de álcali, surfactantes, polímeros, geles y espumas), métodos térmicos (combustión in situ, inyección de vapor) y procesos de inyección de gases miscibles y no miscibles (hidrocarburos, CO₂, N₂, gases de combustión)

A continuación, se hará énfasis en los métodos químicos con la finalidad de complementar la temática principal de este trabajo.

4.1. Recuperación de petróleo métodos químicos

Los métodos de inyección química a lo largo de la historia han mostrado gran efectividad en el incremento de la recuperación de hidrocarburos. Como se habló con anterioridad al ser un método de recobro mejorado, modifica las propiedades de los fluidos en el yacimiento, basándose mayormente en mejorar la relación de movilidad entre el agua y aceite, esto se consigue principalmente con la reducción de la tensión interfacial, reduciendo las fuerzas viscosas, alterando la mojabilidad de la roca o aumentando la viscosidad del fluido desplazante.

El proceso consiste en la adición de productos químicos en solución que al reaccionar con la roca y/o fluidos presentes en el yacimiento pueden incrementar el número capilar y reducir en lo posible la tensión interfacial entre las fases desplazante y desplazada. Además, se generan cambios de mojabilidad,

humectabilidad, así mismo como cambios en la permeabilidad relativa, entre otros^[4].

Por lo general estos procesos son costosos y tienden a ser más complejos por la necesidad de considerar la interacción entre el químico y la roca, entre el químico y los fluidos, y la reacción entre químicos, por eso es importante garantizar que la solución satisfaga las necesidades requeridas sin generar reacciones adversas o no deseadas.

Debido a que los químicos inyectados reaccionarán en el yacimiento es necesario diseñar soluciones acordes a las propiedades de éste, por lo que las características de concentración y volumen a inyectar de cada bache variarán de un yacimiento a otro. Comúnmente se usan productos como álcali, surfactantes y/o polímeros.

4.1.1. Inyección de surfactante

Es un método que consiste en inyectar una formulación de surfactantes, con el fin de mejorar la eficiencia de desplazamiento del crudo alterando la mojabilidad de la roca en el yacimiento y de esta manera lograr aumentar la recuperación de crudo. Como se puede observar en la Figura 7, la formulación de surfactantes se inyecta en forma de baches y puede ir acompañado con otros aditivos o se puede inyectar de manera individual.

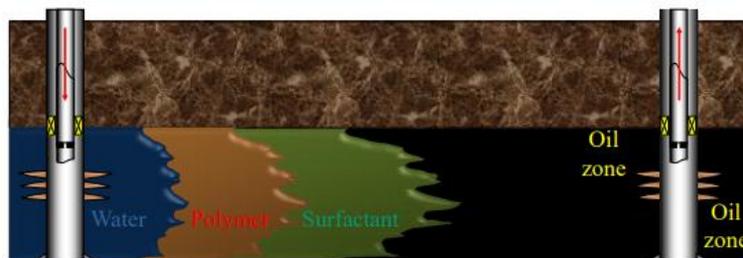


Figura 7. Esquema de inyección de surfactante
Fuente: Simulación de inyección de químicos utilizando STARS.CMG.2018

La salinidad del surfactante juega un papel muy importante para lograr aumentar el recobro de petróleo. El tipo de microemulsión creada en el yacimiento dependerá directamente de esta variable. Convencionalmente se pueden presentar los siguientes casos:

- Baja salinidad: El surfactante tenderá a moverse más hacia la fase acuosa, atrayendo petróleo dentro de esta fase causando una emulsión de petróleo en agua, como se puede observar en la figura 8.

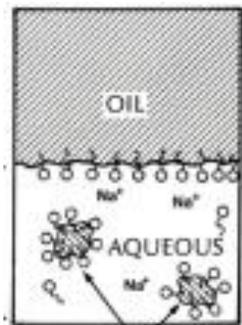


Figura 8. Microemulsión (Baja salinidad)

Fuente: Simulación de inyección de químicos utilizando STARS.CMG.2018

- Alta salinidad: El surfactante tenderá a moverse más hacia la fase oleica, atrayendo agua dentro de esta fase causando una emulsión de agua en petróleo, como se puede observar en la figura 9.

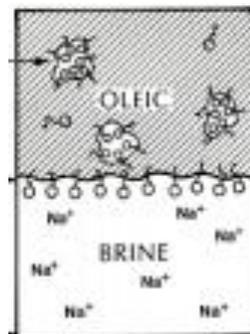


Figura 9. Microemulsión (Alta salinidad)

Fuente: Simulación de inyección de químicos utilizando STARS.CMG.2018

- Salinidad media: El surfactante tenderá a moverse equitativamente en ambas fases, atrayendo agua y petróleo dentro de una tercera fase intermedia, como se puede observar en la figura 10.

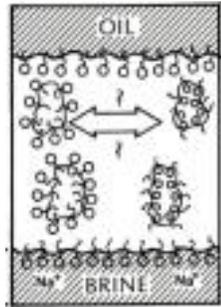


Figura 10. Microemulsión (Salinidad media)
Fuente: Simulación de inyección de químicos utilizando STARS.CMG.2018

Adsorción del surfactante

La adsorción se define como un proceso físico/químico en el cual un sólido poroso es capaz de retener partículas de un fluido en su superficie al entrar en contacto con el mismo. La adsorción del surfactante sobre la roca del yacimiento puede llegar a alcanzar valores tan altos que tornan el proceso antieconómico.

La interacción entre el adsorbato (surfactante) y del adsorbente (roca yacimiento) es básicamente mediante diferentes mecanismos que dependen de la naturaleza de los mismos ^[5]. Es así como se distinguen tres tipos básicos de adsorción:

- Adsorción por intercambio iónico: Los iones del adsorbato se concentran en la superficie del adsorbente como resultado de la atracción electrostática en los lugares cargados de la superficie ^[6, 7]. Para dos adsorbatos iónicos con igualdad de factores, la carga del ión es el factor que determina la adsorción y para dos adsorbatos iónicos con igual carga, lo que determina la preferencia de adsorción es el tamaño molecular ^[5].
- Adsorción física: Es aquella que se da debido a fuerzas de Van der Waals o fuerzas de dispersión de London. Es una interacción relativamente débil

con un delta de entalpía (ΔH) alrededor de los 20 KJ/mol, en teoría es completamente reversible (desorción total). La naturaleza o identidad del adsorbato no cambia (no hay reacción o dilución) y tiende a formar multicapas [6, 7].

- Adsorción química: Se da por fuerzas similares a los enlaces químicos (enlace iónico y covalente), es decir, son más fuertes que las fuerzas que dan lugar a la adsorción física, con un delta de entalpía de 200 KJ/mol, siendo teóricamente irreversible, puede cambiar la naturaleza del adsorbato y formar monocapas [6, 7].

Los factores que afectan la adsorción son la presión, temperatura, naturaleza y cantidad de adsorbente y adsorbato. Variando sólo la presión, la adsorción es directamente proporcional a la presión del sistema. Variando sólo la temperatura, la adsorción es inversamente proporcional a la temperatura del sistema. La adsorción dependerá de la afinidad del adsorbato, del adsorbente y en caso de haber, del disolvente [6, 7].

El estudio de la adsorción de surfactantes en procesos de recobro mejorado es de alta importancia técnica y económica, y por ello varios autores han dedicado buena parte de su tiempo a esto. La capacidad de adsorción de la superficie del medio poroso en un yacimiento dependerá de la litología y la naturaleza del surfactante [8].

Precipitación del surfactante

La precipitación de surfactantes se debe principalmente a un entorno físico/químico inadecuado. Puede presentarse si los surfactantes no llegan a ser solubles en agua, lo cual ocasiona que no se disuelvan y por lo tanto se precipiten, este es el caso de los sulfonatos de calcio y de magnesio. Inclusive estos pueden

llegar a migrar a la fase aceite impidiendo su capacidad de generar tensiones interfaciales ultra bajas, que es lo que finalmente se busca al inyectar estos químicos.

Intercambio iónico

Las rocas almacén contienen en general o bien caliza, o bien arenisca cementada con arcillas. En ambos casos contienen iones Ca^{++} que han estado en equilibrio con la salmuera connata. Al inyectar una nueva fase acuosa, se produce en general un nuevo equilibrio fisicoquímico, el cual puede resultar en un intercambio de iones entre la solución inyectada y la roca y/o la solución inyectada y el agua de formación. Si tal fenómeno resulta en la desorción de cationes polivalentes tal como el Ca^{++} o el Mg^{++} , puede producir la precipitación de una parte de los sulfonatos. En todo caso, esta desorción tiende a cambiar la salinidad de la solución inyectada, es decir que cambia la formulación.

Se ha pensado eliminar este problema inyectando un cierto volumen de agua antes de inyectar la solución de surfactante. Tal proceso de prelavado (preflush) con un agua de salinidad semejante a la solución de surfactante a inyectar debe producir la desorción de los iones divalentes antes del contacto con la solución de surfactante. Parece que este método no ha dado resultados del todo satisfactorios.

Una dificultad suplementaria radica en las heterogeneidades del yacimiento, ya que la capacidad de intercambio iónico de la roca puede variar de un punto a otro, dependiendo de la naturaleza química de la misma ^[9].

Tensión interfacial

En la recuperación mejorada de petróleo basada en surfactantes, el yacimiento se inunda bombeando agua con un pequeño porcentaje (típicamente 0,3 – 1%) de

surfactante. El surfactante vence las fuerzas capilares naturales mediante la disminución de la tensión interfacial (IFT) petróleo crudo/agua hasta un nivel ultra bajo. Esto permite que los glóbulos de petróleo del yacimiento fluyan a través de los poros de la roca y se unan para formar un banco de petróleo limpio. La IFT se disminuye típicamente desde 30 – 40 mN/m (dina/cm) a valores inferiores a 0,001 mN/m. A estos valores de IFT extremadamente bajos, tienden a formarse microemulsiones, las cuales son termodinámicamente estables. Las microemulsiones de baja viscosidad se requieren para minimizar las pérdidas de surfactante dentro del yacimiento y la selección de los surfactantes es crítica para facilitar esto.

Mantenimiento de la formulación óptima del surfactante

Con el fin de mantener la formulación óptima del surfactante durante todo el proceso de recuperación mejorada se hace necesario tener claro cuáles son las condiciones específicas de formulación que deben cumplirse para dicho fin. Las variables a tener en cuenta para esto son: salinidad, tipo de surfactante, tipo y concentración del alcohol, tipo de crudo y temperatura.

La adición de alcoholes a soluciones acuosas de surfactantes iónicos es conocida por influenciar las propiedades micelares, debido a la alteración de la estructura del agua y a la morfología micelar. En consecuencia, estos alcoholes actúan como cosurfactantes ^[10].

Debido a que las condiciones óptimas calculadas que debe tener el surfactante durante el proceso de inyección son muy precisas es necesario flexibilizar el proceso. Para tales fines se ha desarrollado el método llamado del gradiente de salinidad, en el cual la salinidad del tapón del surfactante varía del frente (alta) a la cola (baja) de manera continua. Al empezar el tapón por la salinidad más alta

se maximizan los fenómenos de adsorción al pasar el mismo. Cuando la cola del tapón pasa encima de la misma roca, se desorbe el surfactante, ya que la salinidad ha bajado [9].

4.1.2. Inyección de Álcali

El termino álcali hace referencia a aquellas sustancias químicas que forman iones de hidróxido (OH-) cuando son disueltas en agua, y cuya solución tiene un pH superior a 7 por ejemplo: Hidróxido de sodio (NaOH), Hidróxido de potasio (KOH). Son un tipo de base pues pueden lograr que un ácido sea menos ácido.

Como técnica de recobro mejorado, los agentes alcalinos son utilizados para asistir en el desplazamiento de petróleo al aumentar el pH del agua inyectada y reaccionar con los componentes ácidos del petróleo, formando una surfactante in situ, que actúa conforme se ha descrito anteriormente, además la reacción del álcali con la roca del yacimiento puede ocasionar alteración de la mojabilidad.

Es importante tener especial cuidado con la litología de la formación, pues en contacto con minerales como el yeso y la anhidrita se pueden ocasionar precipitados no deseados. Además, los surfactantes naturales que se generan en el yacimiento son más difíciles e impredecibles de controlar que los sintéticos por lo que el pH que maneje la solución juega un rol importante, algunos autores mencionan que debe mantenerse entre 8 y 10 [9].

4.1.3. Inyección de Polímero

Son moléculas muy grandes o macromoléculas de alto peso molecular, constituidas por la unión repetida de unidades pequeñas a través de enlaces covalentes.

La inyección de polímero es una técnica EOR en la que polímeros solubles en agua son adicionados a los fluidos de inyección para incrementar la viscosidad

del agua de inyección o el agua en la formación y proveer control de la movilidad de los fluidos mejorando así el barrido areal y vertical al minimizar la canalización, y así incrementar el factor de recobro del petróleo. El incremento de la viscosidad a su vez origina el incremento del número capilar. La inyección de Polímeros no reduce el petróleo residual, pero logra una recuperación más temprana del crudo móvil y con menor corte de agua. [11]

La correcta acción de los polímeros está influenciada por factores del yacimiento como la temperatura y la salinidad del agua de formación, pues ambas generan degradación del compuesto. Una alta salinidad provoca un cambio estructural en el polímero, reduciendo la viscosidad de la solución, lo mismo ocurre cuando el polímero está expuesto a altas temperaturas por un espacio prolongado de tiempo.

El tapón de polímeros es mucho más sencillo desde el punto de vista fisicoquímico que el tapón de surfactante, sin embargo, los polímeros son también susceptibles de precipitarse, adsorberse en la roca, o ser retenido por filtración en los poros pequeños [9].

En la Figura 11 es mostrado el desplazamiento del bache de polímero desde el pozo inyector atravesando el medio poroso, permitiendo el desplazamiento del crudo hacia el pozo productor.



Figura 11. Esquema inyección de polímeros.
Fuente: Simulación de inyección de químicos utilizando STARS.CMG.2018

La Tabla 1 indica de manera convencional los criterios a tener en cuenta para la selección del método químico adecuado de acuerdo a las condiciones del yacimiento.

Procesos	°API	Permeabilidad (md)	Viscosidad (cps)	Temperatura (°F)	Salinidad del agua (ppm)	Ácidos en el crudo (mg KOH/g oil)	Litología	Dureza del agua (Ca ²⁺ , Mg ²⁺) (ppm)	Profundidad (f)
Alcalinos	15 - 35	> 20 < 1000	< 200	< 200	Baja	> 0.5	arenisca		< 9000
Surfactantes	25 - 40	< 500	< 150	< 150					
Polímeros	25 - 40	> 10 < 800	> 10 < 150	< 200	Baja (< 20)		arenisca		< 9000
ASP	20 - 35	> 100	< 100	< 200	< 20000			< 300	< 9000
Geles		> 10 < 5000	< 200	> 65 < 240			Arenisca carbonato		

Tabla 1. Criterios de selección de recobro químico.
Fuente: Comunidad petrolera. 2009

5. GENERALIDADES DEL CAMPO Y DE LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN A IMPLEMENTAR

5.1. Generalidades del campo

El campo usado para la realización de este proyecto fue descubierto en marzo de 2012 con la perforación del pozo SI-1, del cual se obtuvo un petróleo de 21° API a una profundidad de la zona de interés de 3500 ft. A nivel estructural es un yacimiento que al noroeste está limitado por una falla y al sur oriente hay un cierre estructural. Hasta el momento hay 6 pozos perforados a partir de los cuales se caracterizaron 4 arenas A1, A2, A3 y A4. El campo está soportado por un acuífero basal activo, tiene una gran producción de agua y petróleo y muy poca de gas. El STOOIP es 75.98 MMSTB y la saturación de aceite residual es de 0.25. La compañía operadora realizó pruebas petrofísicas donde estimaron que la roca de yacimiento esta mojada por aceite.

Propiedades petrofísicas

La formación muestra un comportamiento heterogéneo pues sus propiedades varían en función de la ubicación en el yacimiento. Las propiedades de la roca son:

Propiedad	Dato
Porosidad (%)	13 – 29
Permeabilidad (md)	674 – 3687
Presión promedio (psi)	1680
Temperatura (°F)	125
Mojabilidad	Aceite

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del yacimiento.

Propiedades de los fluidos

A continuación, se muestran las principales propiedades para caracterizar los fluidos de la formación:

Propiedad	Valor
°API	21
Presión de burbuja (psi)	991
Gravedad específica del gas	0,65
Salinidad del agua de formación (ppm)	12000
Factor volumetrico del agua	1,00731
Viscosidad del agua (cp)	0,625
Compresibilidad del agua (1/psi)	3,01e-006

Tabla 3. Propiedades de los fluidos del yacimiento.

5.2. Descripción de la tecnología de inyección basada en una formulación de surfactantes (Oil Free Wave[®])

Esta tecnología es una formulación acuosa a base de surfactantes a escala nanométrica usada en la estimulación y el recobro mejorado en frío que puede llegar a lograr una recuperación total de hasta un 50% del crudo pesado no producido, por medio de:

- Movilizar el crudo inmóvil
- Disminuir la tensión interfacial crudo-agua
- Reducir la viscosidad del crudo
- Disminuir la movilidad del agua

- Cambio de la mojabilidad del yacimiento (Figura 12)

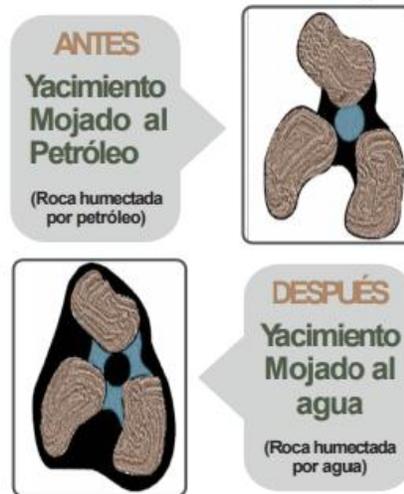


Figura 12. Cambio de la mojabilidad debido a la inyección de una formulación a base de surfactantes.

Fuente: ERVS. 2018

El protocolo de aplicación de esta tecnología para el diseño y/o modernización de los planes de desarrollo existentes en los campos en donde se desea implementar, tiene en cuenta tres principales factores. En primer lugar, un estudio/diseño de diagnóstico de las condiciones de cada pozo y del yacimiento a evaluar. En segundo lugar, un estudio de compatibilidad de fluidos/roca y por último un modelo de simulación de yacimientos y predicciones para la recuperación mejorada de petróleo.

Propiedades del surfactante

La tabla 4 muestra las propiedades básicas del surfactante empelado.

Propiedad	Valor
Concentración (ppm)	1125
Coefficiente de adsorción (lbm/ft ³)	0.001
Rango de temperatura (°F)	60 - 120
Viscosidad (cp)	1

Tabla 4. Propiedades del surfactante

6. CREACIÓN DE MODELO DE SIMULACIÓN

Para fines del proyecto se empleó el conjunto de herramientas disponibles en CMG. La compañía que sirvió de apoyo para la realización de este trabajo suministró el modelo estático del yacimiento, así como los datos de producción, la prueba PVT, la ubicación de los pozos productores existentes y sus perforados e información complementaria del yacimiento. Para la construcción del modelo dinámico se empleó la herramienta Builder^[ii], la simulación se hizo a través de STARS^[i] teniendo en cuenta que es el que mejores resultados muestra para casos de inyección química comparado con IMEX^[iii] y GEM^[iv], finalmente los resultados de la simulación se analizaron a través de Results Graph^[v].

6.1. Modelo estático

Como se mencionó anteriormente el modelo fue proporcionado por la compañía que sirvió de apoyo para la realización de este trabajo. La malla está formada por 36096 celdas distribuidas en los ejes X, Y, Z. Para crearla se usó el sistema de tipo *corner point*, esto permite lograr una reproducción más exacta del modelo geológico del campo.

[ii] Herramienta de CMG que facilita la construcción de los modelos de simulación de yacimientos, integrando información entre IMEX, GEMS, STARTS y fuentes de datos externas.

[iii] Simulador de CMG para procesos de recobro primario y secundario en crudos pesados en yacimientos convencionales y no convencionales

[iv] Simulador de CMG para yacimientos composicionales, químicos y no convencionales

[v] Herramienta de CMG que sirve para visualizar y analizar los resultados de las simulaciones.

El tope de la malla es 3500 ft y la base 3700 ft. En la figura 13 se muestran los cortes X-Z, Y-Z y la vista en planta de la sección X-Y.

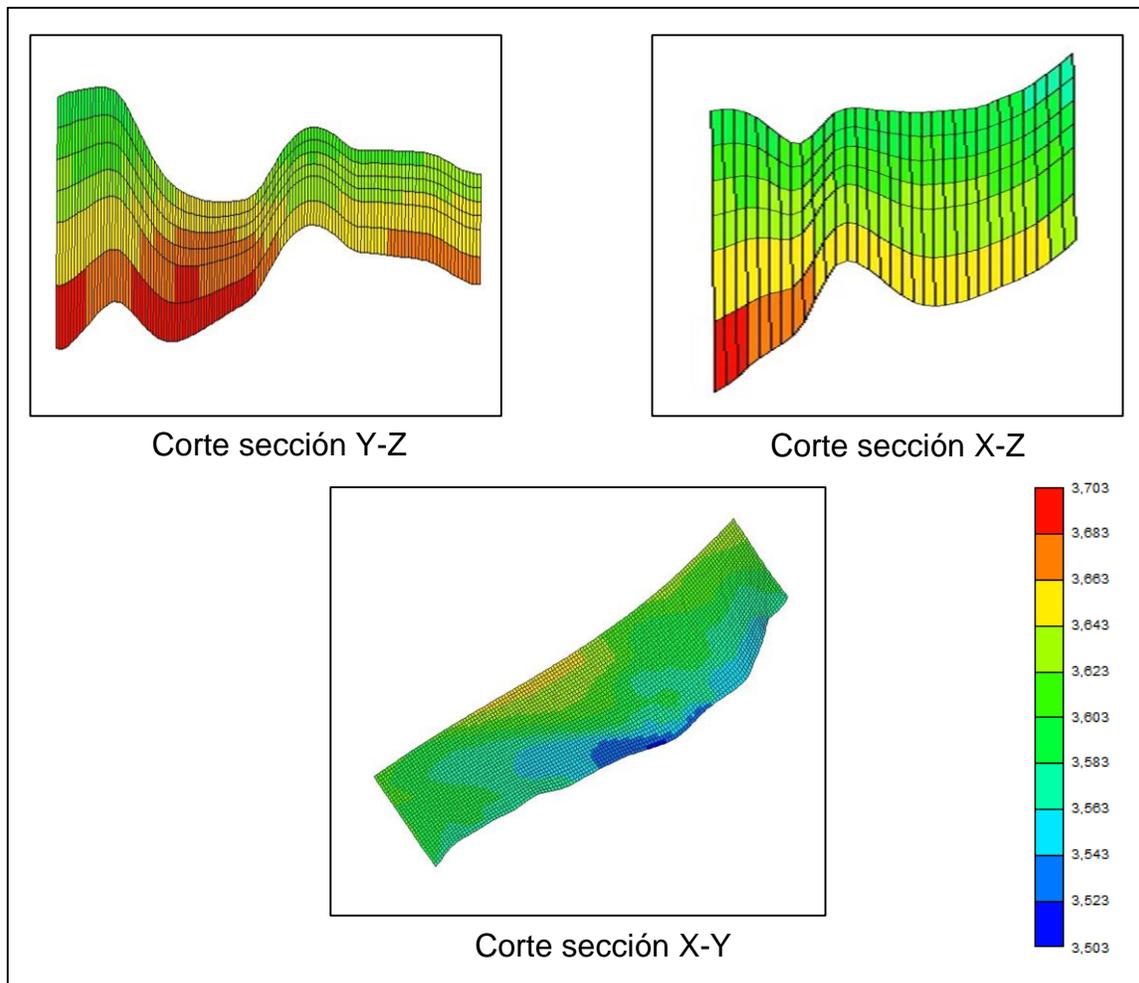


Figura 13. Vista de los planos Y-Z, X-Z y X-Y de la malla de simulación del campo (Grid Top).
Fuente: Simulador CMG

En las figuras 14 y 15 se muestra la distribución de la porosidad y la permeabilidad a lo largo del yacimiento desde una vista de planta, de donde es posible observar la heterogeneidad con la que cuenta el yacimiento. El yacimiento es anisotrópico

debido a la diferencia en la permeabilidad horizontal y vertical pues en la dirección I y en la dirección J los valores de permeabilidad son iguales, pero la permeabilidad en K es diferente y de menor magnitud.

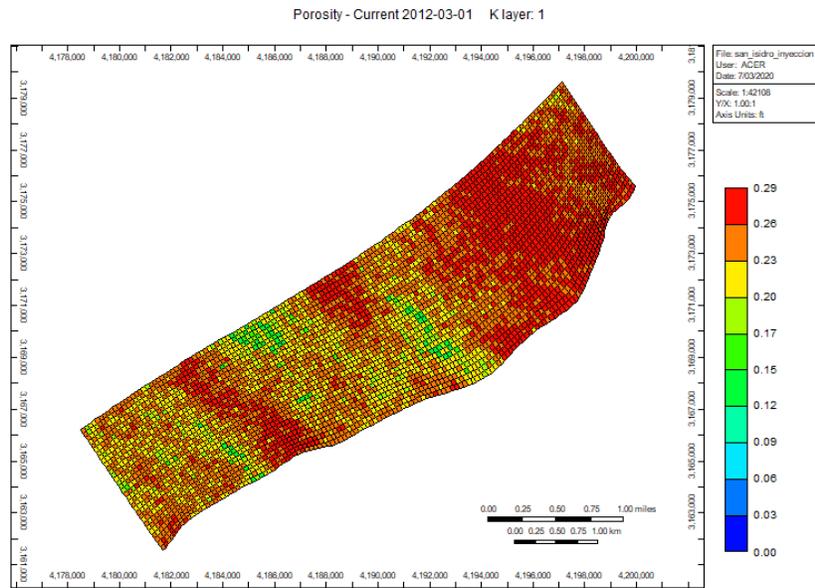


Figura 14. Distribución de la porosidad en el yacimiento (Corte X-Y)
Fuente: Simulador CMG

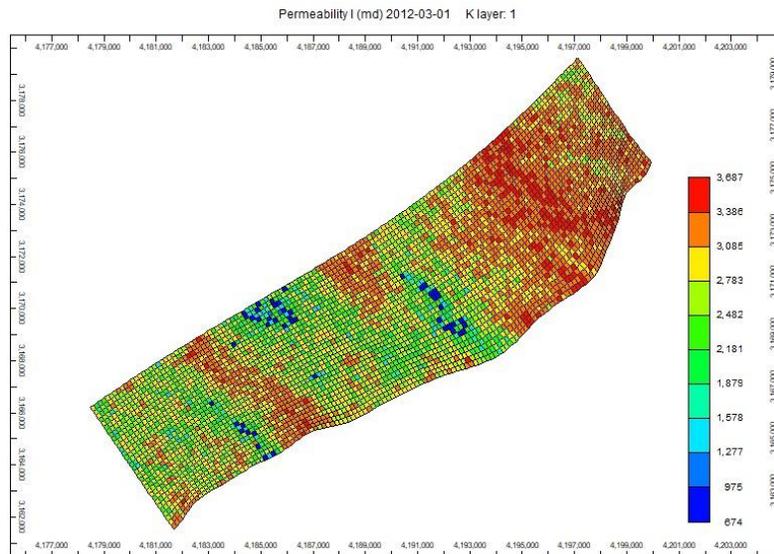


Figura 15. Distribución de la permeabilidad en el yacimiento (Corte X-Y)
Fuente: Simulador CMG

6.2. Modelo dinámico

Con base en el modelo estático se construye el modelo dinámico a través de Builder, para esto se deben completar todas las secciones: *reservoir*, *components*, *rock-fluid*, *initial condition*, *well & recurrent*.

A continuación, se muestra la información suministrada para completar cada sección.

Reservoir

Para completar la sección es necesario agregar la compresibilidad de la roca (CPOR) y presión de referencia (PRPOR). Para el caso de este proyecto los valores son $7.25E-6$ 1/kPa y 1600 psi respectivamente. Como se mencionó anteriormente, propiedades de la roca como la porosidad y permeabilidad son incluidas en el modelo estático del yacimiento.

Components

En esta sección es necesario incluir las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento ya sea cargando directamente los datos de PVT al simulador o usando correlaciones.

En las tablas 5, 6 y 7 se muestra la información PVT de los fluidos introducida en el simulador, adicionalmente se agregó $5e-06$ 1/kPa como la compresibilidad del aceite para el campo estudiado. Además las figuras 16 y 17, muestran el comportamiento de las propiedades para cada caso.

Bw	1,00731
Cw (1/psi)	3,01E-06
Presion Ref (psi)	1.600
μ_w (cp)	0,62582

Tabla 5. Propiedades PVT del agua.
Fuente: Compañía soporte del trabajo de grado.

P (psi)	Rs (ft3/bbl)	Bo	μ_o (cp)
14,7	2,582	1,0258	27,113
79,8	8,240	1,0277	25,326
144,9	14,717	1,0298	23,520
210,0	21,734	1,0322	21,803
275,0	29,164	1,0347	20,212
340,1	36,934	1,0373	18,756
405,2	44,994	1,0401	17,431
470,3	53,308	1,0429	16,229
535,4	61,850	1,0459	15,140
600,5	70,597	1,0489	14,153
665,6	79,533	1,0521	13,259
730,7	88,643	1,0553	12,446
795,7	97,915	1,0586	11,708
860,8	107,340	1,0620	11,035
925,9	116,907	1,0655	10,421
991,0	126,609	1,0690	9,859
2,000	126,609	1,0412	11,187

Tabla 6, Propiedades PVT del crudo.
Fuente: Compañía soporte del trabajo de grado.

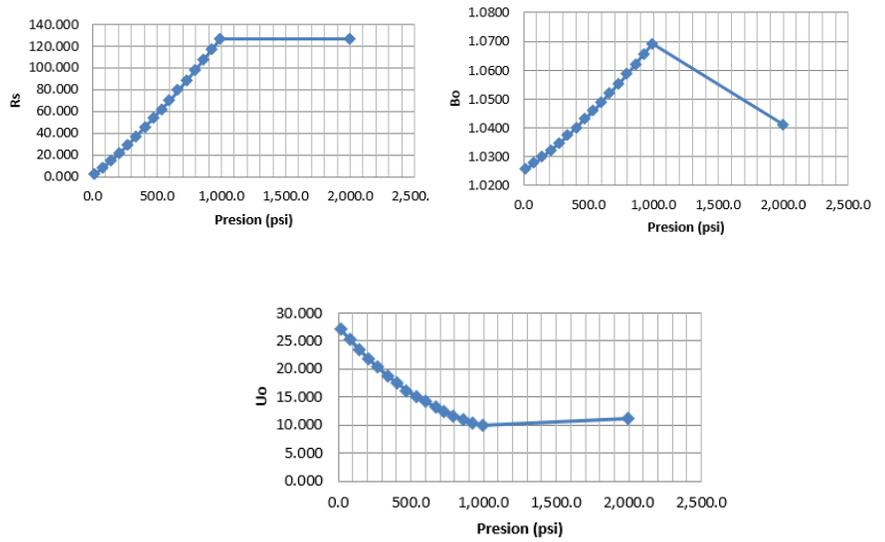


Figura 16. Relación gas-petróleo en solución "Rs" (izquierda), Factos volumétrico del aceite "Bo" (derecha) y Viscosidad del aceite " μ_o " (abajo).
Fuente: Compañía soporte del trabajo de grado.

P (Psi)	Bg (bbl/ft3)	μ_g (cp)
14,696	0,1976	0,0117
79,7829	0,0361	0,0118
144,87	0,0197	0,0119
209,957	0,0135	0,0119
275,044	0,0102	0,0120
340,131	0,0082	0,0121
405,218	0,0068	0,0122
470,305	0,0058	0,0123
535,391	0,0051	0,0124
600,478	0,0045	0,0126
665,565	0,0040	0,0127
730,652	0,0036	0,0128
795,739	0,0033	0,0130
860,826	0,0030	0,0131
925,913	0,0028	0,0133
991	0,0026	0,0135

Tabla 7, Propiedades PVT del gas.
Fuente: Compañía soporte del trabajo de grado.

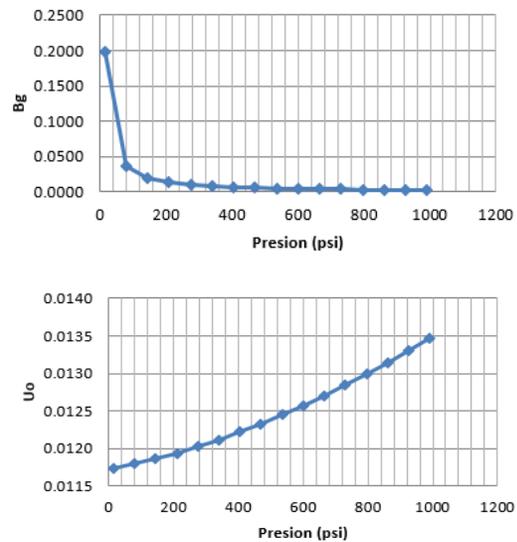


Figura 17. Factor volumétrico del gas "Bg" (Arriba) y Viscosidad del gas " μ_g " (Abajo).
Fuente: Compañía soporte del trabajo de grado.

Rock-Fluid

En esta sección deben introducirse las curvas de permeabilidad relativa, esto puede hacerse introduciendo las tablas manualmente o haciendo uso de correlaciones basándose en los *end points* de las curvas. En este proyecto se ingresaron manualmente dos sets de interpolación de curvas. El primer set de interpolación corresponde a los fluidos del yacimiento a condiciones iniciales (Figura 18) y el segundo al comportamiento con la aplicación de surfactante (Figura 19). La figura 20 muestra el comparativo entre estas dos curvas.

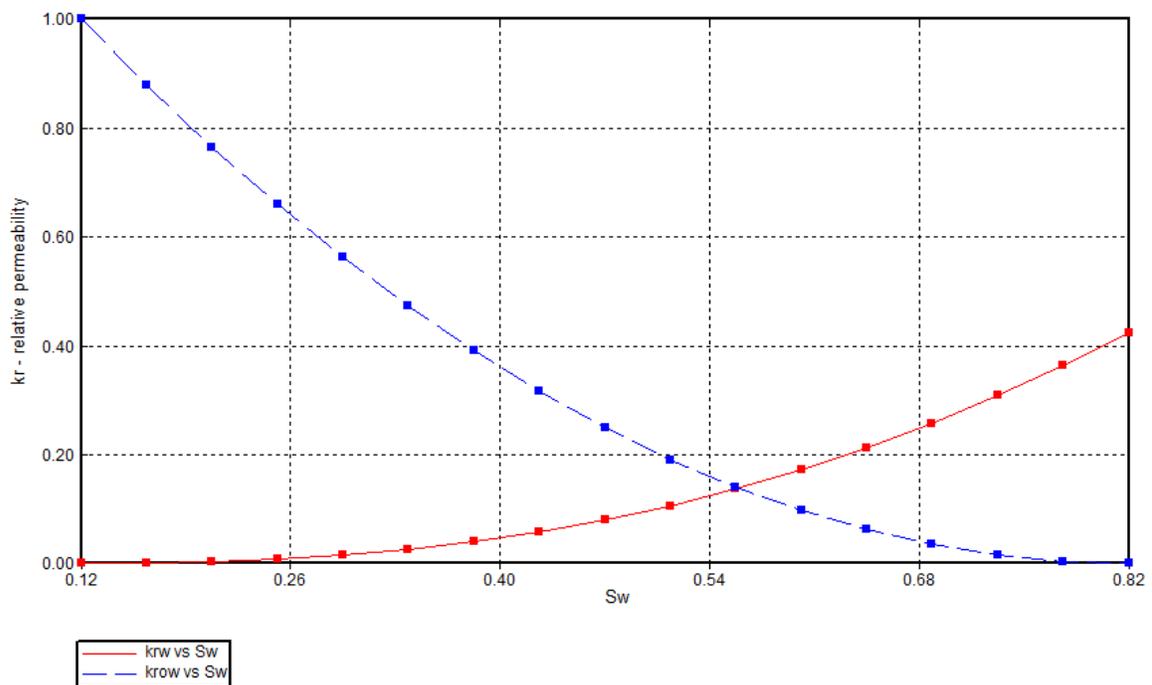


Figura 18 Curvas de permeabilidad Aceite-Agua. Set 1 de interpolación.
Fuente: Simulador CMG

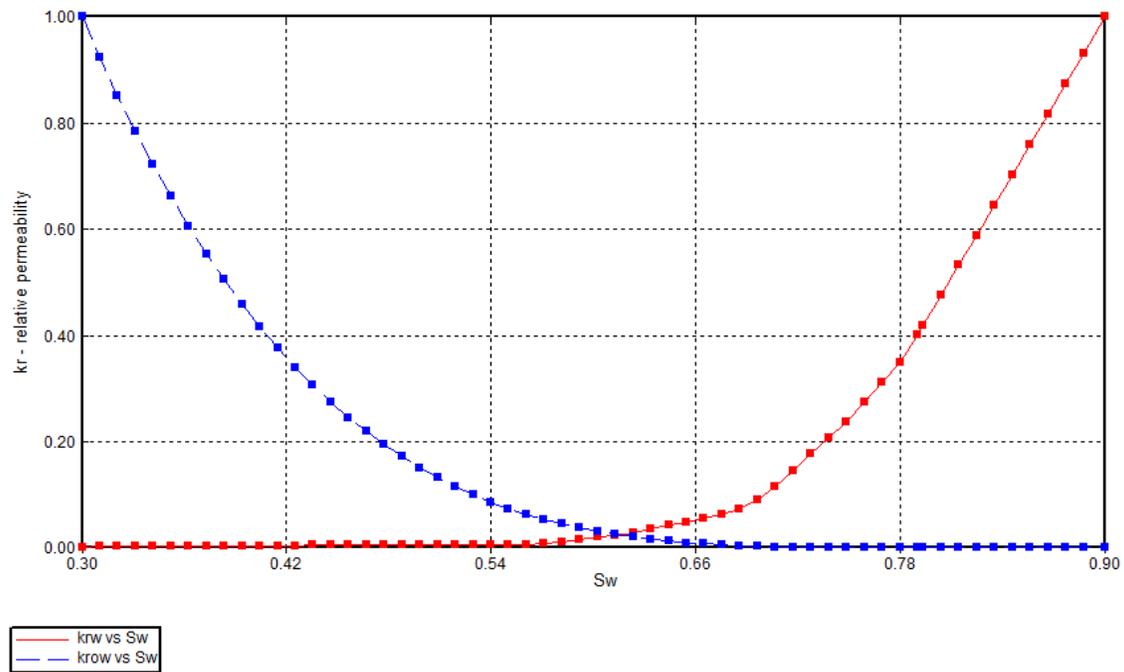


Figura 19 Curvas de permeabilidad Aceite-Agua. Set 2 de interpolación.

Fuente: Simulador CMG

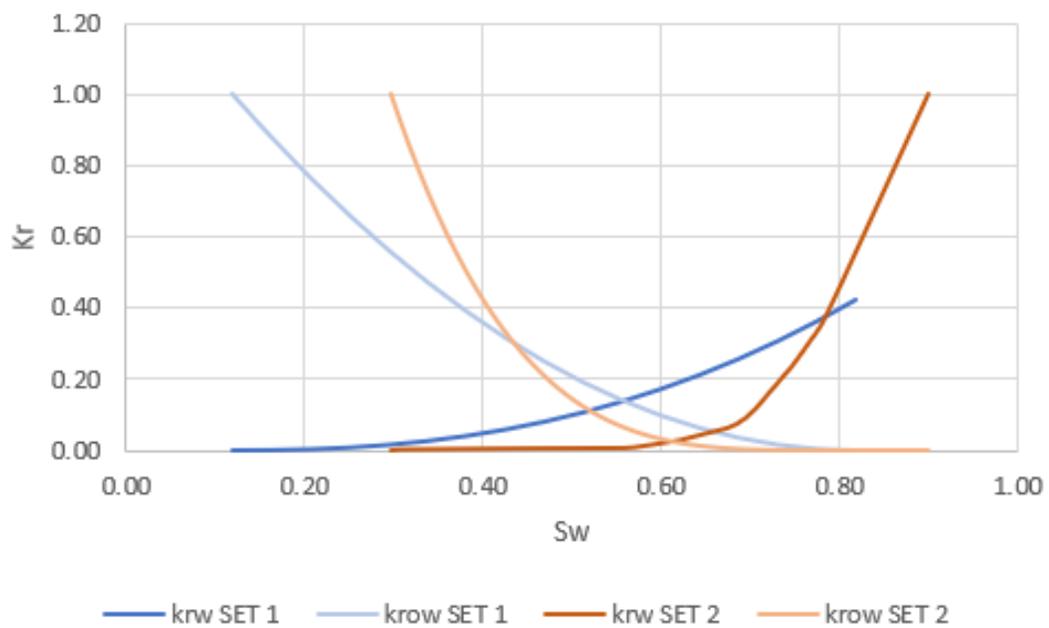


Figura 20. Comparación de las curvas de permeabilidad aceite-agua del Set 1 y el Set 2.

Fuente: Autoras.

Initial Conditions

En esta sección se debe seleccionar el tipo de equilibrio de fluidos con el que el simulador realizará la simulación e introducir las condiciones iniciales del yacimiento. En la figura 21 se muestra las condiciones iniciales del yacimiento estudiado.

Figura 21. Condiciones iniciales yacimiento estudiado
Fuente: Siimulador CMG

Wells & Recurrent

En esta sección se encuentra la información correspondiente a los pozos, incluyendo las trayectorias, los perforados, las condiciones operativas o de monitoreo y la historia de producción, entre otras.

En la figura 22 se puede observar el resultado final de cargar al modelo los pozos productores con los que cuenta el campo estudiado.

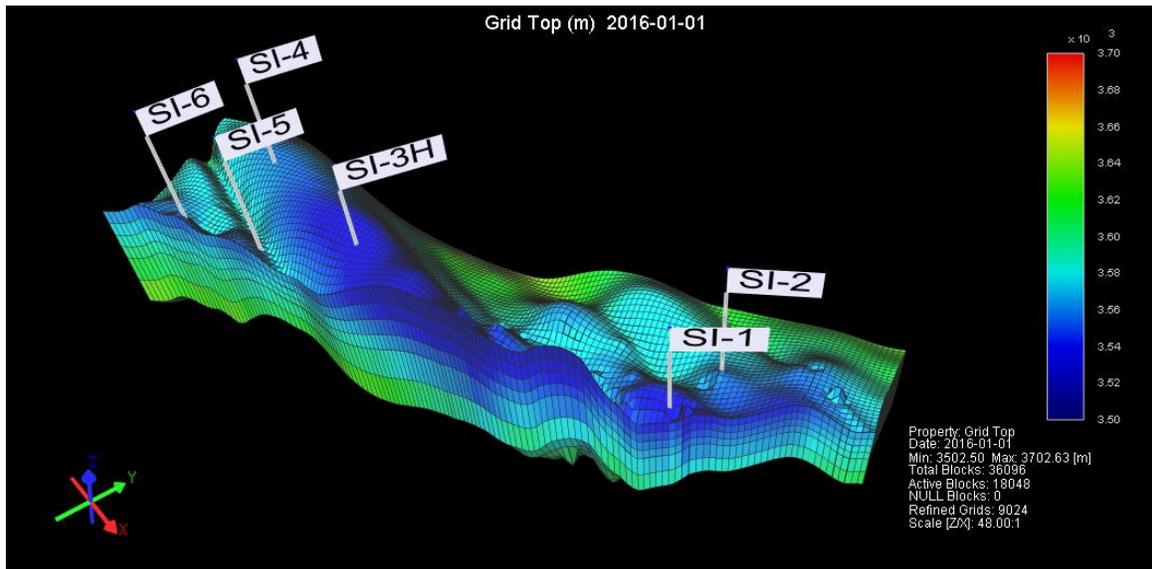


Figura 22. Ubicación de los pozos productores del campo estudiado (Grid Top)
Fuente: Simulador CMG

Una vez terminadas todas las secciones, se guarda el archivo y se procede a inicializar el modelo con el objetivo de comprobar que el OOIP reportado por el simulador concuerde con el valor real del yacimiento. En la figura 23 se muestra el resultado de la inicialización, mostrando una diferencia de aproximadamente 5% entre el valor simulado (79 millones) y el real (75 millones).

Total oil in place	STB	0.79897E+08
Total water in place	STB	0.36804E+09
Total gas in place	SCF	0.99888E+10

Figura 23. Resultados de la inicialización del modelo.
Fuente: Simulador CMG

7. AJUSTE DEL MODELO AL ESCENARIO CASO BASE

7.1. Ajuste Histórico

Después de la inicialización, se corre el archivo y los resultados son graficados en Results Graph^M para comparar la tendencia de la simulación con la tendencia real de la producción histórica del campo.

Los resultados de las dos curvas muestran un comportamiento diferente. Para lograr el ajuste de la producción se usaron los *constraints STO* (Máxima tasa de aceite en superficie) y *STW STO* (Máxima tasa de agua en superficie) en cada pozo a cada intervalo de tiempo, por medio de la *keyword TARGET* estos se modifican en cada *time step* específico dependiendo de los valores de producción histórica en dicho *time step*. Además, se procedió a ajustar las curvas de permeabilidad relativa del agua y aceite modificando su tendencia con el fin de lograr mayor movilidad del crudo y que el porcentaje de error entre la producción histórica y la simulada fuera lo más bajo posible. En la tabla 8 se muestra el porcentaje de error obtenido para cada pozo una vez logrado el mejor ajuste histórico.

Pozo	% Error Promedio	
	Producción Aceite	Producción Agua
SI-1	2,58	2,19
SI-2	4,09	1,24
SI-3H	3,45	3,06
SI-4	5,38	1,58
SI-5	3,76	2,33
SI-6	4,93	3,07
PROMEDIO	4,032	2,245

Tabla 8. Porcentaje de error de cada pozo para el ajuste histórico

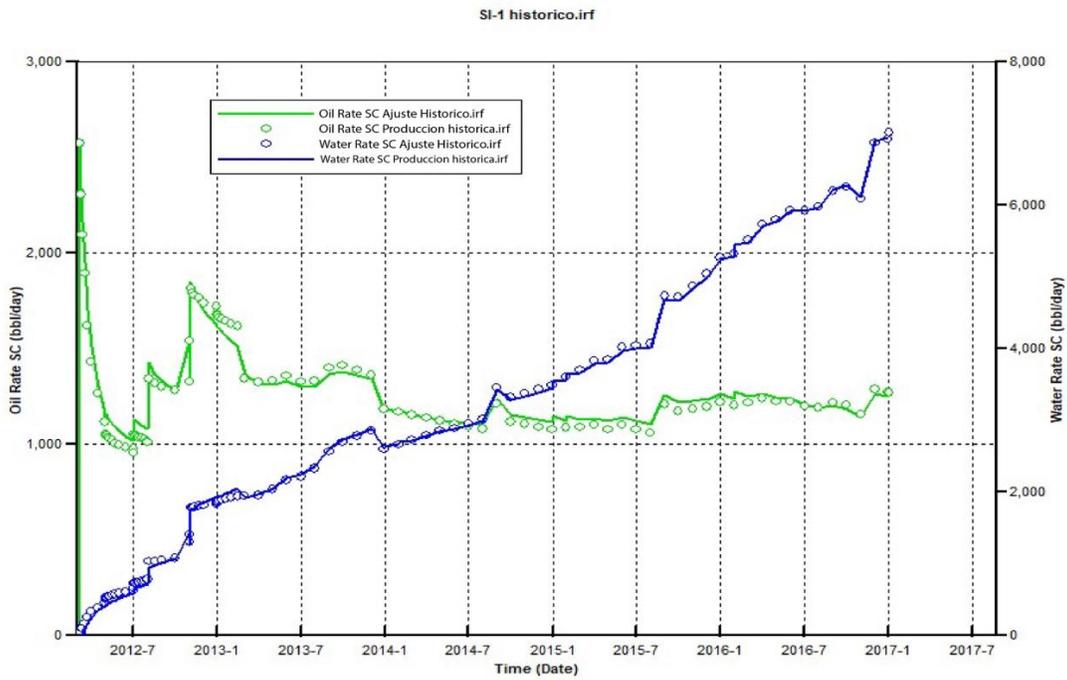


Figura 24. Ajuste histórico del pozo SI-1. Fuente: Simulador de CMG.

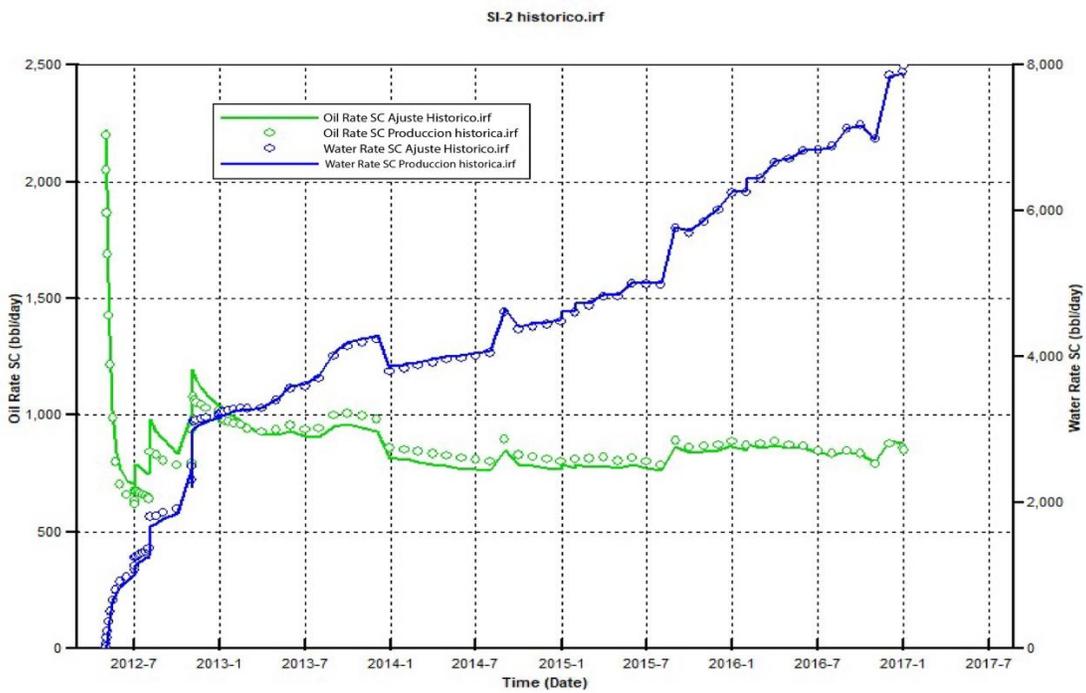


Figura 25. Ajuste histórico del pozo SI-2. Fuente: Simulador de CMG.

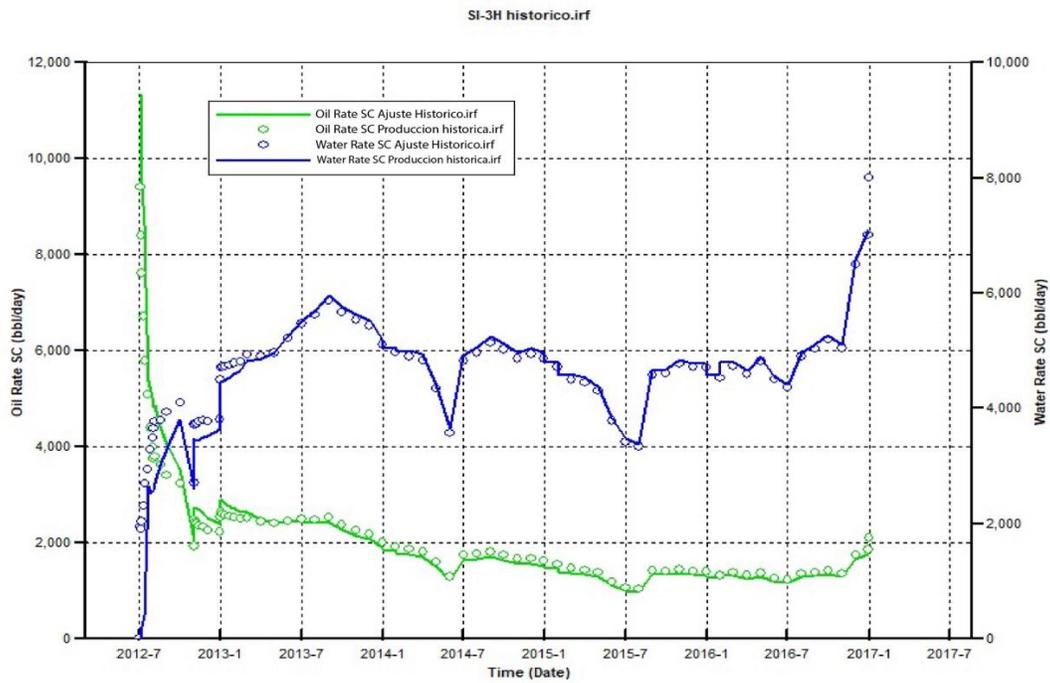


Figura 26. Ajuste histórico del pozo SI-3H. Fuente: Simulador de CMG.

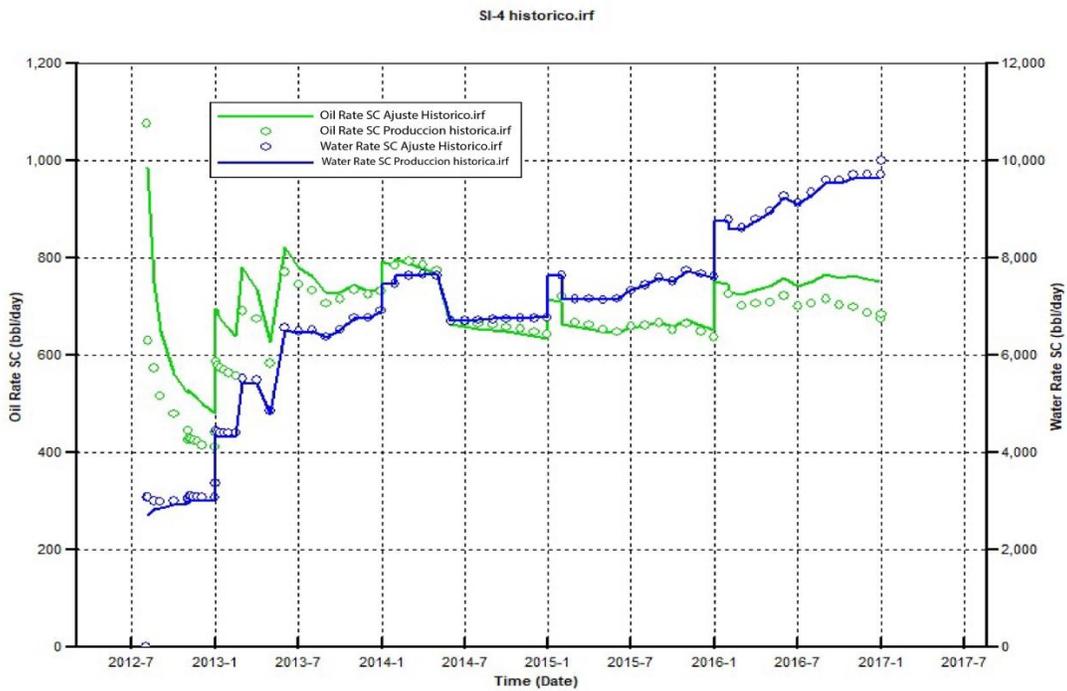


Figura 27. Ajuste histórico del pozo SI-4. Fuente: Simulador de CMG.

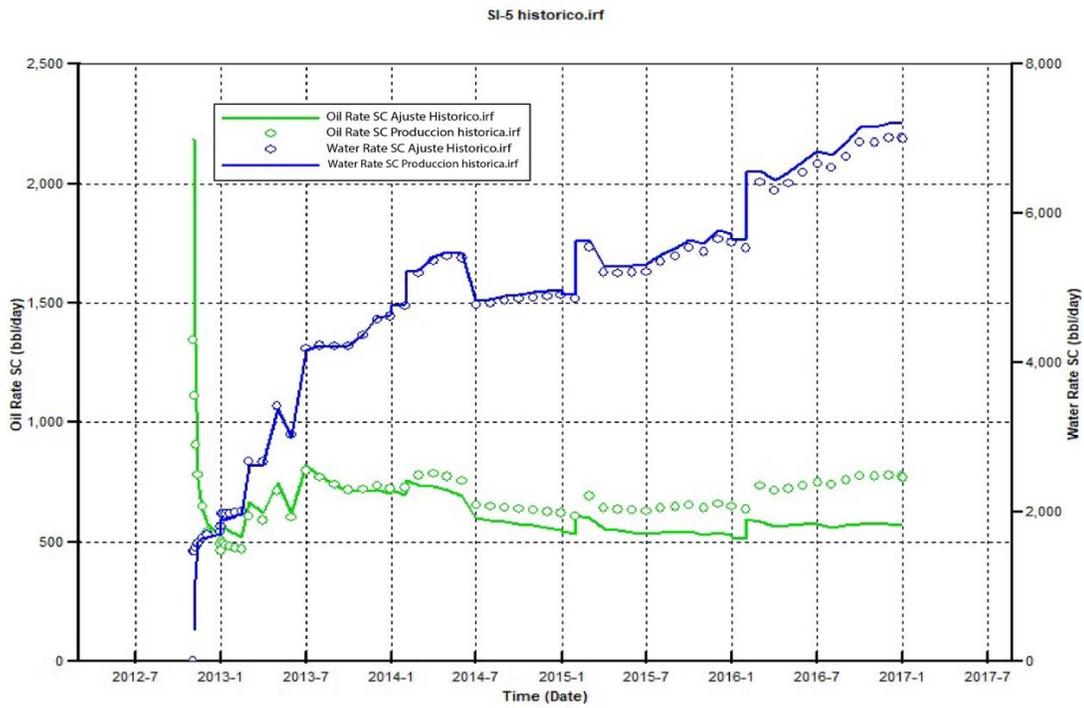


Figura 28. Ajuste histórico del pozo SI-5. Fuente: Simulador de CMG.

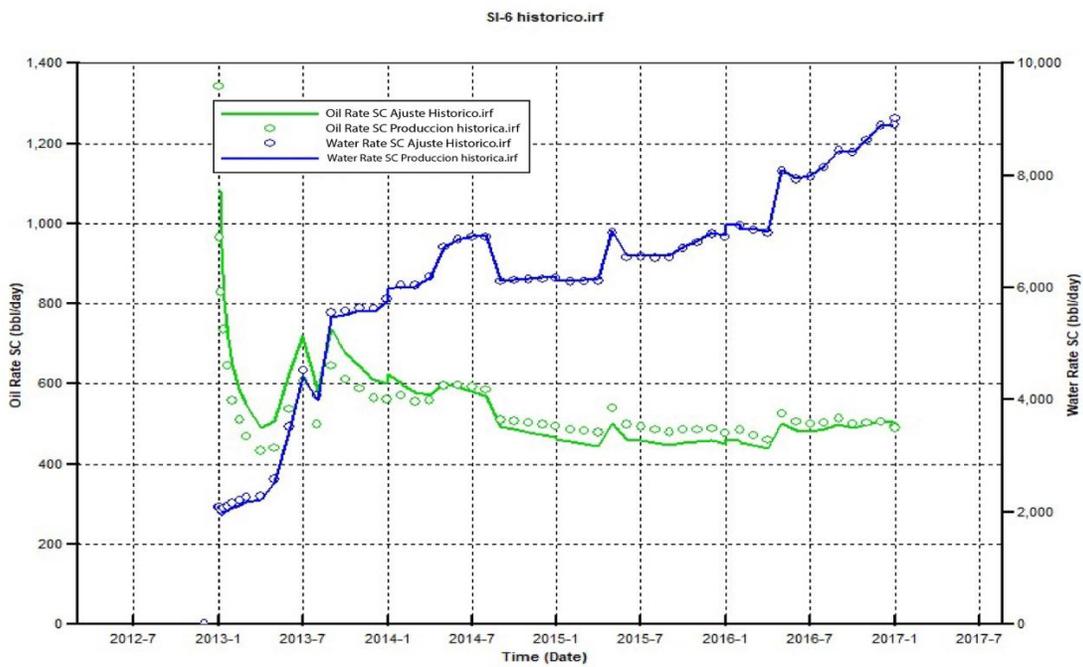


Figura 29. Ajuste histórico del pozo SI-6. Fuente: Simulador de CMG.

7.2. Caso Base

Una vez logrado el ajuste histórico se agregaron 10 años de *time step* mensual para conseguir una predicción que permita evaluar el comportamiento del modelo en función del tiempo. Con el objetivo de garantizar que los resultados de esta predicción fueran los más cercanos a la realidad, en la primera fecha de la predicción (la siguiente a la última del histórico) en los pozos productores se seleccionó como *constrain* de *BHP* (*Bottom Hole Pressure*) el último valor obtenido en el ajuste histórico de cada pozo. Este caso de predicción muestra cómo sería el comportamiento de la producción del campo si siguiera produciendo los 10 años adicionales sin ningún cambio en el esquema de explotación y sin realizar inyección de ningún tipo, por lo cual es la base a partir de la cual se evaluaron los cambios con los esquemas de explotación propuestos y con inyección de agua y surfactante. La figura 30 muestra la saturación del yacimiento a la última fecha de producción histórica desde una vista de planta (31-12-2016).

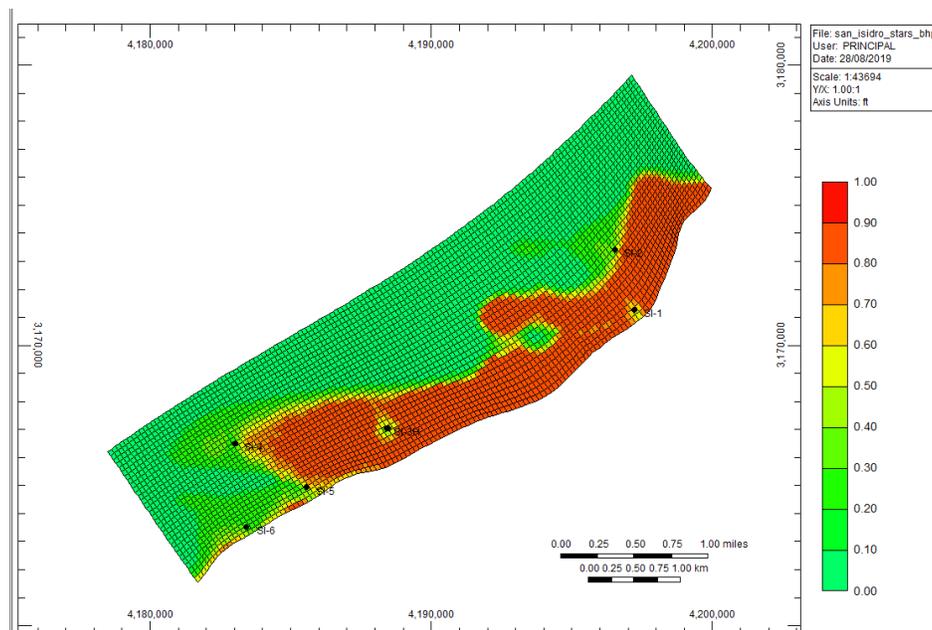


Figura 30. Saturación de aceite en la primera capa del yacimiento a la última fecha del histórico.

Fuente: Simulador de CMG

8. ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN EVALUADOS

Como se mencionó en el capítulo anterior el caso base hace referencia a la predicción de producción del campo si no se hiciera ninguna modificación con respecto a las condiciones iniciales, adicional a este se manejarán otros dos escenarios de producción con inyección de agua e inyección de surfactante. Una vez escogido el mejor esquema de explotación será evaluado en los tres escenarios de producción anteriormente mencionados.

La determinación del esquema de explotación a evaluar se dividió en dos etapas, una usando los pozos existentes en el campo y la segunda instalando nuevos pozos. Estas etapas a su vez están conformadas por diferentes esquemas de explotación que fueron evaluados en el escenario de producción correspondiente a inyección de agua a una tasa de 3000 BPD. Todos los resultados fueron comparados con el escenario caso base.

En la primera etapa se convirtieron los pozos productores a inyectores de forma individual y se evaluó el comportamiento de la producción en cada uno de los 6 esquemas de explotación resultantes. En la segunda etapa se planteó la instalación de nuevos pozos proponiendo tres esquemas de explotación relacionados entre sí. En el primer esquema se propusieron 5 pozos inyectores, sin embargo, los resultados mostraron la necesidad de cambiar la ubicación de uno de los pozos. Los resultados de este cambio de ubicación corresponden al segundo esquema a partir del cual se determinó convertir uno de los pozos inyectores a productores dando origen al tercer esquema, que finalmente fue escogido como el esquema de explotación a evaluar. Una vez determinado el

mejor esquema se realizaron corridas a distintas tasas de inyección para determinar la tasa óptima para cada uno de los escenarios de producción.

Etapa 1: Conversión de pozos productores a inyectores

En la primera etapa se evaluó la posibilidad de convertir los pozos productores SI-1, SI-2, SI-3H, SI-4, SI-5 y SI-6 existentes en el campo en pozos inyectores. Para esto se realizaron seis corridas cada una con uno de los pozos productores como inyector y los demás produciendo.

La figura 31 muestra los resultados de producción acumulada de aceite para cada corrida comparado con el caso base, donde es posible observar que no existe ninguna influencia positiva en la producción, por lo tanto, esta opción no fue viable y se continuó con la evaluación de la segunda etapa.

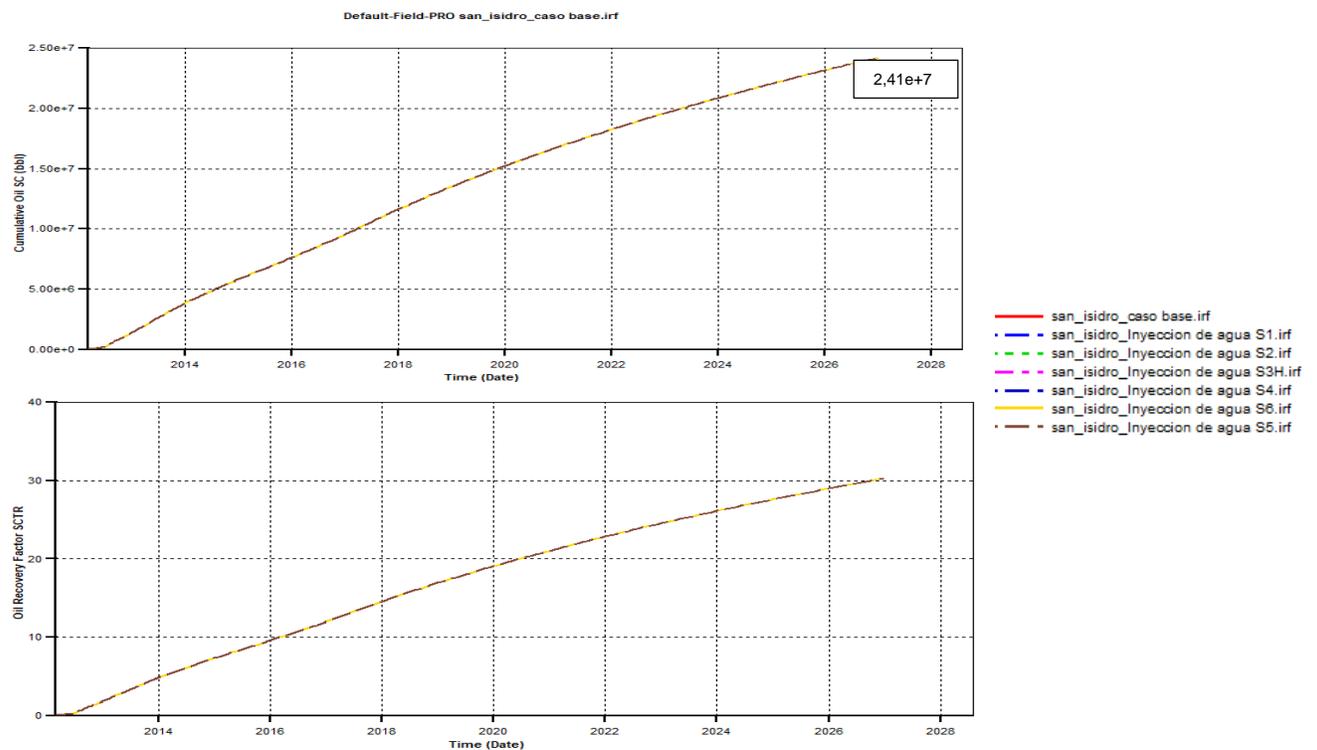


Figura 31. Producción acumulada de aceite (arriba) y factor de recobro (abajo). Esquema de pozos productores a inyectores. Fuente: Simulador de CMG

Etapa 2: Nuevos pozos inyectores propuestos

Para la segunda etapa se plantearon tres esquemas de explotación. La tabla 9 sintetiza el arreglo de pozos y los resultados de producción de aceite al final de los 10 años de predicción para cada uno de los esquemas de explotación de la etapa 2.

Esquema	Arreglo de pozos	Resultados de producción de aceite (BPY)
Caso Base	6 pozos productores (SI-1, SI-2, SI-3H, SI-4, SI-5, SI-6)	24.114.000 FR: 30.3 %
1	6 pozos productores (SI-1, SI-2, SI-3H, SI-4, SI-5, SI-6) 5 pozos inyectores (SI-13, SI-14, SI-15, SI-16, SI-17)	25.650.000 FR: 32.2%
2	Cambio de posición del pozo SI-16 6 pozos productores (SI-1, SI-2, SI-3H, SI-4, SI-5, SI-6) 5 pozos inyectores (SI-13, SI-14, SI-15, SI-16, SI-17)	25.811.100 FR: 32.3%
3	Conversión de pozo SI-15 de inyector a productor 7 pozos productores (SI-1, SI-2, SI-3H, SI-4, SI-5, SI-6, SI-16) 4 pozos inyectores (SI-13, SI-14, SI-15, SI-17)	35.631.500 FR: 44.4%

Tabla 9. Síntesis de esquemas de explotación de la segunda etapa.

Como primer esquema de explotación se propusieron los pozos SI-13, SI-14, SI-15, SI-16 y SI-17 como nuevos pozos inyectores, los cuales fueron ubicados teniendo en cuenta principalmente 3 parámetros: Saturación de aceite, ubicación espacial y conexión hidráulica.

Teniendo en cuenta las zonas con mayor saturación de aceite se seleccionaron las dos primeras capas del yacimiento como las mejores zonas para ubicar las perforaciones de los pozos inyectores.

De las zonas de mayor saturación se seleccionaron las mejores ubicaciones de tal forma que la distribución de los pozos inyectores fuera equidistante con respecto a los 6 pozos productores que se querían influenciar.

Para garantizar la conexión entre inyectores y productores se tomó como referencia la profundidad de los perforados de los pozos productores para determinar las capas en las que se encontraban y así seleccionar la posición exacta de los perforados de los inyectores de forma que coincidiera con los primeros parámetros analizados además de estar estructura abajo con respecto a los productores. Hasta la fecha en el campo no se han detectado fallas internas que afecten los pozos, y esto sumado a los resultados obtenidos de la corrida en *results 3D* donde se muestra un barrido de los pozos inyectores a los pozos productores, permite evidenciar una adecuada interconexión hidráulica entre ellos.

En la figura 32 se muestra una vista de planta en 3D del yacimiento para el caso base en la última fecha de predicción donde se evidencian dos de los criterios de selección usados: ubicación espacial de los pozos inyectores (marcados con punto morado) y saturación de aceite, donde el color verde representa el mayor valor de saturación de aceite y el color azul la menor saturación de aceite.

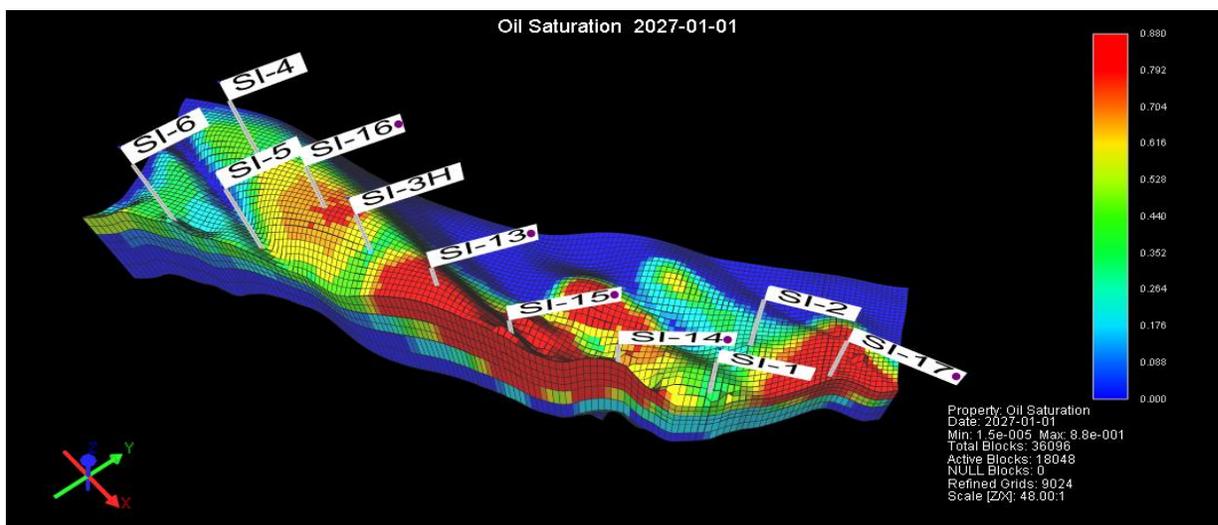


Figura 32. Saturación de aceite del caso base con la ubicación de los pozos del esquema de explotación 1. Fuente: Simulador de CMG

En las figuras 33 y la figura 34 muestran los cambios en la producción de aceite y agua respectivamente, comparados con el caso base. El incremento en la producción de aceite producto de la inyección muestra la influencia positiva que tiene el primer esquema.

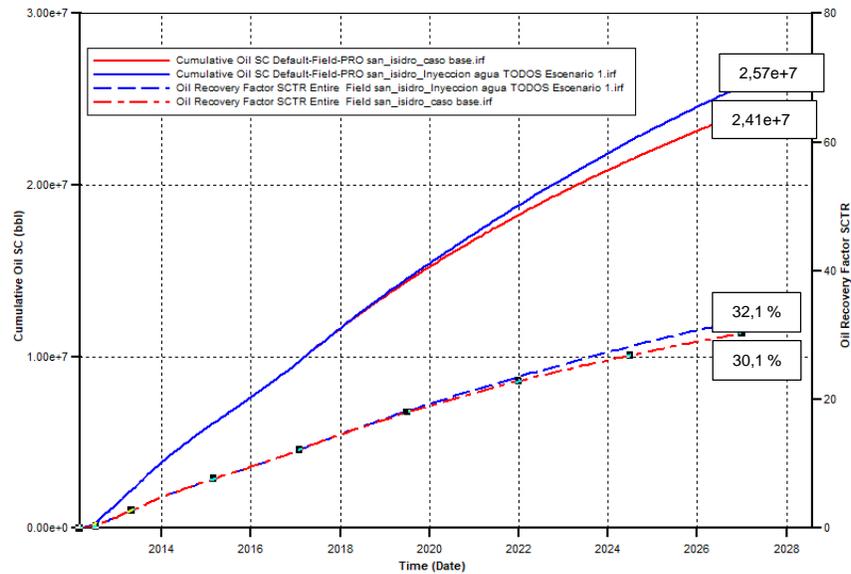


Figura 33. Producción acumulada de aceite, esquema 1.
Fuente: Simulador de CMG

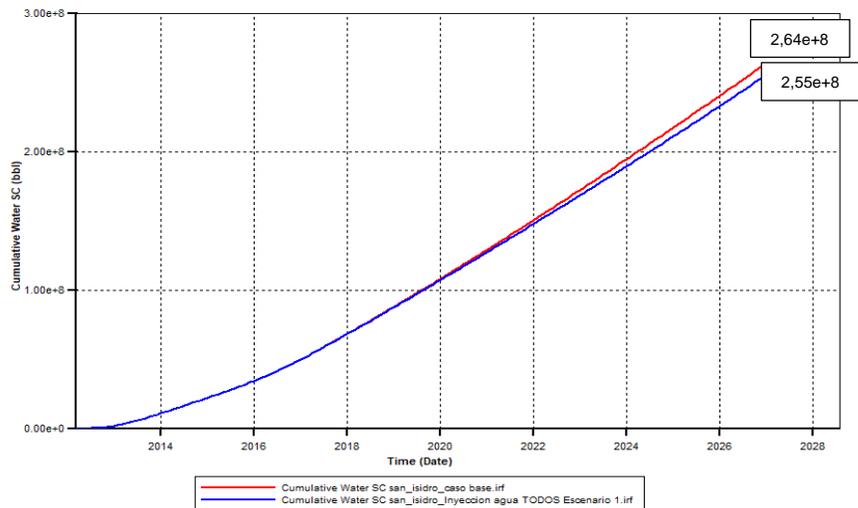


Figura 34. Producción acumulada de agua, esquema 1.
Fuente: Simulador de CMG

Con el fin de garantizar que todos los pozos inyectoros propuestos representan aumentos significativos en la producción se realizaron corridas de simulación variando cada pozo como único inyector y verificando en los resultados la influencia sobre sus respectivos pozos productores cercanos.

Estos resultados permitieron determinar como se muestra en la figura 35 que la ubicación del pozo SI-16 no representa una ganancia significativa en la producción de aceite, además, teniendo en cuenta que el sólo efecto de la producción de los pozos productores de esa zona permite un barrido considerable de aceite como se muestra en la figura 32 (Ubicación de los pozos del esquema de explotación 1), se decidió cambiar la ubicación del pozo a una zona con mayor saturación de aceite, esperando así obtener mayor ganancia en la producción.

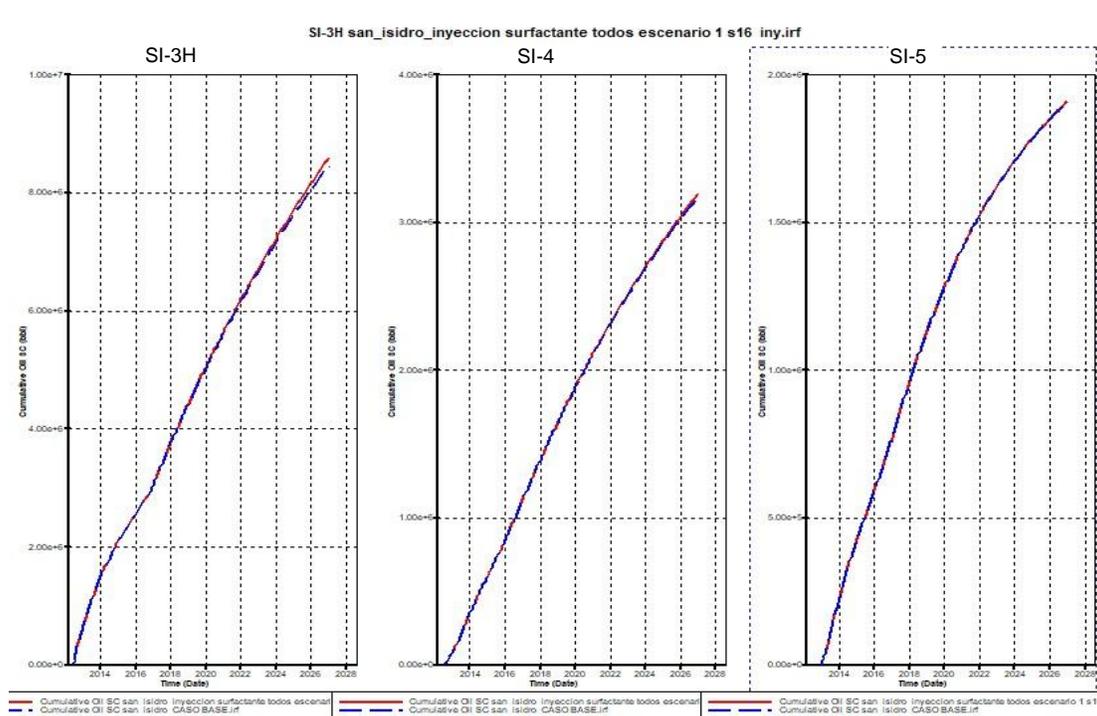


Figura 35. Producción acumulada de aceite, esquema 1, solo SI-16 inyectando.
Fuente: Simulador de CMG

Con el cambio de posición del pozo SI-16 se obtiene un segundo esquema de explotación en el que los resultados de la producción incrementaron como se muestra en la figura 36.

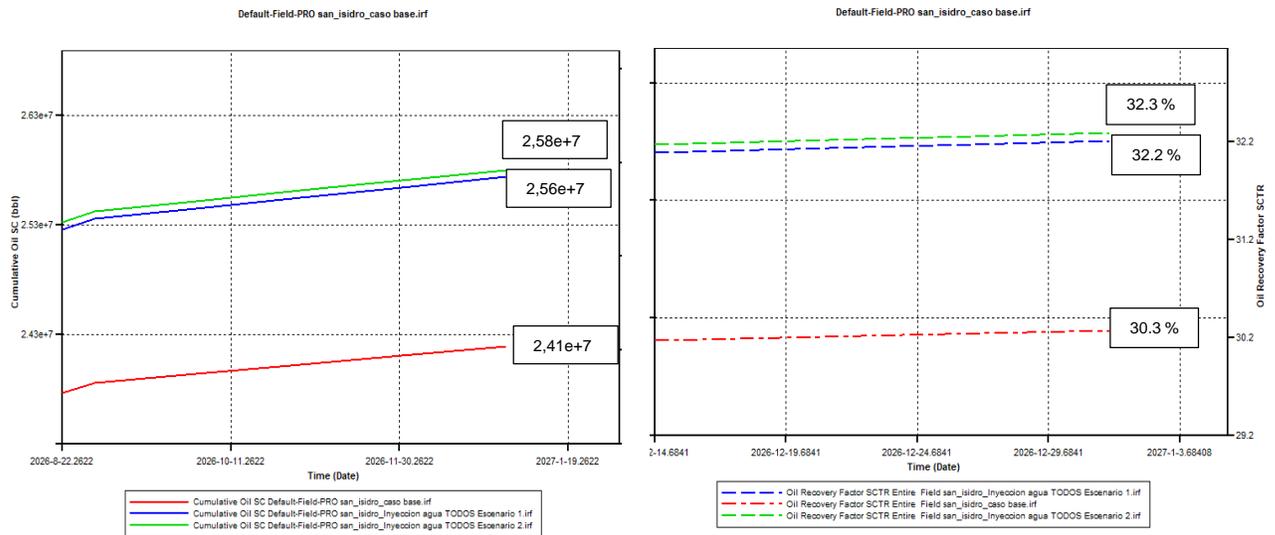


Figura 36. Producción acumulada de aceite (izquierda) y Factor de recobro (derecha). Caso base, esquema 1 y 2. Fuente: Simulador de CMG

Con el objetivo de incrementar aún más la producción de aceite se propuso un tercer esquema de explotación en el que el pozo SI-15 pasó de ser inyector a ser productor, esto teniendo en cuenta la saturación de aceite de la zona pues como se muestra en la figura 37 a la última fecha de la predicción aún quedan zonas con alta saturación de aceite (rojo), adicional a esto la ubicación geológica (estructura arriba) y espacial (entre dos pozos inyectores) del pozo evidencian características de ser un potencial productor.

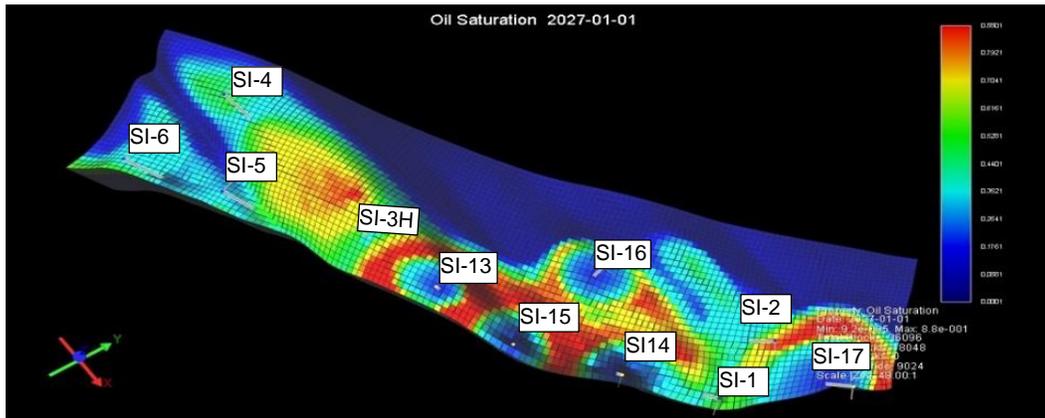


Figura 37. Saturación de aceite, esquema 2, Última fecha de predicción, Fuente: Simulador de CMG

Como se puede observar en la figura 38 este cambio representa una gran ganancia en la producción con respecto al segundo esquema de explotación.

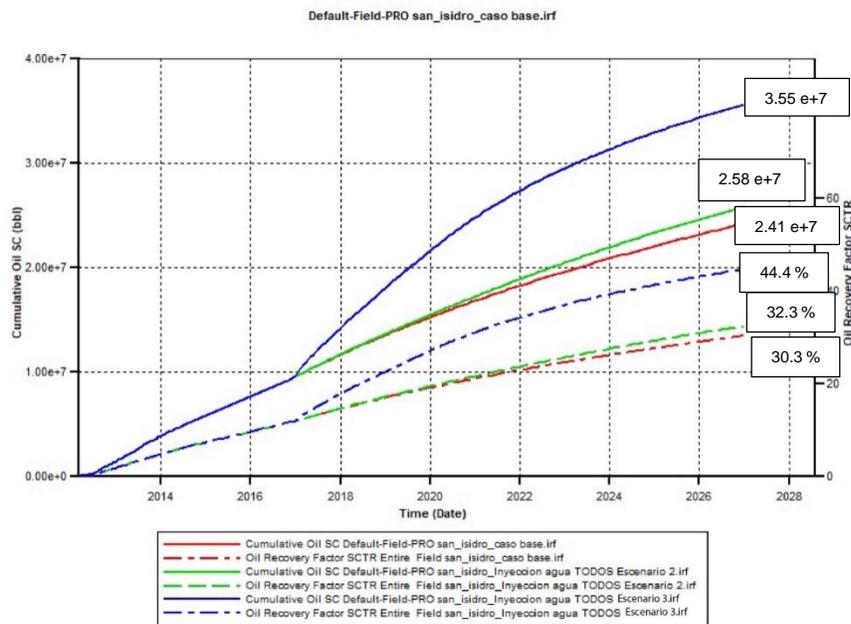


Figura 38. Producción acumulada de aceite caso base, esquema 2 y 3. Fuente: Simulador de CMG

En la figura 39 se puede observar como a la última fecha de la predicción existe un mejor barrido de aceite en la zona donde antes el SI-15 actuaba como inyector,

donde el color rojo representa el máximo valor de saturación de aceite y el color azul el mínimo valor. Estos resultados evidencian que el esquema 3 es el mejor esquema de explotación comparado con los primeros planteados y por lo cual es escogido como el esquema sobre el cual se realizará la comparación entre los tres escenarios de producción y el respectivo análisis económico para determinar la viabilidad del proyecto.

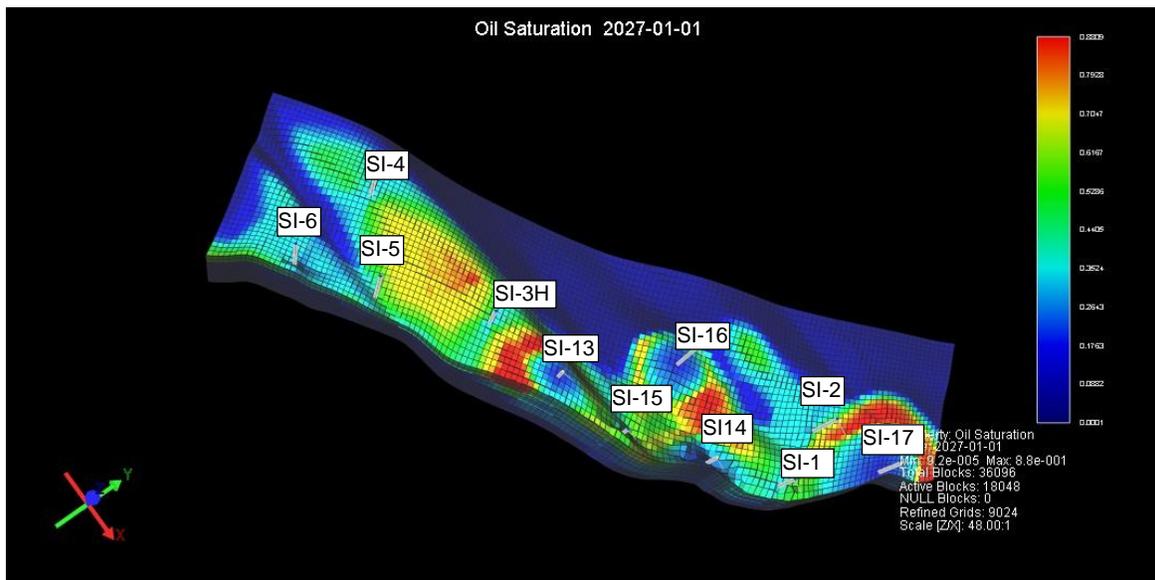


Figura 39. Saturación de aceite, esquema 3, Última fecha de predicción.
Fuente: Simulador de CMG

Tasa de inyección óptima

Se determinó la tasa de inyección que proporcione los mejores resultados tanto para el escenario de inyección de agua como para el escenario de inyección de surfactante. Para esto se realizaron corridas con tasa de inyección de 2000, 4000, 5000, 6000, 7000 y 8000 barriles por día en ambos escenarios, donde se tomaron como criterios de selección los resultados de producción y el valor máximo de

BHP en los pozos teniendo en cuenta que el valor límite de *BHP* asumido es de 4000 psi puesto que la presión de fractura del yacimiento es 4500 psi.

En la figura 40 se puede observar que en el caso de inyección de agua la mayor producción de aceite se obtiene a una tasa de inyección de 8000 BPD y una *BHP* máxima de 2510,34 psi, por lo cual este valor será usado como tasa de inyección de agua.

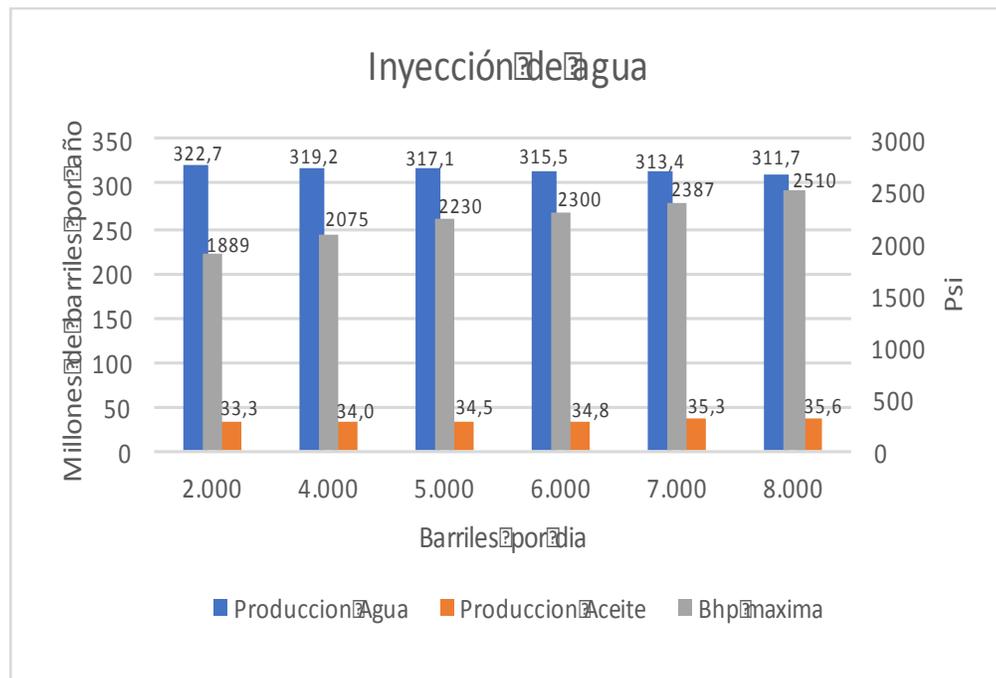


Figura 40. Comportamiento de la producción de agua, aceite y BHP máximo a distintas tasas de inyección de agua
Fuente: Autoras

En la figura 41 se muestran los resultados de las distintas tasas de inyección para el caso de inyección de surfactante, en donde se seleccionó 7000 BPD como tasa de inyección óptima de surfactante, debido a que es la que representa mayor producción de aceite sin sobrepasar el límite de *BHP*.

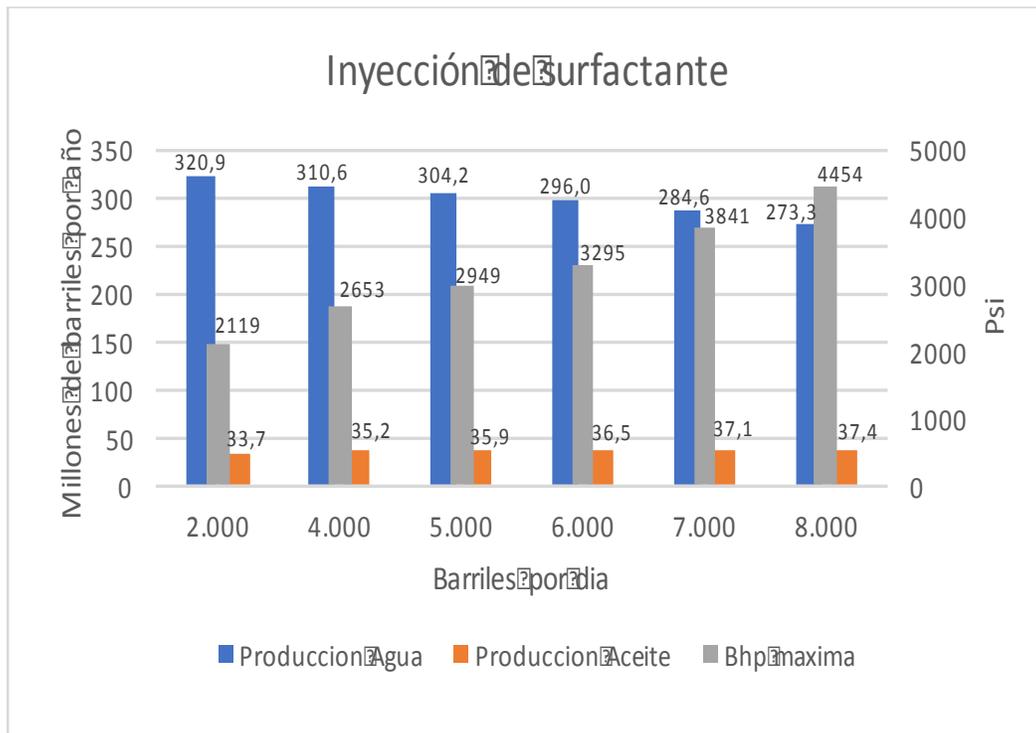


Figura 41. Comportamiento de la producción de agua, aceite y BHP máximo a distintas tasas de inyección de surfactante
Fuente: Autoras

9. ANALISIS DE RESULTADOS

Una vez determinadas las tasas optimas se realizaron las corridas de simulación del tercer esquema de explotación para comparar el comportamiento de producción en los tres escenarios mencionados con anterioridad.

La figura 42 muestra los resultados de producción de crudo, donde se puede observar un incremental al final de los diez años de predicción de 11,152,568 Bls entre el caso base y la inyección de agua y de 12,631,790 Bls entre el caso base y la inyección de surfactante, lo que representa un aumento de producción de aceite de aproximadamente 13% en la inyección de surfactante con respecto a la inyección de agua, confirmando como se esperaba una producción mayor al usar surfactante, debido a que este actúa incrementando el número capilar y modificando parámetros como mojabilidad, tensión interfacial y saturación.

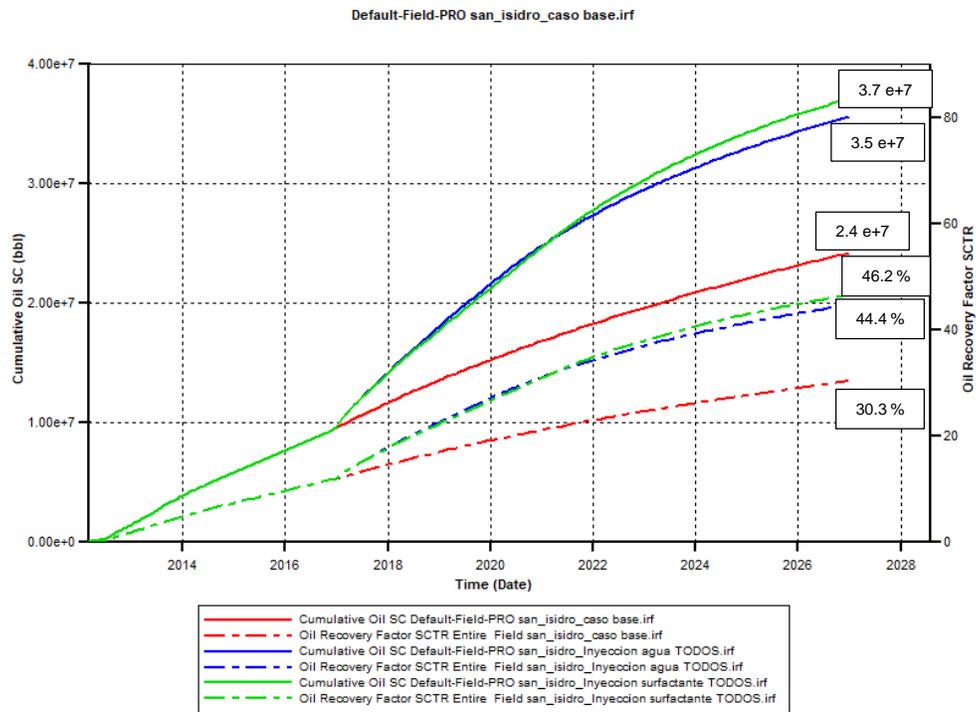


Figura 42, Producción acumulada de aceite caso base, inyección de agua e inyección de surfactante

La formulación química a base de surfactante altera la mojabilidad y al modificarla logra la imbibición de la fase inyectada, favoreciendo el drenaje de crudo permitiendo así que este se mueva con mayor facilidad. Además, al ubicarse en la interfaz de los dos fluidos ocasiona la disminución de la tensión interfacial. Otro factor influenciado es la saturación de crudo en la cara de los pozos productores pasando de tener valores bajos a altos, ya que cuando el surfactante alcanza las zonas lejanas de alta saturación, desprende el crudo formando un banco suficientemente grande que es favorecido por fuerzas gravitacionales, acercándose a la cara de los pozos productores, aumentando la saturación de este en dicha zona; el aumento de saturación también ocurre en la escenario de inyección de agua pero en menor proporción debido a que su mecanismo de desplazamiento de crudo se basa únicamente en un movimiento de empuje hidráulico tipo pistón que tiende a canalizarse rápidamente.

El número capilar es la razón de las fuerzas viscosas sobre las fuerzas capilares, siendo las fuerzas viscosas predominadas por la viscosidad y las fuerzas capilares por la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre la roca y el fluido que la contacta. A valores altos de numero capilar la eficiencia de desplazamiento del crudo mejora y a su vez se obtiene una mayor producción de este ^[12], la formulación química a base de surfactantes logra incrementar el número capilar al actuar directamente en las fuerzas capilares donde disminuye la tensión interfacial y favorece el ángulo de contacto entre la roca y el crudo debido a la alteración de la mojabilidad por contacto del fluido inyectado.

En la figura 43 se observa cómo en los tres primeros años de producción existe mayor producción de crudo al inyectar agua, esto se debe como se mencionó anteriormente, a la diferencia entre los mecanismos de desplazamiento de los dos

escenarios de producción (inyección de agua e inyección de surfactante), pues para el caso del surfactante hasta no existir un banco de crudo lo suficientemente grande éste no se moverá hacia los pozos productores.

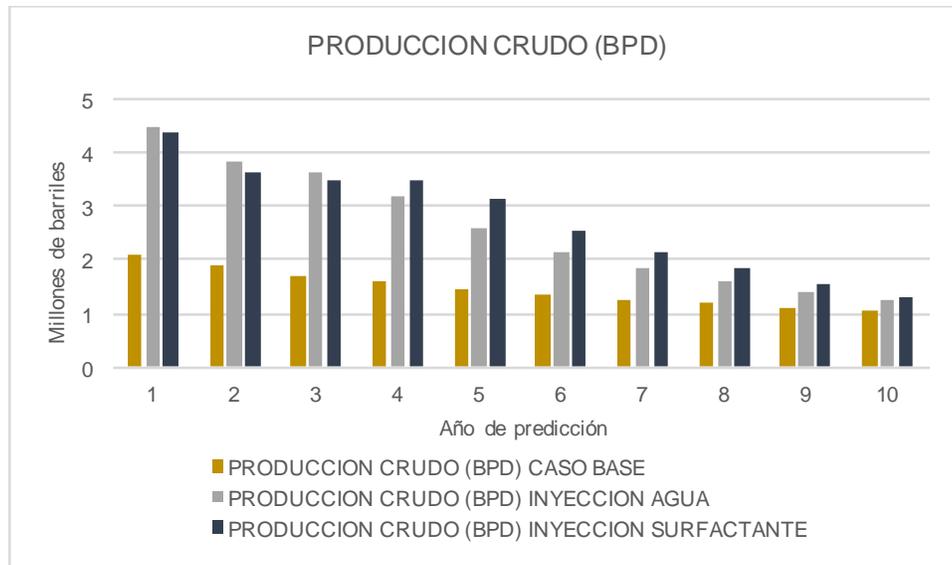


Figura 43. Producción anual de crudo caso base, inyección de agua e inyección de surfactante.

Fuente: Autoras

A partir del 2020 el comportamiento de la producción de aceite con inyección de surfactante es mayor que la producción con inyección de agua, como se evidencia en la figura 42 (Producción acumulada de aceite caso base, inyección de agua e inyección de surfactante) esta diferencia es mucho mayor a partir del 2022. Lo cual se debe principalmente a que para el 2022 el surfactante ya ha abarcado una mayor área del yacimiento y en dicha zona se manifiesta la alteración de la mojabilidad, además a partir de esta fecha el banco de crudo es lo suficientemente grande para mostrar una mayor diferencia entre la producción.

El incremento en la producción de aceite con respecto al caso base se ve reflejado en la disminución de la saturación de aceite al finalizar el tiempo de inyección tanto de agua como de surfactante, siendo mucho mayor el cambio en esta última como se muestra en la figura 44 donde el color rojo representa el mayor valor de saturación de aceite y el color azul el menor valor de saturación.

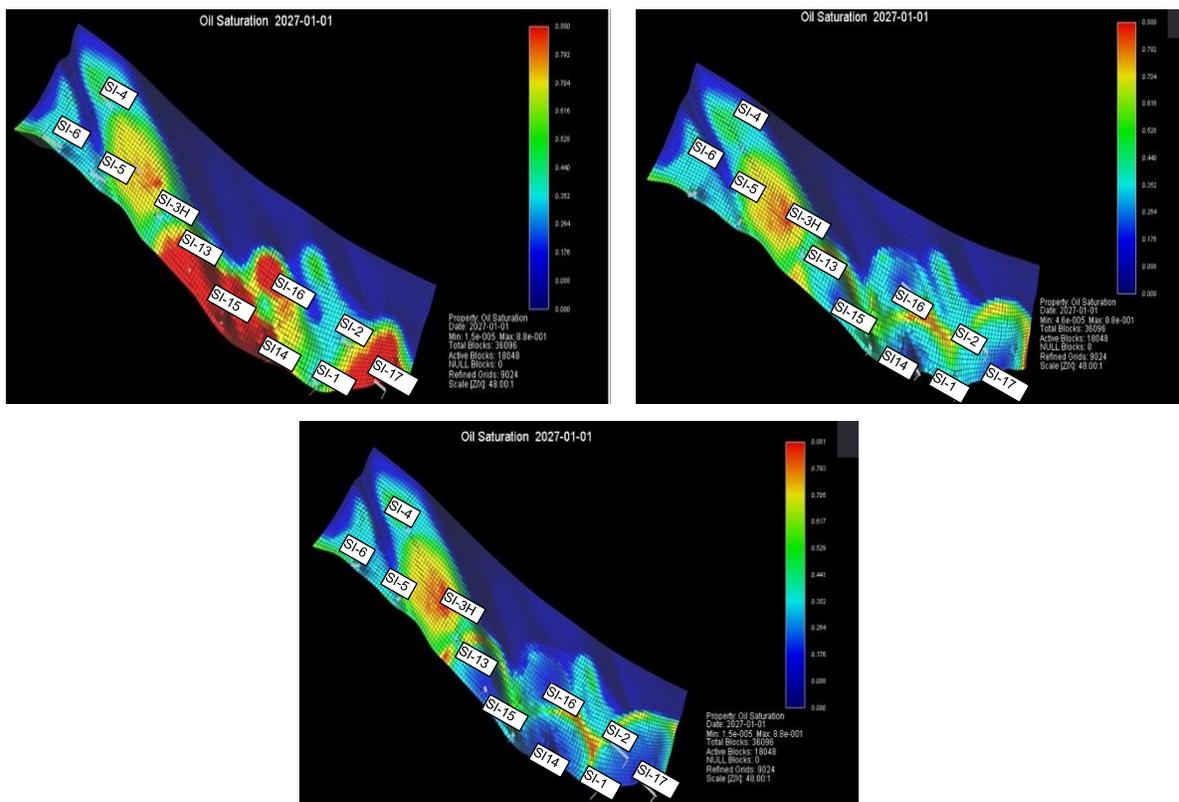


Figura 44. Saturación de aceite caso base (izquierda), saturación de aceite escenario 3 inyección de agua (derecha) y saturación de aceite escenario 3 inyección de surfactante (abajo) a la última fecha de predicción
Fuente: Simulador CMG

La figura 45 muestra los resultados de producción de agua para los escenarios de producción. El aumento en la producción de agua con respecto al caso base se debe principalmente a dos factores. En primer lugar, a la nueva producción del

pozo SI-15 y en segundo lugar al efecto de la inyección. Adicionalmente se puede observar una disminución de 27,086,075 Bls en la inyección de surfactante con respecto a la inyección de agua, lo que equivale a una reducción en la producción de agua de aproximadamente un 10 %, esto ocurre debido a que en primer lugar el surfactante actúa alterando la mojabilidad del yacimiento haciendo que la movilidad del agua disminuya, en segundo lugar como se aumentó la saturación de crudo en la cara del pozo disminuye en mayor proporción la saturación de agua y por ultimo no existe canalización de agua como si ocurre en inyección de agua.

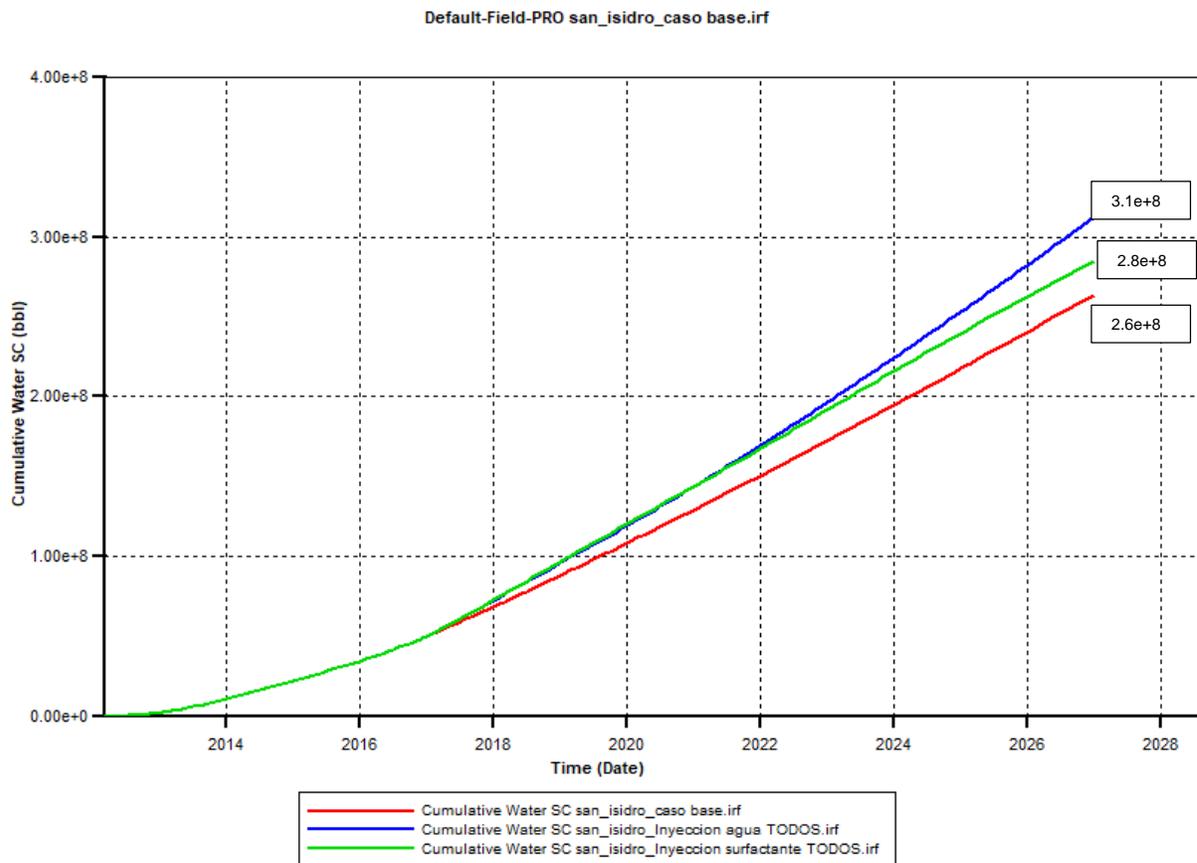


Figura 45. Producción acumulada de agua caso base, inyección de agua e inyección de surfactante.

Fuente: Simulador CMG

Esta disminución del 10% en la producción de agua total del campo evidencia la eficiencia del esquema de explotación propuesto, donde los pozos SI-1, SI-2 y SI-3H están siendo afectados directamente por el esquema de inyección, son los que mayor contribución generan al porcentaje de reducción total de agua, mientras que los pozos restantes al no estar directamente afectados no representan un cambio tan evidente, como se puede observar en la tabla 10.

POZOS	% DE REDUCCIÓN DE AGUA
SI-1	39,36
SI-2	27,36
SI-3	8,14
SI-4	0,00
SI-5	0,00
SI-6	0,02

Tabla 10. Comparativo de porcentaje de reducción de agua por pozo entre escenario de inyección de agua y escenario de inyección de surfactante.

Adicionalmente a los datos anteriormente mencionados es necesario tener en cuenta la influencia de poner en producción un pozo nuevo, como el pozo SI-15, ya que este pozo produce una gran cantidad de crudo pero a su vez una gran cantidad de agua, por lo que a pesar de lo altos porcentajes de reducción de agua alcanzados por los pozos influenciados por el esquema (SI-1, SI-2 y SI-3H), la producción adicional de agua del SI-15 disminuye el porcentaje de reducción de producción total de agua del campo. Si se omitiera la producción de agua de este pozo en particular, la reducción sería por el orden de 70%. Para ver la influencia de este pozo en la producción total se determinó el porcentaje de aporte en los escenarios de producción tomando como referencia la producción de los pozos SI-1, SI-2 y SI-3H pues como se dijo anteriormente son los que mayor porcentaje de reducción generan.

En la tabla 11 es posible observar que la producción de agua del pozo SI-15 es muy similar al total de la producción de los pozos SI-1, SI-2 y SI-3H, demostrando el por qué al realizar el análisis individualmente por pozo se ve una mayor reducción en la producción de agua que al analizar los resultados totales del campo. Sin embargo, los resultados siguen siendo satisfactorios y muestran claramente la eficiencia del esquema propuesto obteniendo los mejores resultados con la inyección de surfactante.

Pozo	Producción inyección agua	% aporte	Producción inyección surfactante	% aporte
SI-1, SI-2, SI-3	93,040,924	59,52	70,810,281	54,79
SI-15	63,267,875	40,48	58,418,134	45,21
Total	156,308,799	100	129,228,416	100

Tabla 11. Producción de agua y porcentaje de aporte de los pozos SI-1, SI-2, SI-3, y SI-15,

Como se puede observar en la figura 46, en los tres primeros años en los cuales anteriormente se mencionó una menor producción de aceite al inyectar surfactante, también existe mayor producción de agua. Esto se debe principalmente a que en estos primeros años parte del agua en la inyección de surfactante se canaliza aumentando la producción de agua mientras ocurre la formación de un banco suficientemente grande de crudo. Durante este periodo el agua gobierna el medio poroso haciendo más fácil su movilidad, pero a partir del año 4 el surfactante empieza a reducir la cantidad de agua que en los años anteriores se estaba canalizando, reduciendo considerablemente la producción de ésta con respecto a la inyección de agua, pues para este momento la zona del yacimiento en la que se alteró la mojabilidad, es lo suficientemente grande, por lo que es más difícil para el agua moverse.

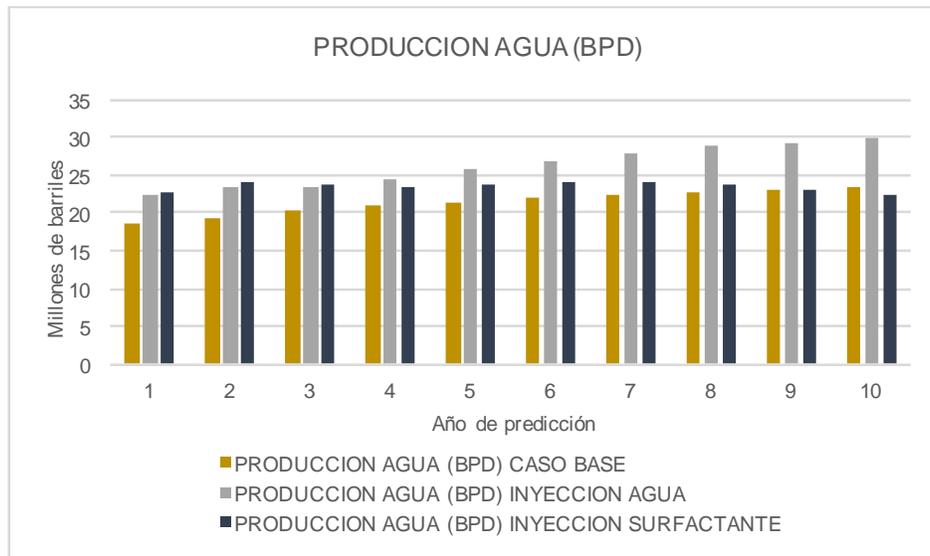


Figura 46. Producción de agua para los escenarios de producción.
Fuente: Autoras

La figura 47 muestra el balance energético del agua para el yacimiento estudiado en los escenarios de inyección de agua e inyección de surfactante, donde es posible observar que después de la inyección es mayor la cantidad de agua que permanece en el yacimiento al inyectar surfactante que al inyectar agua, esto equivale aproximadamente a una eficiencia de barrido del 80% y 60% respectivamente, reafirmando como los resultados anteriormente obtenidos los beneficios al inyectar surfactante. Adicionalmente un porcentaje mayor de eficiencia de barrido representa una menor producción de agua lo que a su vez conlleva a una mayor producción de crudo.

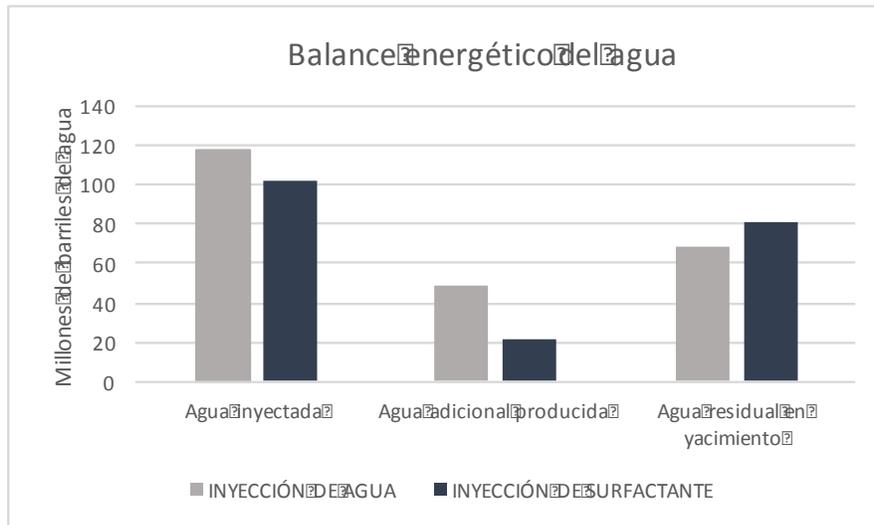


Figura 47. Balance energético del agua en escenarios de inyección
Fuente: Autoras

En cuanto al factor de recobro como se muestra en la figura 48 es evidente que al realizar inyección en el campo se obtienen resultados positivos en el aumento del factor de recobro.

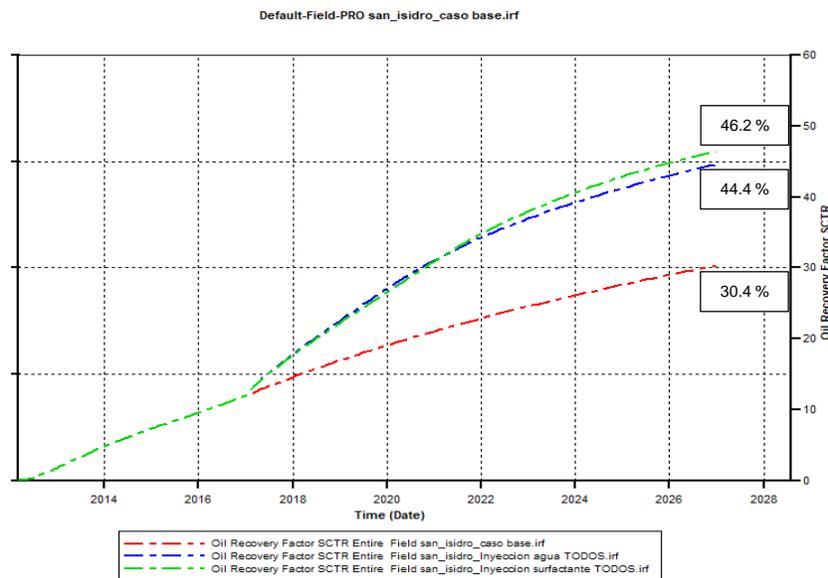


Figura 48. Comportamiento del factor de recobro caso base, inyección de agua e inyección de surfactante.
Fuente: Simulador de CMG

En la tabla 12 se muestran los valores de factor de recobro para los escenarios de producción únicamente de los 10 años de predicción. A la última fecha de producción histórica del campo se tenía un factor de recobro del 12% el cual es menor al factor de recobro promedio de Colombia (19%). Teniendo como referencia el valor alcanzado hasta la producción histórica del campo, para el caso base el factor de recobro aumenta en 1,5 veces, para la inyección de agua en 2,7 veces y para la inyección de surfactante en 2,85 veces, donde el mayor factor de recobro es obtenido con la inyección de surfactante, generando un impacto positivo en las reservas del campo y a su vez en las reservas del país.

CASOS	CASO BASE	INYECCIÓN DE AGUA	INYECCIÓN DE SURFACTANTE
FACTOR DE RECOBRO INCREMENTAL	18,38 %	32,54 %	34,38 %

Tabla 12. Factor de recobro caso base, inyección de agua e inyección de surfactante

10. ANALISIS FINANCIERO

Para determinar la viabilidad de la implementación del esquema de explotación propuesto se realizará un estudio económico simple, relacionando los resultados de producción obtenidos de las simulaciones y los costos tanto de CAPEX como de OPEX suministrados por la compañía, para los tres escenarios de producción.

Análisis de costos de inversión (CAPEX)

En esta sección se incluyen todos los costos en los que incurre la compañía para poner en marcha el proyecto, En el sector petrolero los costos de inversión corresponden a los costos de perforación de pozos para la extracción de crudo ya sea productores o inyectores, así como las facilidades de producción entre otros costos. Para el caso del proyecto evaluado se tomarán como únicos costos los correspondientes a los nuevos pozos requeridos, las facilidades y demás servicios necesarios no serán incluidos en el análisis económico. El costo estimado por la compañía para un pozo productor es de US\$ 650,000 y para un pozo inyector es US\$ 500,000.

Bajo la premisa que durante los años de producción histórica el agua de producción se inyectaba en pozos *disposal* en el yacimiento, se procedió a determinar la necesidad de nuevos pozos *disposal* para los 10 años de predicción estudiados, para los tres escenarios de producción.

En la tabla 13 se muestran los requerimientos año a año de nuevos pozos para *disposal*.

Periodo (Anual)	# Pozos Caso Base	# Pozos Inyección de Agua	# Pozos Inyección de Surfactante
0	0	2	2
1	1	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	1	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	1	0	0
8	0	1	0
9	0	0	0
10	0	0	0
TOTAL	2	4	2

Tabla 13. Pozos requeridos para caso base, inyección de agua e inyección de surfactante

El costo de inversión inicial corresponde al costo de los 4 pozos inyectoros para recobro, el pozo productor (propuestos en el esquema de explotación 3) y los inyectoros disposal necesarios para cada caso más 1 pozo backup, incluyendo una tasa de interés del 2%. La tabla 14 muestra el costo de inversión inicial para cada caso.

Periodo (Anual)	Caso Base	Inyección Agua	Inyección Surfactante
0	1,530,000	5,253,000	4,233,000

Tabla 14. Inversión inicial caso base, inyección de agua e inyección de surfactante

Análisis de costos de operación (OPEX)

En esta sección se incluyen todos los costos necesarios para el mantenimiento y funcionamiento de la operación, para la producción y el correcto desenlace del sistema. Los costos relacionados con el presente proyecto corresponden a los costos de producción, inyección y transporte de crudo.

La compañía estima un valor 1,048 USD/Barril de fluido como Lifting Cost (Costo de levantamiento), por lo que para el presente proyecto se adjudica un valor correspondiente al levantamiento de barriles de aceite y uno al agua. En cuanto a la inyección se tendrá en cuenta que el agua de producción será usada para la inyección como método de recobro y el excedente de agua se dispondrá en los pozos disposal instalados, el costo de inyección de solo agua es de 1,055 USD/Barril y el de la inyección con surfactante es de 1,955 USD/Barril. El costo de transporte de crudo corresponde a 5 USD/Barril.

Las tablas 15, 16 y 17 muestran el costo total de levantamiento en los escenarios de producción para cada año. Además, se incluyen los resultados de producción incremental producto de la inyección.

Periodo (Anual)	BOPY	BWPY	LIFTING COST TOTAL (USD)
1	2,095,791	18,605,639	17,747,041
2	1,888,394	19,456,883	18,761,943
3	1,712,204	20,227,503	19,684,106
4	1,585,683	20,898,794	20,474,531
5	1,459,781	21,380,375	21,072,337
6	1,348,319	21,882,201	21,683,536
7	1,263,223	22,296,039	22,184,360
8	1,187,784	22,736,809	22,706,979
9	1,107,924	23,040,249	23,091,621
10	1,037,861	23,371,931	23,498,597

Tabla 15. Costo de levantamiento del caso base

Periodo (Anual)	BOPY	BWPY	PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE CRUDO (BOPY)	LIFTING COST TOTAL (USD)
1	4,462,553	22,492,566	2,366,762	20,443,973
2	3,818,489	23,413,410	1,930,095	21,657,745
3	3,614,957	23,358,450	1,902,753	21,706,638
4	3,209,161	24,383,250	1,623,478	22,972,766
5	2,599,757	25,745,609	1,139,977	24,756,628
6	2,144,439	26,911,156	796,120	26,287,252
7	1,842,423	27,837,823	579,200	27,482,898
8	1,614,206	28,730,124	426,422	28,597,465
9	1,422,006	29,363,432	314,082	29,420,287
10	1,268,069	29,979,692	230,208	30,197,641

Tabla 16. Costo de levantamiento de la inyección de agua

Periodo (Anual)	BOPY	BWPY	PRODUCCION INCREMENTAL DE CRUDO (BOPY)	LIFTING COST TOTAL (USD)
1	4,381,731	22,663,709	2,285,940	20,647,464
2	3,639,620	23,949,914	1,751,227	22,291,561
3	3,478,872	23,714,511	1,766,668	22,139,785
4	3,460,470	23,458,286	1,874,787	21,890,120
5	3,123,453	23,774,813	1,663,673	22,402,841
6	2,553,732	24,249,074	1,205,413	23,246,708
7	2,152,274	24,218,069	889,052	23,493,142
8	1,834,085	23,701,019	646,301	23,192,663
9	1,546,961	22,998,962	439,038	22,686,045
10	1,303,115	22,401,168	265,254	22,260,911

Tabla 17. Costo de levantamiento de la inyección de surfactante

Para los costos de inyección de agua se tuvo en cuenta que en el caso base, toda el agua de producción es inyectada en los pozos *disposal* a una tasa de inyección de 9000 BPD, este valor se obtuvo asumiendo la capacidad de inyección como

igual a la capacidad de producción de los pozos. Para la inyección de agua y surfactante la tasa de inyección en los pozos para recobro como se determinó anteriormente es de 8000 y 7000 barriles por día respectivamente, el excedente de agua de producción se inyecta en los pozos disposal a tasa de 9000 barriles por día. Las tablas 18, 19 y 20 muestran los costos de inyección para los escenarios de producción.

Periodo (Anual)	TASA DE INYECCION DISPOSAL (BPY)	COSTO TOTAL DE INYECCION DISPOSAL (USD)
1	18,605,639	32,522,657
2	19,456,883	34,010,631
3	20,227,503	35,357,674
4	20,898,794	36,531,092
5	21,380,375	37,372,895
6	21,882,201	38,250,087
7	22,296,039	38,973,477
8	22,736,809	39,743,942
9	23,040,249	40,274,356
10	23,371,931	40,854,135

Tabla 18. Costo de la inyección disposal caso base

Periodo (Anual)	TASA DE INYECCION RECOBRO (BPY)	TASA DE INYECCION DISPOSAL (BPY)	COSTO TOTAL DE INYECCION RECOBRO (USD)	COSTO TOTAL DE INYECCION DISPOSAL (USD)
1	11,680,000	10,812,566	20,416,640	18,900,365
2	11,680,000	11,733,410	20,416,640	20,510,000
3	11,680,000	11,678,450	20,416,640	20,413,930
4	11,680,000	12,703,250	20,416,640	22,205,281
5	11,680,000	14,065,609	20,416,640	24,586,684
6	11,680,000	15,231,156	20,416,640	26,624,060
7	11,680,000	16,157,823	20,416,640	28,243,875
8	11,680,000	17,050,124	20,416,640	29,803,617
9	11,680,000	17,683,432	20,416,640	30,910,638
10	11,680,000	18,299,692	20,416,640	31,987,862

Tabla 19. Costo de la inyección recobro y disposal para el escenario de inyección de agua

Periodo (Anual)	TASA DE INYECCION RECOBRO (BPY)	TASA DE INYECCION DISPOSAL (BPY)	COSTO TOTAL DE INYECCION RECOBRO (USD)	COSTO TOTAL DE INYECCION DISPOSAL (USD)
1	10,220,000	12,443,709	19,908,560	21,751,603
2	10,220,000	13,729,914	19,908,560	23,999,889
3	10,220,000	13,494,511	19,908,560	23,588,406
4	10,220,000	13,238,286	19,908,560	23,140,523
5	10,220,000	13,554,813	19,908,560	23,693,813
6	10,220,000	14,029,074	19,908,560	24,522,821
7	10,220,000	13,998,069	19,908,560	24,468,624
8	10,220,000	13,481,019	19,908,560	23,564,820
9	10,220,000	12,778,962	19,908,560	22,337,625
10	10,220,000	12,181,168	19,908,560	21,292,682

Tabla 20. Costo de la inyección recobro y disposal para el escenario de inyección de surfactante

En la tabla 21 se muestra el costo de transporte de crudo para los tres escenarios de producción.

COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO			
Periodo (Anual)	COSTO TOTAL DE CASO BASE (USD)	COSTO TOTAL DE INYECCIÓN DE AGUA (USD)	COSTO TOTAL DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE(USD)
1	10,478,957	22,312,767	21,908,657
2	9,441,968	19,092,443	18,198,102
3	8,561,019	18,074,785	17,394,358
4	7,928,417	16,045,806	17,302,350
5	7,298,904	12,998,787	15,617,267
6	6,741,596	10,722,195	12,768,661
7	6,316,113	9,212,114	10,761,372
8	5,938,920	8,071,030	9,170,425
9	5,539,618	7,110,030	7,734,807
10	5,189,305	6,340,346	6,515,576

Tabla 21, Costo de transporte de crudo para el caso base, la inyección de agua y la inyección de surfactante

Flujo de caja

En esta sección se tendrán en cuenta los ingresos obtenidos por la venta de crudo sin tener en cuenta las regalías, tomando como referencia un valor de precio del crudo de 60 USD. Los egresos del año cero corresponden a los costos de capex para cada caso y los de los años siguientes corresponden a los costos de opex calculados anteriormente.

La figura 49 muestra los ingresos/egresos para los tres escenarios de producción.

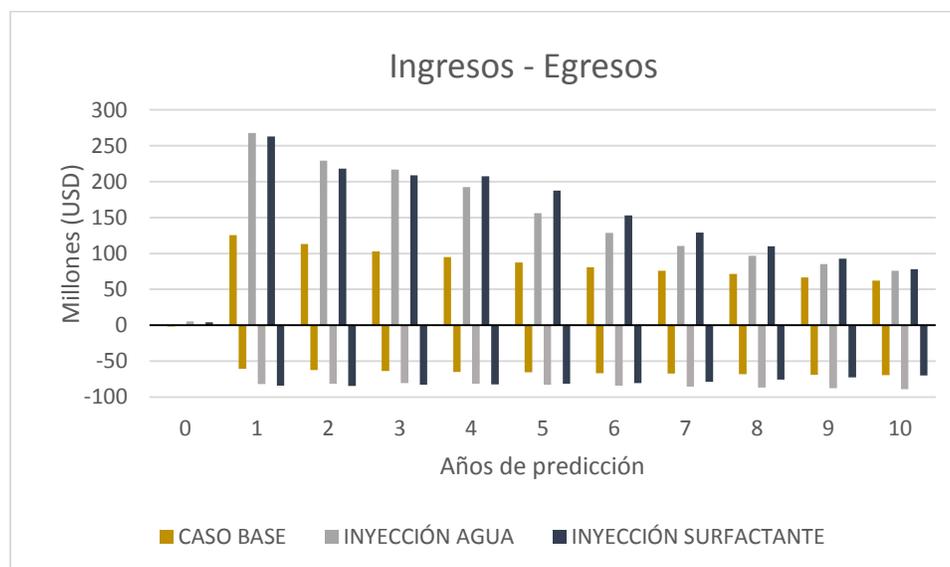


Figura 49. Ingresos-egresos de los escenarios de producción.

Como se puede observar en la figura 50 para el año 9 el flujo de caja se vuelve negativo tanto para el escenario de producción caso base como inyección de agua, lo que quiere decir que para ambos escenarios no es viable realizar el proyecto a 10 años debido a que el flujo de caja es positivo solo hasta el año 8. Esto no sucede para el escenario de inyección de surfactante ya que como se

observa los flujos de caja para todos los años son positivos por lo que no existe un limitante económico.

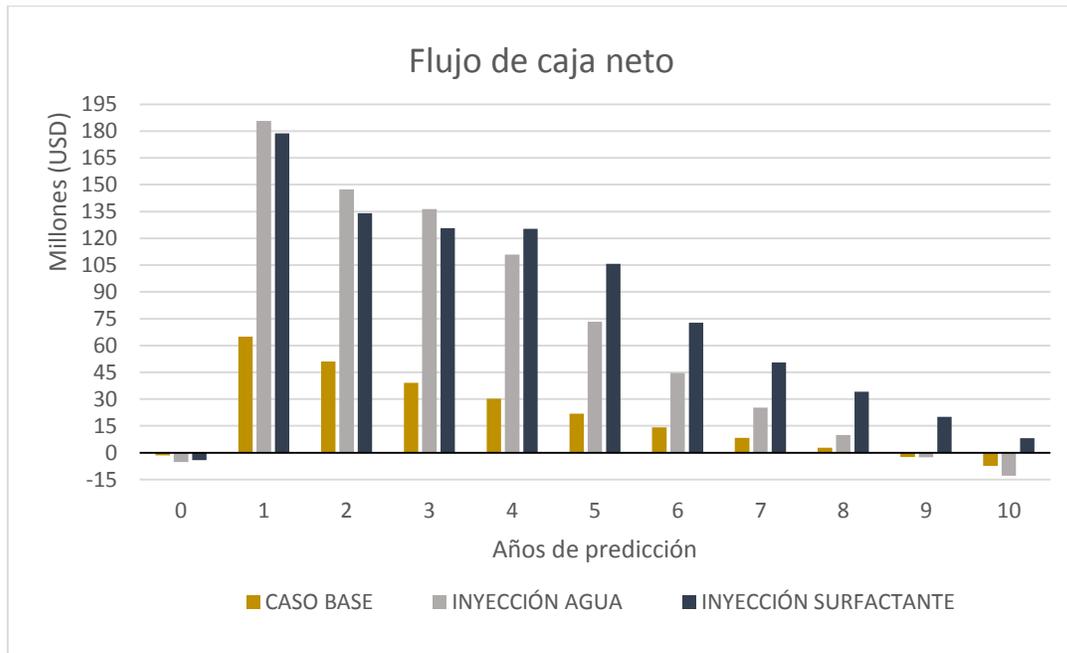


Figura 50. Flujo de caja neto para los escenarios de producción.

Indicadores económicos

En los resultados anteriores se puede observar un mayor flujo de caja para el caso de inyección de surfactante. Para determinar la viabilidad del proyecto se determinó el indicador VPN (Valor Presente Neto). La figura 51 muestra el valor de este indicador para los diferentes escenarios de producción. Los valores obtenidos permiten comparar los resultados de ambos tipos de inyección y confirmar la efectividad de la inyección de surfactante.

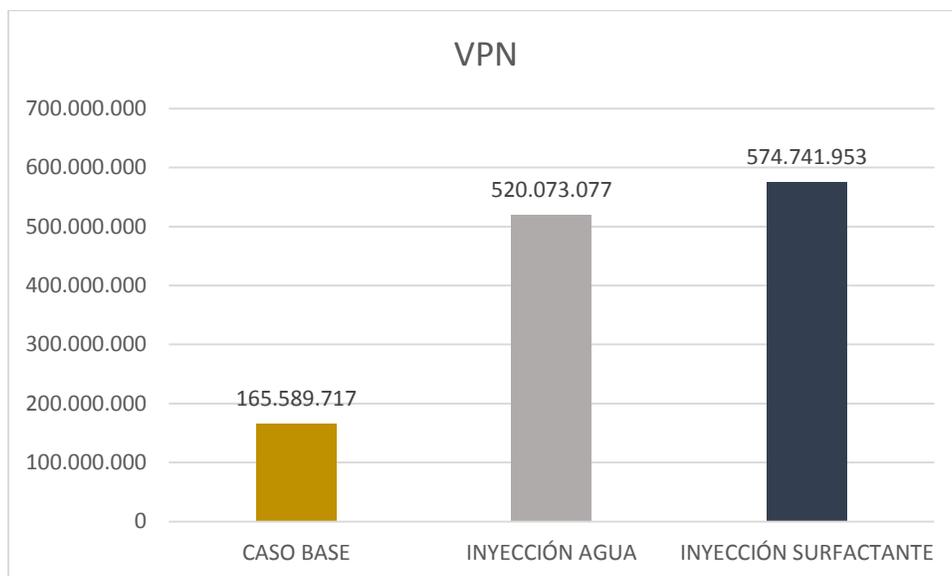


Figura 51. VPN para los escenarios de producción.

11. CONCLUSIONES

Con base en los resultados de los escenarios predictivos planteados para los diez años de predicción se determinaron las siguientes conclusiones:

Se diseñó un esquema de explotación convirtiendo los pozos productores existentes a inyectores (individualmente) y evaluando los resultados de cada pozo inyector convertido para los escenarios de producción (inyección de agua e inyección de surfactante). Este esquema no representó ningún cambio en la producción de crudo y agua del campo, por lo tanto, no se considera técnicamente viable utilizar los pozos existentes como inyectores en ninguno de los escenarios de producción.

Se realizó el cotejo histórico de la producción, logrando buenos resultados con un porcentaje de error promedio para la producción de crudo de 4,032% y para la producción de agua de 2,245%.

Se diseñaron distintos esquemas de explotación donde el mejor esquema plantea la perforación de 5 nuevos pozos de los cuales 4 son inyectores y uno es productor usando como fluido de inyección la formulación de surfactante. Este esquema permitió un incremento en la producción de crudo de 12,631,790 Bls lo que equivale a un aumento de 34,38% en el factor de recobro comparado con el caso base, sin embargo, no logró una disminución en la producción de agua debido a la influencia del nuevo pozo productor propuesto.

Se realizó la comparación entre los dos escenarios de producción en el esquema de explotación escogido donde la inyección de surfactante mostró mejores resultados en la producción del campo que la inyección de agua. Esto debido a que se obtuvo un incremento en la producción de crudo de 1,479,222 Bls lo que equivale a un aumento de 1,84% en el factor de recobro y una reducción en la producción de agua de 27,086,075 Bls lo que representa una disminución del 10% en la producción total de agua.

Se realizó un análisis económico simple que mostró que el esquema de explotación escogido usando inyección de surfactante es económicamente viable debido a que se obtuvo un VPN de 567,266,746 USD lo que indica que el capital invertido se recupera a lo largo del tiempo, Es necesario tener en cuenta que al ser un análisis económico simple los costos de equipos de superficie adicionales necesarios, impuestos, regalías, etc, no fueron incluidos.

12. RECOMENDACIONES

Replicar el estudio realizado en yacimientos con crudo pesado o extrapesado tanto propios como de otras empresas, con el objetivo de evidenciar un mayor efecto de la formulación de surfactantes en la producción del campo.

Al realizar el análisis económico tener en cuenta todas las variables involucradas para la ejecución del proyecto con el fin obtener valores de VPN más precisos.

Continuar con la línea de investigación de inyección de surfactante como método de recobro químico.

13. LISTA DE REFERENCIAS

- [1] Ecopetrol, Resultados 2018: continuamos por la senda del crecimiento rentable, 2018, Disponible en: [https://www.ecopetrol.com.co/Reporte%20T18%20-%2026%2002%202019%20\(002\).pdf](https://www.ecopetrol.com.co/Reporte%20T18%20-%2026%2002%202019%20(002).pdf)
- [2] Norman, Ch, Trombetta, J, El uso de surfactantes en proyectos de, recuperación terciaria, Notas técnicas Tiorco inc, 2007, Disponible en: [http://oilproduction.net/files/Nota%20Tecnica%20Agosto%202007%20\(2\).pdf](http://oilproduction.net/files/Nota%20Tecnica%20Agosto%202007%20(2).pdf)
- [3] Salager, J, Uso de los surfactantes en la industria petrolera, Cuaderno FIRP S350-A Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. 1991
- [4] Useche, L, Yino, R, Modelaje numérico del proceso de inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) a escala de laboratorio usando el simulador STARS, Universidad central de Venezuela, 2013- Disponible en: http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4588/1/Tesis_Yino_Useche.pdf
- [5] J Sánchez, Adsorción Dinámica de Surfactantes Enfocados en Procesos de Recobro mejorado, ACIPET, 2017,
- [6] F, Rouquerol, «Adsorption by Powders and Porous Solids,» 1999, Disponible en: <https://sites.google.com/site/fenomenosdesuperficie2014/bibliografia>,
- [7] S, Lowell, «Powder Surface Area and Porosity,» 1984, Disponible en: <https://sites.google.com/site/fenomenosdesuperficie2014/bibliografia>,

- [8] Los tensoactivos y su clasificación, QuimiNet, 2007, Disponible en:
https://www.quiminet.com/articulos/los-tensoactivos-y-su-clasificacion-22143,htm?fbclid=IwAR3md3tdh7L62M_CVGzxZOrdiJdmy_96KLNK-KXUtfiCGD_tIDTdQvjvlzs
- [9] Salager, J, Recuperación mejorada del petróleo, Cuaderno FIRP S357-C Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales, 2005
- [10] Juan Pereira, Estado del arte sobre efecto de los alcoholes en las propiedades interfaciales de los surfactantes, Universidad de Carabobo, Venezuela, 2012,
- [11] Avila, J, Estudio de la aplicación de Métodos Químicos en la arena Ui, mediante la plataforma Petrel para evaluar el factor de recobro, Escuela superior politécnica del litoral, 2015, Disponible en:
<https://www.dspace,espol,edu,ec/retrieve/90959/D-70134,pdf>
- [12] J, J, Sheng, Surfactant Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs, Elsevier, 2013