



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA
EL RECOBRO MEJORADO POR MICELAS EN LA ARENISCA X-1
DEL CAMPO WAO DE LA CUENCA ORIENTE DE ECUADOR**

AUTOR

Ordóñez Villamar, Fulton Michael

TRABAJO DE TITULACIÓN

**Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.

Santa Elena, Ecuador

Año 2023



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**



Firmado electrónicamente por:
FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
COORDINADOR DEL PROGRAMA



Firmado electrónicamente por:
FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
TUTOR



Firmado electrónicamente por:
SADI ARMANDO
ITURRALDE KURE

Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA 1



Firmado electrónicamente por:
CARLOS ALFREDO
MALAVE CARRERA

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA 2



Firmado electrónicamente por:
MARIA MARGARITA
RIVERA GONZALEZ

Ab. María Rivera González, Mgtr.
SECRETARIA GENERAL UPSE



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por FULTON MICHAEL ORDÓÑEZ VILLAMAR, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR



Firmado electrónicamente por:
FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.

03 días del mes de noviembre del año 2023



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **FULTON MICHAEL ORDÓÑEZ VILLAMAR**

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, Análisis de Factibilidad Técnico-Económica para el Recobro Mejorado por Micelas en la Arenisca X-1 del Campo Wao de la Cuenca Oriente de Ecuador previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 03 días del mes de noviembre del año 2023

EL AUTOR



Firmado electrónicamente por:
**FULTON MICHAEL
ORDONEZ VILLAMAR**

Fulton Michael Ordóñez Villamar



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado (Análisis de Factibilidad Técnico-económica para el recobro mejorado por micelas en la arenisca x-1 del Campo Wao de la Cuenca Oriente de Ecuador), presentado por el estudiante, FULTON MICHAEL ORDÓÑEZ VILLAMAR fue enviado al Sistema Anti plagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 2%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS

INFORME DE INVESTIGACIÓN FULTON ORDÓÑEZ - COMPILATIO

2% Textos sospechosos

- 1% Similitudes
- 0% similitudes entre comillas
- 1% Idioma no reconocido
- 0% Textos potencialmente generados por IA

Nombre del documento: INFORME DE INVESTIGACIÓN FULTON ORDÓÑEZ - COMPILATIO.docx ID del documento: 03f683c8ad373d146b401c21d20507f605d62a69 Tamaño del documento original: 127,06 kB	Depositante: FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR Fecha de depósito: 28/10/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 28/10/2023	Número de palabras: 6637 Número de caracteres: 41.812
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------

Ubicación de las similitudes en el documento:

TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR**

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, FULTON MICHAEL ORDÓÑEZ VILLAMAR

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales del informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este informe de investigación dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

Santa Elena, a los 03 días del mes de noviembre del año 2023

EL AUTOR



FULTON MICHAEL
ORDONEZ VILLAMAR

Fulton Michael Ordóñez Villamar

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi gratitud a Dios ya que con el siempre todo es posible, por lo que he logrado y por el apoyo de mi familia.

Mi profundo agradecimiento a todas las autoridades que hacen la Universidad Estatal Península de Santa Elena brindando oportunidades a los jóvenes para salir adelante con un título profesional, también agradecer a mis profesores que estuvieron durante todo este proceso de maestría brindando todos los conocimientos necesarios para ponerlos en práctica en el ámbito profesional y también un agradecimiento enorme al Ing. Carlos Malavé Carrera que siga así con ese ímpetu como lo caracteriza un gran docente de la Facultad Ciencias de la Ingeniería.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sinceros agradecimientos al Ing. Fidel Chuchuca Aguilar y al Ing. Roberto Silva principales colaboradores durante todo este proceso, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo.

Fulton Michael, Ordóñez Villamar

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios a la Virgen María, quienes inspiraron mi espíritu para la conclusión de esta tesis.

A todos aquellos que han sido una parte integral de mi camino académico y personal.

A mis padres, por su amor incondicional y por creer en mí desde el primer día. Por sus sacrificios y su apoyo constante que han sido la clave de mi éxito.

A mis profesores y mentores, por su dedicación y pasión por la enseñanza y por guiarme en mi camino.

A mis compañeros, por las risas y el estudio. Por las conversaciones estimulantes, y los momentos que compartimos juntos.

A mi querida Alma Mater y a todas las personas que la conforman les agradezco de todo corazón. No podría haber llegado hasta aquí sin su apoyo.

Fulton Michael, Ordóñez Villamar

ÍNDICE GENERAL

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	IV
DECLARO QUE.....	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN.....	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
RESUMEN	XIII
ABSTRACT	XIV
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL	5
1.1. Revisión de literatura	5
1.2. Métodos de recobro mejorado	8
1.2.1 Surfactantes	10
1.2.2 Clasificación de los Surfactantes.....	11
1.2.3 Caracterización de los Surfactantes	12
1.2.4 Concentración micelar crítica (CMC)	12
1.2.5 Balance HL (Hidrófilo-Lipofílico)	13
1.2.6 Relación de solubilización	14
1.2.7 Relación de afinidad R	14
1.2.8 Microemulsión de surfactantes	15

1.2.9 Número capilar.....	17
1.3. Conceptos generales de reservas y su clasificación	17
1.3.1 Conceptos generales de reservas	17
1.3.2 Clasificación general de reservas	21
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA	22
2.1. Contexto de la investigación.....	22
2.2. Diseño y alcance de la investigación	22
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	22
2.4. Población y muestra	22
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	22
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información	22
2.7. Procedimiento evaluativo	22
2.7.1 Procesamiento de datos	23
2.7.2 Selección del mejor método de recuperación mejorada	24
2.7.3 Modelamiento de escenarios	25
2.7.4 Factibilidad económica.....	26
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	28
3.1. Modelamiento estático y dinámico de la inyección de polímero micelar	28
3.2. Estimación del volumen de reservas recuperables de petróleo y otros parámetros	29
3.3. Análisis económico y de rentabilidad del proyecto	32
3.4. Discusión de resultados	40
3.5. Propuesta	41
CONCLUSIONES	42
RECOMENDACIONES	43
REFERENCIAS	44

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1	10
Ilustración 2	11
Ilustración 3	13
Ilustración 4	15
Ilustración 5	16
Ilustración 6	17
Ilustración 7	21
Ilustración 8	24
Ilustración 9	25
Ilustración 10	28
Ilustración 11	29
Ilustración 12	30
Ilustración 13	31
Ilustración 14	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	2
Tabla 2	14
Tabla 3	18
Tabla 4	20
Tabla 5	23
Tabla 6	24
Tabla 7	25
Tabla 8	31
Tabla 9	32
Tabla 10	33
Tabla 11	35
Tabla 12	37
Tabla 13	39

RESUMEN

El presente trabajo de titulación comprende la evaluación de la factibilidad técnica y económica recobro mejorado usando micelas en la arenisca X-1 del Campo Wao de la Cuenca Oriente de Ecuador. Para el cumplimiento de este proyecto se determinaron las condiciones estáticas y dinámicas de la arenisca X-1 del Campo Wao para someterla a un piloto de inyección de micelas, la estimación del volumen de reservas de petróleo recuperables por inyección de micelas mediante el software EORgui® y del cálculo de los factores económicos de implementar el proyecto piloto y su rentabilidad. Como resultado se determinó que es factible realizar técnica y económicamente este piloto con lo cual se podría obtener hasta 2,1 MM STB de petróleo totales usando con 4 arreglos de pozos con una relación de 4 inyectores por pozo productor y un área de barrido 240.000 m² por arreglo.

Palabras claves: Recuperación mejorada, polímeros, micelas

ABSTRACT

The present titration work includes the evaluation of the technical and economic feasibility of improved recovery using micelles in the X-1 sandstone of the Wao Field of the Oriente Basin of Ecuador. To carry out this project, the static and dynamic conditions of the X-1 sandstone of the Wao Field were determined to subject it to a micelle injection pilot, the estimation of the volume of oil reserves recoverable by micelle injection using the EORgui® software and the calculation of the economic factors of implementing the pilot project and its profitability. As a result, it was determined that it is technically and economically feasible to conduct this pilot, which could obtain up to 2.1 MM STB of total oil using 4 arrays with a ratio of 4 injectors per producing well and a flooding area of 240,000 m² per-array.

Keywords: Enhanced oil recovery, polymers, surfactants.

INTRODUCCIÓN

El Campo Wao se encuentra ubicado al noroeste de la región amazónica del país y hace parte de la Cuenca Oriente. La arenisca X-1 es un reservorio declarado comercial a partir de 1995. Tiene perforados 190 pozos, de los que 182 están en producción, 1 en espera de reacondicionamiento y 7 cerrados por alta producción de agua. Las reservas de este reservorio son las que se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1

Reservas de la Arenisca X-1 del Campo Wao

CAMPO	ARENISCA	POES MM bbl	Reservas (1P+2P+3P) MM bbl	Recursos Contingentes 3C MM bbl
Wao	X-1	7.200	800	600

Fuente: EP PETROECUADOR (2022)

El mecanismo de producción natural del reservorio X-1 es mediante empuje hidráulico de fondo, el mismo que actualmente se encuentra bajo inyección de agua. Sin embargo, por la heterogeneidad del reservorio, el agua de fondo no incide en el mecanismo de empuje, por lo tanto, la presión ha disminuido hasta alcanzar el punto de burbuja en una de las plataformas de pozos perforados. Esto fue tomado en consideración, por lo que se tomó la decisión de implementar un piloto de inyección para recuperación secundaria. Las reservas recuperables en este sector del yacimiento se estiman en unos 20 millones de barriles de petróleo, de los cuales hasta el momento se han recuperado 0,5 millones de barriles, por lo que podría ser un candidato para otro modelo de recuperación para mejorar el barrido e incrementar el recobro de las reservas remanentes de petróleo.

Planteamiento de la investigación (Fundamentación de la investigación)

El nivel de reservas recuperadas a lo largo de la vida productiva del reservorio X-1 es muy baja, por lo tanto, es importante la revisión del estado del arte de las metodologías de recuperación de reservas mediante recobro mejorado como tratamiento posterior a la recuperación secundaria. El uso de micelas se ha convertido en una de las metodologías que más rendimientos ha alcanzado respecto a otros métodos de recobro mejorado en el mundo, lo cual se evidencia en la literatura científica consultada, por tanto, sería de interés para el país empezar a estudiar este tipo de metodología para ser implementada en yacimientos maduros que actualmente se encuentran en procesos de producción primaria o secundaria.

La complementación del estudio de factibilidad se abordará también desde la economía del proyecto piloto, para determinar la conveniencia de su implementación para beneficio de la empresa operadora del campo.

La información contenida en este estudio es un comienzo para la evaluación de otros yacimientos, los mismos que puedan ser sometidos a este mismo proceso de recuperación mejorada, para intentar recuperar a una mejor eficiencia volúmenes residuales de petróleo, los mismos que, no han podido ser barridos por la metodología en uso actualmente como método de producción de reservas.

Formulación del problema de investigación

Debido a los bajos niveles de recuperación obtenidos mediante inyección de agua, el estado de la técnica en recuperación mejorada indica que es posible implementar el método de inyección de micelas como método post-recuperación secundaria para incrementar el recobro. Para esto es necesario realizar un screening (análisis multicriterio) para estudiar la factibilidad de la implementación de este método, conociendo las variables necesarias para lograr tal fin.

Objetivo General:

Evaluar la factibilidad técnica y económica recobro mejorado usando micelas en la arenisca X-1 del Campo Wao de la Cuenca Oriente de Ecuador.

Objetivos Específicos:

1. Determinar las condiciones estáticas y dinámicas de la arenisca X-1 del Campo Wao para someterla a un piloto de inyección de micelas.
2. Estimar el volumen de reservas de petróleo recuperables por inyección de micelas mediante el software EORgui®.
3. Calcular los factores económicos de implementar el proyecto piloto y su rentabilidad.

Planteamiento hipotético

Es factible considerar la implementación de inyección de micelas, como tratamiento posterior al proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, considerando variables tales como: tipo de polímero y surfactante y concentraciones, salinidad de agua de formación, volumen de pre-colchón de agua dulce, complejidad geológica del yacimiento, volúmenes de inyección, tasa de absorción del polímero en la roca, costo económico del piloto, etc.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

El recobro mejorado de petróleo (EOR por sus siglas en inglés), comúnmente conocido como recuperación terciaria, es un método utilizado para maximizar el recobro de petróleo de los yacimientos maduros cuya producción ha alcanzado su pico y esta empieza a declinar. La planificación para mejorar, maximizar las estrategias de producción de petróleo a través de los métodos EOR es uno de los desafíos más críticos que enfrenta la industria petrolera en la actualidad. EOR implica la inyección de fluidos especializados de propiedades diferentes al agua y de gases no miscibles. Este método moviliza y recupera el crudo que ha quedado rezagado o que no se puede producir económicamente por métodos convencionales. Aproximadamente del 30 al 60% o más del petróleo original en sitio (POES) de los yacimientos se puede extraer usando EOR en comparación con los métodos de recuperación primaria y secundaria con un 20–40% en promedio.

Varios tipos de metodologías EOR, tales como inyección de vapor convencional, inyección cíclica de vapor, drenaje asistido por gravedad (SAGD), combustión in situ, inyección de químicos que incorporan surfactantes, polímeros y álcalis (SPA), surfactante con espuma, inyección de gas que involucra N_2 , CO_2 , humo, NGL e inyección de fluidos microbianos (que también se conoce como recuperación microbiana de petróleo), entre otros (Das, 2012).

Los mecanismos más importantes tomados en consideración en la inyección de químicos en general son la reducción de la tensión interfacial entre el crudo y el agua de formación, la solubilización de petróleo liberado, el cambio hacia una mojabilidad de la roca más intensiva al agua, la reducción de la movilidad entre el petróleo y el fluido de desplazamiento. Se ha determinado que la inyección de químicos permite recuperar más petróleo de los yacimientos agotados, entre estos métodos se tienen la inyección de surfactantes polímero-micelares, álcalis, inyección de polímeros, etc. Entre las técnicas de EOR, el proceso de inyección de polímeros micelares (IPM) tiene el potencial necesario, ya que utiliza surfactante para reducir la tensión interfacial (IFT, por sus siglas

en inglés) y, por lo tanto, permite que el petróleo fluya a través del medio poroso con mayor facilidad (Pillon, 2008).

El efecto sinérgico beneficioso al combinar surfactante y álcali en una inyección química ha sido reportado en la literatura (Martin, Oxley, & Lim, 1985). Las fuerzas capilares se reducen con la adición de tensioactivos, que atrapan el petróleo dentro de los poros de la roca. La inyección de surfactante ayuda a desplazar la mayor parte del petróleo del yacimiento contactado, por reducción de la tensión interfacial entre la fase oleosa y la fase acuosa. La inundación con surfactante en los yacimientos de petróleo es una forma efectiva de recuperar una fracción del petróleo remanente y es ampliamente reconocida por proporcionar un IFT ultra bajo ($\approx 10^{-3}$ mN/m) entre el petróleo y la solución acuosa que contiene tensioactivo.

Khabeev (2006) demostró mediante simulación numérica multicomponente y bajo condiciones isotérmicas que una mezcla de polímero/micelas fue capaz de alcanzar resultados satisfactorios como para ser tomado en cuenta como un método de recuperación mejorado de petróleo. Las ecuaciones tomadas en consideración además toman en cuenta otros parámetros tales como la percolación y absorción en el medio poroso.

Babakhani et al. (2011) a partir de sus investigaciones encontraron que alrededor del 60% de las reservas de petróleo fueron recuperadas con la ayuda de inyección de químicos. El surfactante reduce el valor de la IFT y la solución polimérica controla la movilidad y aumenta la eficiencia de barrido volumétrico, lo que mejora la recuperación de petróleo (Babakhani, Azhdarpour, & Zare, 2011).

Gurgel et al. (2008) también destacaron el uso de diversos métodos químicos para incrementar el desplazamiento de petróleo en yacimientos agotados, el mismo que se puede lograr mediante ultra bajas tensiones interfaciales y la reducción de la viscosidad del fluido en los yacimientos de petróleo. Mencionan la importancia de la tensión interfacial, las propiedades fisicoquímicas de los sistemas químicos y las características geológicas de la matriz de la roca para la planificación y desempeño a obtenerse mediante técnicas de optimización y modelado (Gurgel, Moura, Dantas, Barros Neto, & Dantas Neto, 2008).

Mandal (2015) en su investigación también encontró que la inyección de químicos trabaja principalmente en dos mecanismos básicos: aumento de la eficiencia de desplazamiento macroscópica y microscópica. El aumento de la eficiencia macroscópica se puede obtener mediante la inyección de polímeros los cuales incrementan la viscosidad del fluido desplazante y mejora la relación de movilidad mientras que el aumento de la eficiencia microscópica se puede obtener mediante la inyección de álcali/surfactante a través de la reducción de la IFT, emulsificación de aceite y agua, solubilización de películas interfaciales, inversión de la mojabilidad, entre otros mecanismos (Mandal, 2015).

La reducción de la IFT contribuye a mejorar el recobro de petróleo en los yacimientos agotados. Si se reduce la IFT, la emulsificación del petróleo residual será más fácil y el método de EOR aplicado podrá ser más eficiente. Mucha de la literatura científica apoya de manera particular este fenómeno (Nagalajan & Wasan, 1993), (Shen, Zhu, Li, & Wu, 2010). El surfactante juega un papel importante en la reducción de la IFT al ser absorbido en la interfaz líquido-líquido y altera las propiedades de mojabilidad de la roca del yacimiento y del líquido (petróleo).

Por su parte, Dang et al. (2014), indican que la predicción del rendimiento de una inyección de polímeros micelares en un yacimiento complejo requiere un modelo preciso que represente las características del yacimiento, las propiedades químicas y los mecanismos de desplazamiento que afectan el rendimiento de la inyección. Estos autores mencionan que la inyección de agua solo es eficiente para reservorios homogéneos y es necesario aplicar la inyección de químicos para reservorios altamente heterogéneos en el proceso de recuperación terciaria de hidrocarburos. Agregan, además que para aumentar la recuperación de petróleo es recomendable utilizar la inyección de polímeros micelares (Deng, Chen, Nguyen, & Bae, 2014). Algo que también Verkruyse y Salter, S (1985) ya indicaron en un primer estudio de la aplicación de los polimeros micelares para incrementar el recobro de petroleo residual.

De acuerdo con Druetta y Picchioni (2018) quienes realizaron el analisis de los resultados de la simulacion 2D del proceso de inyeccion de surfactante/polímero en un reservorio, se evidenció el potencial de los métodos químicos EOR para barrer el petróleo residual mediante la combinación de las propiedades interfaciales de los tensioactivos, reduciendo la tension interfacial y mejorando las propiedades viscoelásticas de los polímeros.

Sun et al. (2020) estudiaron el efecto de la inyección de polímero/surfactante y comprobaron que es muy prometedor pero que también presenta muchos retos como técnica de EOR químico. Las pruebas de campo indicaron que el recobro mediante polímero/surfactante puede generar un factor de recuperación incremental del 20% del POES en yacimientos de alta permeabilidad como el Campo Liaohe en China. En esta investigación se alcanzaron valores tan altos como 12 veces la tasa de producción inicial.

Chukwuma Godwin et al. (2022) realizaron una simulación mediante el software Eclipse 100® de la inyección de polímeros micelares con el objetivo de conocer el comportamiento de la recuperación mejorada en un yacimiento homogéneo. Las variables utilizadas fueron el caudal de petróleo producido, presión de reservorio y saturación de petróleo, durante un intervalo de 100 días. En el desarrollo del modelado se alcanzaron un caudal máximo diario de producción de petróleo de 205 STB al día 68, una presión máxima de reservorio de 4470 psia el día 75 con y una saturación de petróleo continuamente decreciente. El estudio de sensibilidad se lo realizó en términos de la velocidad de adsorción/inyección del polímero, velocidad de inyección del polímero/producción de crudo, crudo producido/presión de reservorio, todos en función del tiempo. El resultado general demostró que la adsorción del polímero debilita la tensión interfacial de la fase de petróleo en sitio.

Seright (2016) presenta un artículo muy útil para determinar cuánto polímero se debe inyectar, tomando en cuenta una amplia gama de factores, incluyendo los económicos, a la hora de tener que tomar una decisión para un proyecto de este tipo. Las recomendaciones ahí anotadas sirven de mucho para otros investigadores que deseen implementar un piloto de recuperación mejorada por polímeros.

1.2. Métodos de recobro mejorado

Los procesos de recobro de petróleo comprenden tres etapas que dependen de la expansión o energía del sistema roca-fluidos que se producen: recuperación primaria de petróleo, la cual se realiza mediante a la energía natural del yacimiento; recuperación secundaria, la cual comprende de la inyección de fluidos al yacimiento (gas o agua) para recuperar o mantener la presión del reservorio e incrementar la eficiencia de recobro de

los hidrocarburos; finalmente, la recuperación terciaria o mejorada la cual consiste en métodos térmicos, químicos e inyección de gases miscibles (Sheng, 2010).

Los procesos de EOR no solo se enfocan en la última etapa de recuperación, sino que también se los puede implementar en cualquier etapa de la vida productiva los reservorios para incrementar el recobro de los hidrocarburos.

Estos procesos de EOR se los pueden agrupar de la siguiente manera:

- Fluidos Térmicos: se inyectan con el fin de mejorar la viscosidad del crudo y su movilidad en el yacimiento. Las técnicas más usadas son: inyección de vapor, segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD por sus siglas en inglés) y la combustión en sitio. Estas técnicas se utilizan principalmente en reservorios con gravedades que oscilan entre 5 y 20° API y viscosidades entre 200 a 2000 cP (Trejo Ramírez & Gutiérrez García, 2013), (Jaimes et al., 2019; Sun et al., 2021).
- Gases miscibles: la inyección de gases miscibles al yacimiento (hidrocarburos o no hidrocarburos) tienden a incrementar el número capilar y disminuir la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el petróleo del medio poroso. Algunos de los gases utilizados son CO₂, gases de producción, gases quemados, N₂, entre otros (Koyanbayev et al., 2022), (Song et al., 2020).
- Químicos: los cuales son utilizados para mejorar la tensión interfacial entre el petróleo y el agua y de esta manera incrementar la movilidad del petróleo en el reservorio. El uso de químicos entre otros objetivos tiene la de alterar la mojabilidad de la roca, como agentes espumantes para bloqueo de zonas de alta permeabilidad, inyección de soluciones de polímeros, álcalis y/o geles diluidos en agua para aumentar la viscosidad y mejorar la eficiencia de (Li, y otros, 2018).

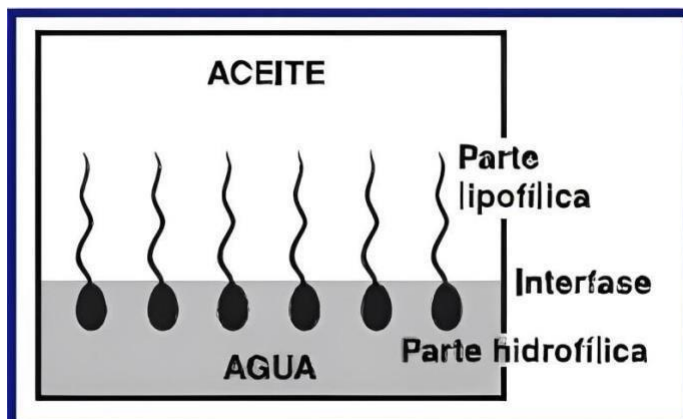
El costo de los procesos de EOR químico es alto debido al precio de la materia prima y las cantidades necesarias para implementar un proceso de recobro mejorado, por lo que fue necesario desarrollar nuevas metodologías para combinar la acción de soluciones acuosas mixtas de polímeros y surfactantes – álcalis para obtener mejores resultados en la práctica (Olajire, 2014).

1.2.1 Surfactantes

La molécula de los surfactantes tiene una cola soluble en la fase oleosa (hidrofóbica) y una cabeza soluble en la fase acuosa (hidrófila) (Kamal, Hussein, & Sultan, 2017), este tipo de moléculas son llamadas sustancias anfifílicas (Fernández et al., 2009) por su afinidad tanto por las sustancias polares y no polares. Los grupos hidrófobos de los tensioactivos pueden consistir en hidrocarburos, fluorocarbonos o cadenas cortas de polímeros, por otro lado, la parte hidrófila de las moléculas caracterizadas por los tensioactivos puede ser aniónica, catiónica, anfótera o no iónica. Debido a las propiedades de estas sustancias, los surfactantes se ubican en la interfaz de dos líquidos (agua-aceite), como se muestra en la Ilustración 1, de acuerdo con el grupo funcional de la cabeza y la cola respectivamente (Salager, 2002).

Ilustración 1

Ubicación de las moléculas del surfactante



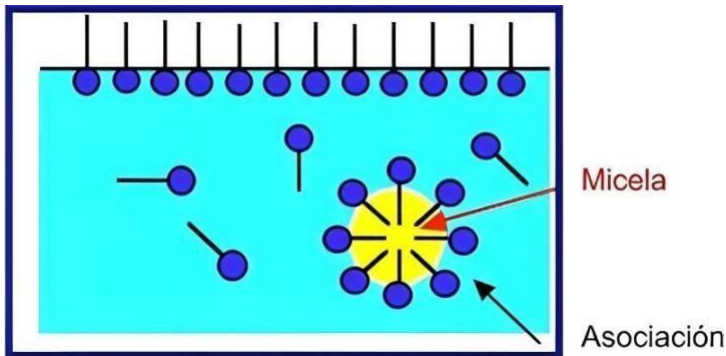
Fuente: Adaptado de (Trejo Ramírez & Gutiérrez García, 2013)

Los surfactantes tienen dos modos de acción diferentes, el primero es la adsorción como se muestra en la Ilustración 1, donde las moléculas se organizan según sus grupos funcionales en la interfaz de dos líquidos, y el segundo modo de acción es la asociación. Esto ocurre después de que se completa la adsorción y las moléculas comienzan a asociarse para formar moléculas más grandes llamadas micelas a medida que aumenta la concentración de surfactante. Este aumento de concentración que provoca la formación de micelas se denomina concentración micelar crítica (CMC). Estas micelas tienen la parte estructural unida hacia el disolvente y la parte no unida hacia el interior de la micela,

como se muestra en la Figura 2. Estas moléculas más grandes pueden obstruir el cuello de los poros y crear obstrucciones en los canales de flujo. (Mendoza, 2010)

Ilustración 2

Creación de las micelas



Fuente: tomado de (Trejo Ramírez & Gutiérrez García, 2013)

1.2.2 Clasificación de los Surfactantes

Los surfactantes se pueden clasificar de acuerdo con su naturaleza iónica de la cabeza de la molécula (Massarweh & Abushaikha, 2020; Ramírez Martínez, 2019) en:

- 1 Aniónicos: se utilizan de preferencia en la industria de los hidrocarburos. Cuando se ionizan en solución acuosa, desarrollan una carga negativa y, aunque algunos minerales de roca tienen carga negativa, la capacidad de adsorción de las rocas es menor en comparación con otros tipos de tensioactivos. Estos tipos incluyen sulfonatos de petróleo, agentes espumantes como el lauril sulfato y dispersantes de tipo lignosulfonato. (Trejo Ramírez & Gutiérrez García, 2013).
- 2 Catiónicos: Cuando este tipo de tensioactivo se disocia en solución acuosa, crea una carga positiva en su cadena lipófila. La mayoría de este tipo corresponden a compuestos que contienen nitrógeno del tipo sal de amina de ácidos grasos. Son surfactantes costosos (Mendoza, 2010).
- 3 No-iónicos: según Han et al. (2020) entre sus características se puede indicar que no se ionizan en solución acuosa y no presentan carga en su cadena, presentan

alta resistencia a la salinidad y se usan como co-surfactantes de surfactantes primarios.

- 4 Anfotéricos: tienen cargas tanto negativas como positivas, según el medio en el cual pueden actuar como surfactantes catiónicos o aniónicos. Debido a su alto costo, se usan muy poco en recuperación mejorada (Han et al., 2022).

1.2.3 Caracterización de los Surfactantes

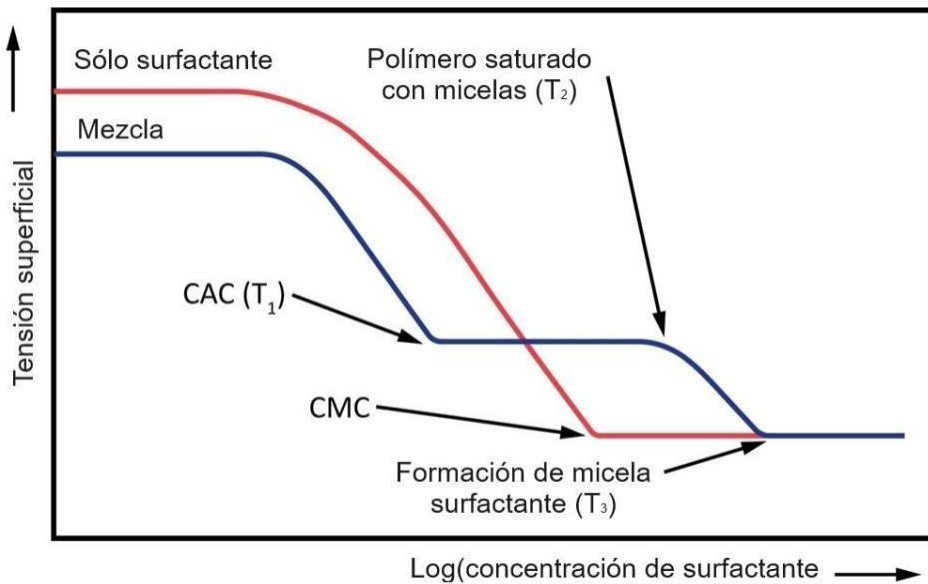
La caracterización de los surfactantes es importante, ya que mediante esto es posible realizar el diseño de los fluidos a inyectarse para el incremento del recobro de petróleo, con lo cual se debe verificar que tipo de carácter debe tener el tratamiento (lipofílico o hidrofílico) o solo contar con la medida de la concentración límite en la cual se pueden formar micelas (Massarweh & Abushaikha, 2020).

1.2.4 Concentración micelar crítica (CMC)

Es la concentración en la cual el surfactante comienza a generar micelas de manera espontánea. Cualquier adición de surfactante por encima de la CMC generará más micelas. La adición de tensioactivos por encima de la CMC reduce la tensión superficial o interfacial, según el sistema. La generación de micelas se puede utilizar en una variedad de aplicaciones en medios porosos, pero en un proceso donde un surfactante actúa como reductor de tensión interfacial o durante un cambio de mojabilidad, necesita penetrar el medio poroso, pero se forman micelas. se debe al tamaño molecular. aumenta, evita que los químicos entren a través de los cuellos de los poros, causando obstrucciones en los canales de flujo, por tanto, se transforma en un agente de puenteo (Han et al., 2022). Ver Ilustración 3.

Ilustración 3

Formación de micelas



Nota: CAC es la concentración crítica del agregado micelar. Los valores de T corresponden a los tiempos en los cuales se obtienen la formación de productos.

Fuente: Adaptado de Druetta y Picchioni (2018).

1.2.5 Balance HL (Hidrófilo-Lipofílico)

El Balance Hidrófilo-Lipofílico (HLB por sus siglas en inglés) es un número que indica la capacidad del surfactante a solubilizarse en el agua o en el petróleo y con esto, la tendencia a formar emulsiones directas o inversas a agua-petróleo. Los tensioactivos con bajo índice HLB tienden a ser más solubles en aceite y forman emulsiones directas. Si la mineralización de la formación es baja, se deben seleccionar tensioactivos con valores de HLB más bajos. Por otro lado, si la salinidad de la formación es alta, se deben seleccionar surfactantes con un valor HLB más alto, que son más hidrófilos y pueden crear micro emulsiones de fase media con alta salinidad.

El rango HLB se encuentra para la molécula de surfactante se encuentra entre 0 y 20, donde 0 es totalmente hidrófoba y 20 significa que posee componentes completamente hidrofílicos. Las propiedades de los surfactantes pueden ser predichas con estos valores (Ramirez, 2019).

Una clasificación un poco más detallada se puede visualizar en la Tabla 2.

Tabla 2

Clasificación y aplicaciones de tensioactivos

HLB	Características de las dispersiones acuosas	Aplicaciones
0-4	Inmiscibles en agua, no se dispersan en agua	anti espuma
4-6	se dispersan con dificultad; tienden a separarse dos fases	emulsificantes W/O
6-9	dispersiones de aspecto lechoso; tienden a separarse en dos fases	emulsificantes O/W humectantes
9-10	dispersiones estables de aspecto lechoso	emulsificantes O/W
10-13	dispersiones traslúcidas o claras	emulsificantes O/W
13-40	disoluciones transparentes	emulsificantes O/W, detergentes

Fuente: Adaptado de <https://amoliva.webs.ull.es/38.pdf>

1.2.6 Relación de solubilización

Es la relación entre el volumen de la fase oleosa disuelta en la fase de micro emulsión y el volumen de tensioactivo y se ha encontrado que está relacionado con el volumen de agua disuelta en la fase de micro emulsión (Sheng, 2010). Esta relación es directamente proporcional a la tensión interfacial, ya que el valor más bajo de este se obtiene cuando el agua y la fase oleosa alcanzan el mismo valor de solubilidad.

1.2.7 Relación de afinidad A

Es un parámetro que permite medir la afinidad de los surfactantes con la fase oleosa o acuosa dada por la Ec. (1) propuesta por Winsor (Sheng, 2010):

$$A = \frac{F_{co}}{F_{cw}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde A es la relación de afinidad, F_{co} es la interacción de las moléculas de la fase aceite con el surfactante y F_{cw} es la interacción entre las moléculas de agua y el surfactante. Se puede decir que:

- Si $A < 1$, la miscibilidad relativa con agua aumenta y/o la miscibilidad relativa con aceite disminuye.
- Si $A > 1$, la miscibilidad relativa con el aceite aumenta y/o la miscibilidad

relativa con el agua disminuye.

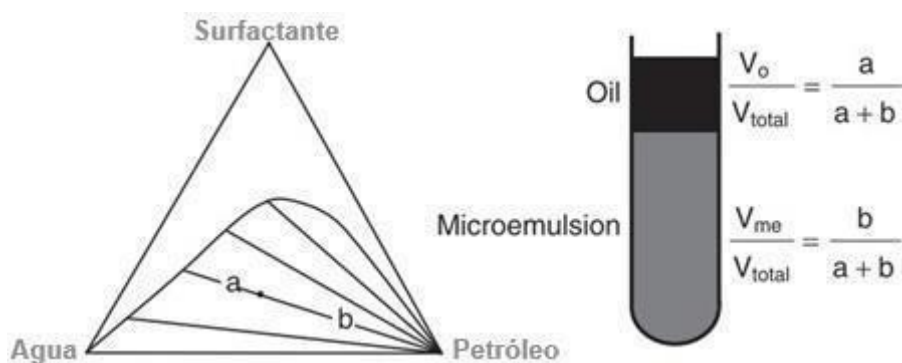
1.2.8 Micro emulsión de surfactantes

Debido a las propiedades de los tensioactivos ubicados en la interfaz agua-aceite y que reducen la tensión interfacial entre los dos líquidos, una mezcla estable entre los tres líquidos forma una tercera fase y forma una micro emulsión, que juega un papel importante. proceso de reciclaje debido a sus propiedades que pueden aumentar o disminuir la retención en medios porosos.

La clasificación propuesta por Winsor en 1954 tras el desarrollo del diagrama ternario, se utilizan tres tipos de micro emulsiones, y el comportamiento de las fases está directamente afectado por la salinidad de la salmuera. En los tensioactivos aniónicos, el aumento de la salinidad del agua salada disminuye la solubilidad del tensioactivo en la fase acuosa, por lo que este migra de la fase acuosa a la fase aceitosa al incrementarse la salinidad (Salager et al, 2015).

Ilustración 4

Micro emulsión tipo I



Fuente: Tomado de (Soto, 2019)

Las micro emulsiones de tipo I se caracterizan por una baja salinidad, la presencia de tensioactivos en la fase acuosa y la retención de la fase oleosa de los tensioactivos. Este

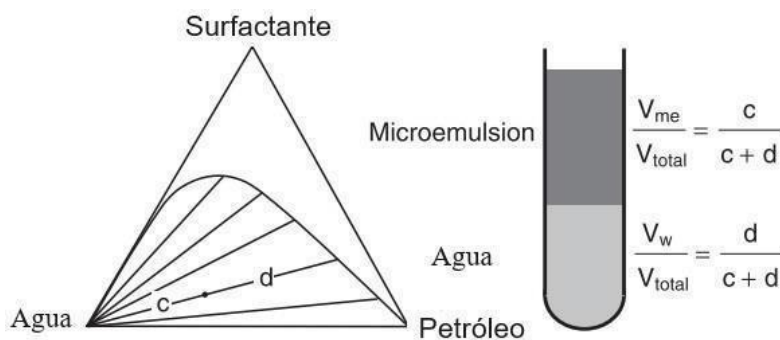
tipo de sistema tiene dos fases, a saber, una fase oleosa sin tensioactivos y una micro emulsión con agua como fase externa. Por lo tanto, tiene más peso como se muestra en la Ilustración 4.

Por otro lado, las micro emulsiones tipo II se caracterizan por su alta salinidad donde el surfactante comienza a migrar hacia la fase oleosa provocando que se solubilice creando en consecuencia dos fases, tal como se muestra en la Ilustración 5.

Cuando se tiene una salinidad intermedia, el surfactante se solubiliza en partes iguales entre la fases oleosa y acuosa, y se crean tres fases, las cuales se las puede visualizar en la Ilustración 6. La parte superior contiene la fase oleosa con pequeñas partes del surfactante en suspensión, en la parte intermedia se forma la micro emulsión de partes iguales de crudo y agua y la parte inferior agua.

Ilustración 5

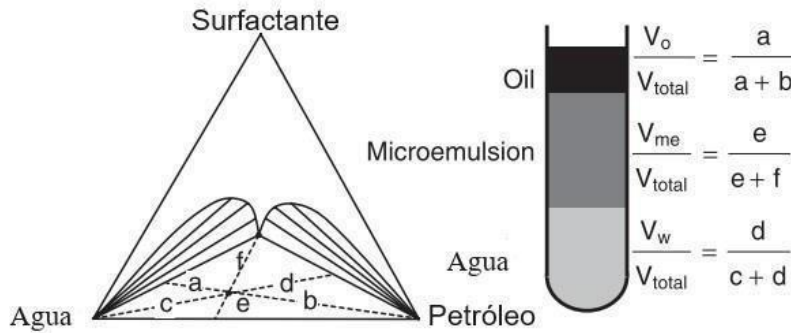
Micro emulsión tipo II



Fuente: Tomado de (Soto, 2019)

Ilustración 6

Micro emulsión tipo III



Fuente: Tomado de (Soto, 2019)

1.2.9 Número capilar

Es la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares actuando sobre el fluido desplazado la cual se puede incrementar mediante el incremento de la IFT usando un surfactante o mediante el incremento de la viscosidad del polímero (Ahmed et al., 2023)

$$N_{ca} = \frac{\Delta P_{vis}}{\Delta P_{cap}} = \frac{\mu v}{\sigma} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde

N_{ca} = número capilar

ΔP_{vis} = fuerzas viscosas

ΔP_{cap} = fuerzas capilares

μ, v, σ = viscosidad, velocidad y tensión interfacial, respectivamente.

1.3. Conceptos generales de reservas y su clasificación

1.3.1 Conceptos generales de reservas

La terminología de reservas se encuentra condensada dentro del Sistema de Gerenciamiento de Recursos Hidrocarburíferos (Petroleum Resources Management

System), la misma que hace parte de los resultados del grupo de trabajo conformado por la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG), la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo (SPEE) y el Consejo Mundial del Petróleo (WPC).

Esta terminología también ha sido adoptada por el Ministerio de Energía y Minas de nuestro país y toma como referencia para la elaboración de los informes anuales de reservas y energía (Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, 2018).

Los mismos son los que se presentan a continuación en la Tablas 3 y 4.

Tabla 3

Reservas

Concepto	Definición
Reservas	Son cantidades estimadas de petróleo y gas y sustancias relacionadas que se estiman serán recuperadas, a una fecha dada, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo siendo muy importante que exista producción económica bajo los precios y costos actuales.
Reserva Original	Es el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Se puede decir que es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.
Reservas probadas	Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de crudo, gas natural y líquidos del gas natural los cuales demuestran que pueden ser recuperables mediante métodos económicos en un horizonte planificado acorde a las regulaciones gubernamentales a partir de una fecha dada. Así mismo, se consideran probadas si la productividad comercial del yacimiento se sustenta en datos de producción reales o pruebas de

Concepto	Definición
	producción concluyentes. Se las clasifica en desarrolladas y no desarrolladas.
Reservas no probadas	Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que han sido evaluados a condiciones de superficie, al extrapolar características y parámetros de yacimiento más allá de la certidumbre razonable. También se incluyen las reservas comerciales producibles que no han sido explotadas.
Reservas desarrolladas	Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que se espera sean producidos por pozos perforados inclusive reservas detrás de tubería.
Reservas no desarrolladas	Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que se espera sean producidos mediante pozos nuevos o instalaciones de producción nuevas, para lo cual es necesario realizar una inversión económica que permita ponerlas en producción a condiciones económicamente viables bajo normativas gubernamentales.
Reservas probables	Son el tipo de reservas no probadas que sugieren que son factibles de ser producidas comercialmente mediante el análisis de la información disponible al momento de la evaluación comercial.
Reservas posibles	Son aquellos volúmenes de hidrocarburos los cuales se infiere son menos factible su recuperación mediante métodos comerciales al momento de su evaluación.
Pronósticos de producción	Los pronósticos de producción derivados de los estudios de reservas técnicas deberán desarrollarse en el sistema base institucional que se emplee para la fundamentación de las reservas.
Reserva remanente	Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones estándar, que queda por producirse

Concepto	Definición
	económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

Nota: Tomado del Suplemento de las definiciones de Reservas de Petróleo de la SPE/WPC y de las definiciones de Recursos Petroleros de la SPE/WPC/AAPG. Fuente: (SPE, 2001)

Tabla 4

Recursos

Concepto	Definición
Recursos petroleros	El término recursos tiene por concepto, definir todas las cantidades de petróleo que se presentan en la naturaleza dentro o sobre la corteza terrestre. Se conoce como Recursos Petroleros al volumen de hidrocarburos, evaluados a condiciones de superficie, a las cantidades estimadas en un principio, se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto y a sus valores recuperables se les denominan <i>recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas de hidrocarburos</i> .
Recursos prospectivos	Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. Está basada en información geofísica y geológica del área de estudio y en analogías en áreas donde el volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto e inclusive hasta producido.
Recursos contingentes	Son aquellas cantidades de hidrocarburos, estimadas, a una fecha dada; y que se consideran

Concepto	Definición
	potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero que bajo condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha no se consideran económicamente recuperables.

Nota: Tomado del Suplemento de las definiciones de Reservas de Petróleo de la SPE/WPC y de las definiciones de Recursos Petroleros de la SPE/WPC/AAPG. Fuente: (SPE, 2001)

1.3.2 Clasificación general de reservas

La clasificación general de reservas se la puede resumir en la siguiente Ilustración 7. Siendo esta la más actualizada hasta el momento y que permite un mejor entendimiento de los conceptos revisados anteriormente.

Ilustración 7

Clasificación de reservas y recursos.

Volumen Original de Hidrocarburos Total						
Volumen Original de Hidrocarburos No Descubiertos		Volumen Original de Hidrocarburos Descubiertos				
		No Económico		Económico		
Incertidumbre	No Recuperable	Estimación Baja	No Recuperable	Estimación Baja (1C)	Probada	Producción
	Recursos Prospectivos	Mejor Estimación	Recursos Contingentes	Mejor Estimación (2C)	Probada + Probable	
		Estimación Alta		Estimación Alta (3C)	Probada + Probable + Posible	

Fuente: Tomado de (Flores-Trujillo & Ramírez-Ramírez, 2016).

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

La investigación se realiza en el Campo Wao, Arenisca X-1, Oriente Ecuatoriano.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

Investigación de carácter no experimental. Se procede con modelamiento numérico del comportamiento de la inyección de polímero micelar mediante el software EORgui®

2.3. Tipo y métodos de investigación

Tipo de investigación: Cuantitativo.

Método de investigación: Hipotético-Deductivo. Se parte de una hipótesis en la que se estima que el método de inyección de micelas pueda ser el más conveniente para el recobro mejorado de petróleo en un campo maduro como método posterior de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua.

2.4. Población y muestra

Población de estudio: pozos de producción, pozos inyectores y reservorio X-1.

Muestra: resultados históricos de producción del yacimiento X-1 mediante producción natural y por recuperación secundaria.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnicas Cuantitativas: datos históricos de producción de crudo, gas y agua; costos de producción, costos de químicos, tratamiento de agua, y otros.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

Validación de los resultados se la realizará mediante la comparación de resultados históricos y mediante bibliografía especializada del tema en proyectos aplicados en otros yacimientos alrededor del mundo.

2.7. Procedimiento evaluativo.

El procedimiento evaluativo para el desarrollo de la investigación se compone de los siguientes pasos:

- Procesamiento de los datos relacionados con el campo Wao y el reservorio X1 y evaluación del escenario actual.
- Selección del mejor método de recuperación mejorada mediante la técnica de *screening* o filtrado.
- Modelamiento de varios escenarios productivos bajo inyección de polímeros micelares.
- Análisis de factibilidad económica del proyecto de recobro mejorado con polímeros micelares.

Tabla 5

Procedimiento evaluativo

Procesamiento de datos	Selección del mejor método	Modelamiento	Análisis de factibilidad económica
Geología Mineralogía Producción histórica	Factor de recobro estimado al 12% Continuidad areal y lateral del reservorio Razón de Movilidad factible por polímeros micelares.	<i>Screening</i> Volumen de polímero y surfactante Estimación del incremento de producción	TIR VAN B/C

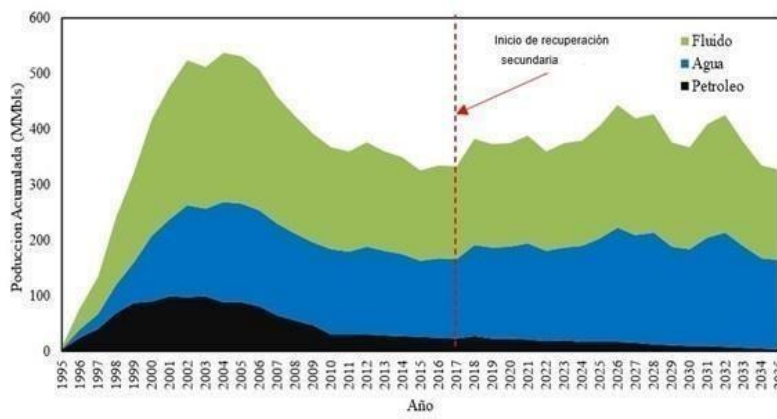
2.7.1 Procesamiento de datos.

La base datos que compone el historial de producción del campo Wao contiene información que data del año 1995 hasta el 2023. La información, en su mayor parte contiene tanto la instalación de subsuelo, los trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento de los pozos. Como en la mayor parte de pozos de la zona de estudio, el sistema de levantamiento artificial preferentemente usado son las bombas electrosumergibles.

En el año 2017 se empieza a implementar un piloto de inyección de agua con el fin de mantener la presión del reservorio y mejorar el barrido de petróleo. El piloto de recuperación secundaria se estima que dure unos 20 años efectivo, incorporando el proceso de desmantelamiento de las instalaciones de superficie, como se muestra en la Ilustración 8.

Ilustración 8

Piloto de recuperación secundaria



2.7.2 Selección del mejor método de recuperación mejorada.

El método de *screening* o filtrado es muy útil al momento de escoger el mejor método de acuerdo con las condiciones de operación, de geología y de composición mineralógica de un yacimiento. También juega un rol importante los valores de recobro deseados para el método de inyección de polímeros micelares. Los parámetros para tomar en consideración en el proceso de filtrado del método de recobro mejorado se presentan en la Tabla 6 y los resultados del software *EORgui* en la Ilustración 9.

Tabla 6

Criterios de screening para EOR químico

Proceso EOR	Densidad (API)	Viscosidad (mPa-s)	Saturación de petróleo (%)	Tipo de roca	Espesor neto (m)	Permeabilidad (10^{-15} m^2)	Profundidad (m)	Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)
Polímero	>25	5-125	>10	Preferible Arenisca	NC	>20	<2700	<90

Proceso EOR	Densidad (API)	Viscosidad (mPa-s)	Saturación de petróleo (%)	Tipo de roca	Espesor neto (m)	Permeabilidad (10^{-15} m^2)	Profundidad (m)	Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)
Surfactante-polímero	>15	20-30	>30	Preferible Arenisca	>3	>20	<2700	<90
Alcalino	13-35	<200	>10	Preferible Arenisca	NC	>20	<2700	<90

Nota: NC parámetro No Crítico. **Fuente:** tomado de (Vesna, Branko, & Dušan, 2014).

Ilustración 9

Resultados del screening con EORgui

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 27 Average 36	> 32	> 20 Average 35	> 15 - < 40	> 10 Average 16	> 10 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 10 Average 11.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.3	< 600	< 35 Average 13	> 10 - < 150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C2	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate, Some organic acids, No alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.78	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.55	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.70 Average 0.80	> 0.60 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	6000	4000	2500	1000	> 3000 Average 3250	< 8000	< 11500 Average 3500	4000
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 150	Not critical

2.7.3 Modelamiento de escenarios.

Para el desarrollo del modelamiento se tomaron 4 arreglos de inyección pozos con diferentes áreas de drenaje para evaluar el área de drenaje efectiva de acuerdo con el método de recobro mejorado. Cada arreglo considera 4 pozos inyectores y 1 pozo productor.

A continuación, en la Tabla 7, se muestran las áreas de cada arreglo para el modelamiento.

Tabla 7

Áreas para modelamiento

Arreglo de pozos para modelar	Área m ²
A1	80.000
A2	120.000
A3	180.000
A4	240.000

2.7.4 Factibilidad económica.

La factibilidad económica del proyecto se la realiza a través del análisis del flujo de caja proyectado a lo largo del horizonte o vida útil (Zamorano, 2020), (Baena, 2014).

En este caso, se tomaron en cuenta el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio costo (B/C).

El VAN, es el flujo de caja descontado F_n en cada periodo n traído a valor presente mediante la tasa de descuento r , el cual se calcula de la siguiente manera:

$$VAN = -I_o + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+r)^n} \quad \text{Ec. (3)}$$

En donde I_o representa la inversión inicial y $F_n = B_n - C_n$, como se verá más adelante.

La TIR, en cambio se calcula con la siguiente formula

$$0 = -I_o + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \quad \text{Ec. (4)}$$

O lo que es lo mismo decir que la TIR es la mínima tasa que hace que el VAN sea nulo.

La relación beneficio costo B/C, es la relación entre los beneficios B_n y costos C_n descontados a la tasa r obtenidos a lo largo de la vida útil del proyecto en cada periodo n . Esto es

$$B/C = \frac{B_o + \sum_{n=1}^N \frac{B_n}{(1+r)^n}}{I_o + C_o + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}} \quad \text{Ec. (5)}$$

El análisis de este indicador se lo realiza de la siguiente manera

- $B/C > 1$ indica que los beneficios superan los costos, por consiguiente, el proyecto debe ser tomado en cuenta.
- $B/C = 1$ los beneficios son iguales a los costos. No existen ganancias.
- $B/C < 1$, los costos son mayores que los beneficios. El proyecto no se toma en cuenta.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Modelamiento estático y dinámico de la inyección de polímero micelar

Los siguientes datos presentados en la Ilustraciones 10 y 11 corresponden a los resultados obtenidos en el modelamiento mediante el programa EORgui.

Ilustración 10

Datos del reservorio X-1 para el modelamiento

The screenshot displays the EORgui software interface for reservoir and fluid data input. The title is "Análisis de factibilidad de inyección de polímeros micelares". The "Type of Chemical Flood" is set to "Micellar-Polymer". The "NPC Modifications Switch" is "Original Model - Recommended For High-Water-Content And Low Viscosity Soluble-Oil Slugs". The "Lithology" is "Sandstone". The "Economic Calculations ?" option is "Do not calculate Economic Parameters".

The interface is divided into two main sections: "Required Data" and "Optional Data".

Required Data	Optional Data		
Reservoir Depth [ft]	7000	Reservoir Pressure [psia]	2000
Pattern Area	240000 m ²	Reservoir Temperature [deg F]	199
API Gravity	22	Gas Gravity	0.85
Porosity [fraction]	0.21	Solution GOR [scf/stb]	30
Permeability [mD]	750	Initial Oil FVF, Boi [rb/stb]	1.2
Net Pay Thickness [ft]	50	Final Oil FVF, Bo [rb/stb]	1.05
kv/kh Ratio	0.1	Final Water FVF, Bw [rb/stb]	1
Dykstra-Parsons Coefficient	0.68	Oil viscosity [cP]	36
Endpoint kro at Swc	0.8	Water viscosity [cP]	0.9
Endpoint krw at Sor	0.2	Water Salinity [ppm]	18500
Corey Exponent for Oil	2.5		
Corey Exponent for Water	3		
Swc, fraction	0.2		
Sor, fraction	0.38		

Buttons: "Clear All" and "Calculate Optional Data".

Fuente: simulador EORgui.

Ilustración 11

Datos del proceso de inyección para el modelamiento

The screenshot displays the EORgui simulator interface for configuring injection data. At the top, the title is 'Análisis de factibilidad de inyección de polimeros micelares'. Below this, several dropdown menus are set to: 'Type of Chemical Flood: Micellar-Polymer', 'NPC Modifications Switch: Original Model - Recommended For High-Water-Content And Low Viscosity Soluble-Oil Slugs', 'Lithology: Sandstone', and 'Economic Calculations?: Do not calculate Economic Parameters'. A navigation bar includes 'Reservoir and Fluid Data', 'Field and Injection Data' (which is highlighted), and 'Results'. Under 'Field and Injection Data', the 'Prediction Timeframe' section shows 'Start Date: ene. 2023' and 'Reporting Frequency: Monthly'. The interface is divided into 'Required Data' and 'Optional Data' sections. 'Required Data' includes: STOOIP [MMstb] = 25, Cumulative Oil [MMstb] = 5, Bottom Water [fraction] = 0, and Gas Cap [fraction] = 0. 'Optional Data' includes: User Surfactant Retention [PV] = 0.0929, Weight Fraction Clay = 0.1, Rock Grain Density [g/ml] = 2.68, Surfactant Slug Density [g/ml] = 1.005, Surfactant Concentration [fraction] = 0.05, Surfactant Slug Size = 0.25, Polymer PV Injected [fraction] = 0.65, User Displacement Efficiency (empty), Steady State Pattern Rate [rb/d] = 921.39, and Injectivity Coefficient, psi/ft = 0.3. At the bottom right of the 'Optional Data' section are buttons for 'Calculate Default', 'Reset Defaults', and 'Clear All'.

Fuente: simulador EORgui.

3.2. Estimación del volumen de reservas recuperables de petróleo y otros parámetros

A continuación, en la Ilustraciones 12 y 13 y en la Tabla 8 se presentan los resultados obtenidos mediante el modelamiento de las condiciones de inyección. Se presenta un área de barrido por arreglo de 240.000 m², el cual proporciona los mejores resultados al momento de evaluar el recobro de petróleo. La carga de la información del reservorio se la toma como referencia a la base datos de petrofísica del campo Wao.

Ilustración 12

Resultados del modelamiento bajo las condiciones establecidas

1	RECOVERY EFFICIENCY SUMMARY		

	FIELD CAPILLARY NUMBER	7.55E-03	
	DISPLACEMENT EFFICIENCY	0.8847	ED
	CROSSFLOW NUMBER	7.188	RL
	SURFACTANT RETENTION, PV	0.0929	DS
	DIMENSIONLESS SURF SLUG SIZE	0.2500	VPS/DS
	SURF (OR CAUSTIC) SLUG SIZE, PV	0.0232	VPS
	PORE VOLUME MOBILITY BUFFER (POLY) ..	0.650	VPMB
	DYKSTRA-PARSONS COEFFICIENT	0.680	VDP
	EFFECTIVE MOBILITY RATIO	7.146	EFF
	FLOW CAPACITY OF LAYER M	0.293	FM
	STORAGE CAPACITY OF LAYER M	0.055	CM
	VERTICAL SWEEP EFFICIENCY	0.2316	EV
	MOBILITY BUFFER (POLY) SWEEP EFFIC ..	0.8449	EMB
	CROSSFLOW PERFORMANCE FACTOR	1.5677	FCF
	TERTIARY OIL RECOVERY EFFICIENCY	0.2714	ER
0	INJECTION/PRODUCTION SUMMARY		

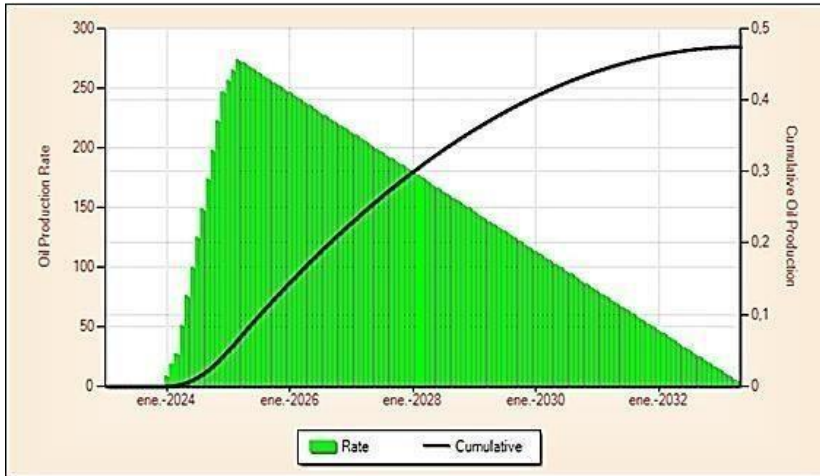
	INJECTION/PRODUCTION SUMMARY		

	PATTERN SURFACTANT SLUG VOLUME	112.2	MBBL
	INITIAL POLYMER CONCENTRATION	4793.6	PPM
	PATTERN POLYMER REQUIREMENT	2557.5	MLB
	DIMENSIONLESS SURF VELOCITY	0.953	VELS
	DIMENSIONLESS OIL BANK VELOCITY	1.736	VOB
	OIL BREAKTHROUGH PORE VOLUME	0.081	TDOBT
	PEAK RATE PORE VOLUME	0.147	TDS
	SWEEP OUT PORE VOLUME	0.730	TDSW
	OIL BREAKTHROUGH TIME	1.158	YEAR
	PEAK RATE TIME	2.109	YEAR
	TOTAL PATTERN LIFE	10.491	YEAR
	FRACTIONAL FLOW OF OIL AT PEAK	0.317	FOPK
	INJECTIVITY COEFFICIENT	0.300	PSI/FT
	STEADY STATE PATTERN RATE	921.39	RB/D
	OIL RATE AT PEAK	278.54	STB/D
	WATER SATURATION IN BANK	0.2508	SWB
	WATER FRACTIONAL FLOW IN BANK	0.3276	FWB
	PATTERN SPACING	59.31	ACRE
	TOTAL DEVELOPED AREA	263.06	ACRE
	NUMBER OF EFFECTIVE PATTERNS	4.44	
	PATTERN FLOODABLE PORE VOLUME	4.8309	MMRB
	PATTERN TARGET OIL	1.7483	MMSTB
	STARTING OIL SATURATION	0.3800	SORW
	PROJECT FLOODABLE PORE VOLUME	21.429	MMRB
	PROJECT TARGET OIL (TO)	7.755	MMSTB

Fuente: simulador EORgui.

Ilustración 13

Resultados del modelamiento de producción estimada



Fuente: simulador EORgui.

Tabla 8

Resultados del modelamiento

Indicador o variable	Resultado
Número Capilar	$7,55^{-3}$
Vida útil por arreglo	10,5 años
Número de arreglos necesarios para cubrir el área de interés	4
Barriles de petróleo recuperados en los 4 arreglos	2,104 MMSTB
Barriles petróleo recuperado por arreglo	0,526 MM STB
Producción acumulada de agua por arreglo	2,98 MM STB
Gas acumulado por arreglo	14,22 MM SCF
Libras de polímero requerido por arreglo	2,5 MM lb
Barriles de surfactante requeridos por arreglo	0,11 MM BBL al 100% total en peso

Nota: se consideró un área de barrido de 240.000 m² y una concentración de surfactante de 0,05% del peso total del fluido inyectado como polímero.

Fuente: simulador EORgui.

3.3. Análisis económico y de rentabilidad del proyecto

Para proceder al cálculo primero es necesario establecer el nivel de inversiones iniciales y de desmantelamiento o de salida del proyecto. Los mismos se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9

Inversiones estimadas para el proyecto

Rubro	Monto Dólares
Estudios petrofísicos. Diseño del sistema polimérico. Pruebas de compatibilidad e interacción polímero-roca.	250.000
Estudios estáticos y dinámicos del reservorio X-1	50.000
Conversión de pozos productores a inyectores.	1.200.000
Perforación de pozos nuevos (2)	6.000.000
Desmantelamiento y remediación ambiental	2.000.000
Total, USD (moneda corriente)	9.500.000

Fuente: valores estimados de datos de campo.

Se estima una vida útil total de 12 años, considerando un tiempo de desmantelamiento de las instalaciones de 1,5 años luego de terminada la vida del modelo de inyección de polímeros el cual incluye remediación ambiental del área del proyecto.

Escenario 1:

Para el análisis económico se consideró un precio por barril de USD 65,00 tomando en consideración los pronósticos de Agencia Internacional de Energía (EIA por sus siglas en inglés) (EIA, 2023), un costo de producción de USD 30,00, una tasa de descuento de 3,25% semestre vencido.

Los cálculos se los realizaron semestralmente para ajustar los valores de ingresos y egresos. Los resultados se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10

Flujo económico del proyecto

Periodo	BOPD	Precio de barril USD	Costo de producción por barril USD	Ingresos netos por barril USD	Ingresos totales por semestre USD	Egresos totales por semestre USD	Ingresos netos totales USD
0						-9.500.000,00	-9.500.000,00
1	-	65,00	30,00	35,00	-	-	-
2	-	65,00	30,00	35,00	-	-	-
3	137,50	65,00	30,00	35,00	1.631.093,75	752.812,50	878.281,25
4	275,00	65,00	30,00	35,00	3.262.187,50	1.505.625,00	1.756.562,50
5	258,82	65,00	30,00	35,00	3.070.294,12	1.417.058,82	1.653.235,29
6	242,65	65,00	30,00	35,00	2.878.400,74	1.328.492,65	1.549.908,09
7	226,47	65,00	30,00	35,00	2.686.507,35	1.239.926,47	1.446.580,88
8	210,29	65,00	30,00	35,00	2.494.613,97	1.151.360,29	1.343.253,68
9	194,12	65,00	30,00	35,00	2.302.720,59	1.062.794,12	1.239.926,47
10	177,94	65,00	30,00	35,00	2.110.827,21	974.227,94	1.136.599,26
11	161,76	65,00	30,00	35,00	1.918.933,82	885.661,76	1.033.272,06
12	145,59	65,00	30,00	35,00	1.727.040,44	797.095,59	929.944,85
13	129,41	65,00	30,00	35,00	1.535.147,06	708.529,41	826.617,65
14	113,24	65,00	30,00	35,00	1.343.253,68	619.963,24	723.290,44
15	97,06	65,00	30,00	35,00	1.151.360,29	531.397,06	619.963,24
16	80,88	65,00	30,00	35,00	959.466,91	442.830,88	516.636,03
17	64,71	65,00	30,00	35,00	767.573,53	354.264,71	413.308,82
18	48,53	65,00	30,00	35,00	575.680,15	265.698,53	309.981,62
19	32,35	65,00	30,00	35,00	383.786,76	177.132,35	206.654,41
20	16,18	65,00	30,00	35,00	191.893,38	88.566,18	103.327,21
21	-	65,00	30,00	35,00	-	-	-
22	-	65,00	30,00	35,00	-	-1.000.000,00	-1.000.000,00
23	-	65,00	30,00	35,00	-	-1.000.000,00	-1.000.000,00

Fuente: simulación de datos de campo e históricos con valores de mercado de fluidos

Con estos resultados obtenidos, se procede a determinar el VAN, TIR y la B/C. Entonces, se tiene:

$$\text{VAN} = \text{USD } 2.152.182,36$$

$$\text{TIR} = 6,20\% \text{ semestral}$$

$$\text{VAN ingresos} = \text{USD } 23.448.625,25$$

$$\text{VAN egresos} + \text{inversiones} = \text{USD } 21.296.442,90$$

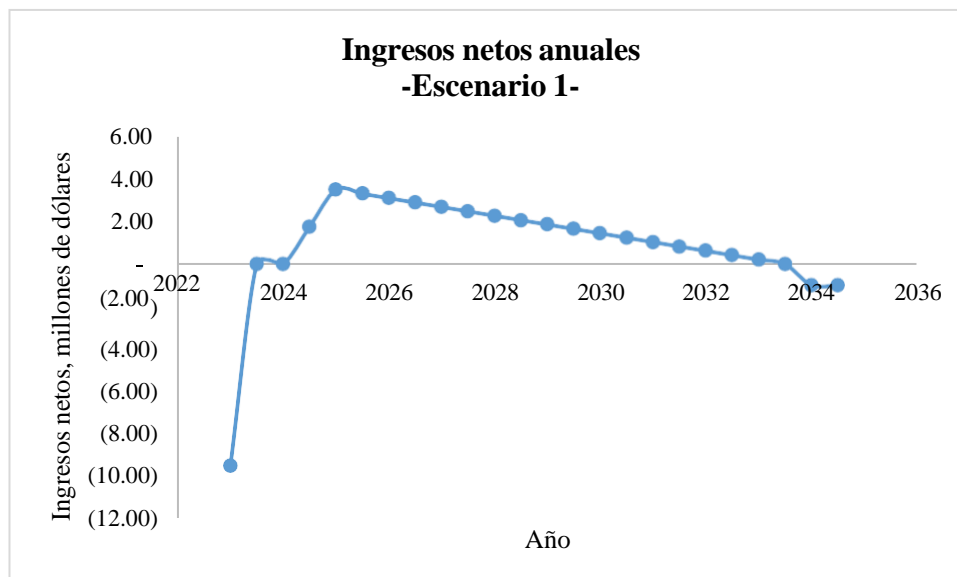
$$\text{B/C} = 1,10$$

Con estos resultados, se puede indicar que el proyecto se acepta ya que el VAN es positivo, la TIR es mayor que la tasa de descuento, y la B/C es mayor que 1,0.

El comportamiento de los ingresos anuales se presenta en la Ilustración 14.

Ilustración 14

Comportamiento de los Ingresos netos anuales para el Escenario 1



Escenario 2:

Se realizó el análisis de sensibilidad para encontrar el punto de equilibrio del proyecto, cuando el precio de producción por barril se incrementa a USD 35,97, los indicadores del proyecto son los siguientes

$$\text{VAN} = \text{USD } -1.483,68$$

$$\text{TIR} = 3,25\% \text{ semestral}$$

$$\text{VAN ingresos} = \text{USD } 23.448.625,25$$

$$\text{VAN egresos} + \text{inversiones} = \text{USD } 23.450.108,94$$

$$\text{B/C} = 1,00$$

Siendo aquí importante anotar que cuando el precio de venta del barril de petróleo se mantenga constante en USD 65,00 y los costos de producción se incrementen por encima de USD 35,97, el proyecto se vuelve inviable económica y financieramente. Ver la Tabla 11.

Por tanto, es necesario establecer que cuando se mantiene constante el precio de venta de petróleo en USD 65,00, el costo de producción debe encontrarse por debajo de USD 35,97 para que el proyecto sea viable económicamente.

Tabla 11

Flujo económico proyectado cuando costo de producción se incrementa y el precio del barril se mantiene constante

Periodo	BOPD	Precio de barril USD	Costo de producción por barril USD	Ingresos netos por barril USD	Ingresos totales por semestre USD	Egresos totales por semestre USD	Ingresos netos totales USD
0						-9.500.000,00	-9.500.000,00
1	-	65,00	35,97	29,03	-	-	-
2	-	65,00	35,97	29,03	-	-	-
3	137,50	65,00	35,97	29,03	1.631.093,75	902.622,19	728.471,56
4	275,00	65,00	35,97	29,03	3.262.187,50	1.805.244,38	1.456.943,13

Periodo	BOPD	Precio de barril USD	Costo de producción por barril USD	Ingresos netos por barril USD	Ingresos totales por semestre USD	Egresos totales por semestre USD	Ingresos netos totales USD
5	258,82	65,00	35,97	29,03	3.070.294,12	1.699.053,53	1.371.240,59
6	242,65	65,00	35,97	29,03	2.878.400,74	1.592.862,68	1.285.538,05
7	226,47	65,00	35,97	29,03	2.686.507,35	1.486.671,84	1.199.835,51
8	210,29	65,00	35,97	29,03	2.494.613,97	1.380.480,99	1.114.132,98
9	194,12	65,00	35,97	29,03	2.302.720,59	1.274.290,15	1.028.430,44
10	177,94	65,00	35,97	29,03	2.110.827,21	1.168.099,30	942.727,90
11	161,76	65,00	35,97	29,03	1.918.933,82	1.061.908,46	857.025,37
12	145,59	65,00	35,97	29,03	1.727.040,44	955.717,61	771.322,83
13	129,41	65,00	35,97	29,03	1.535.147,06	849.526,76	685.620,29
14	113,24	65,00	35,97	29,03	1.343.253,68	743.335,92	599.917,76
15	97,06	65,00	35,97	29,03	1.151.360,29	637.145,07	514.215,22
16	80,88	65,00	35,97	29,03	959.466,91	530.954,23	428.512,68
17	64,71	65,00	35,97	29,03	767.573,53	424.763,38	342.810,15
18	48,53	65,00	35,97	29,03	575.680,15	318.572,54	257.107,61
19	32,35	65,00	35,97	29,03	383.786,76	212.381,69	171.405,07
20	16,18	65,00	35,97	29,03	191.893,38	106.190,85	85.702,54
21	-	65,00	35,97	29,03	-	-	-
22	-	65,00	35,97	29,03	-	-1.000.000,00	-1.000.000,00
23	-	65,00	35,97	29,03	-	-1.000.000,00	-1.000.000,00

Fuente: simulación de datos de campo e históricos con valores de mercado de fluidos

El comportamiento de los ingresos anuales se presenta en la Ilustración 15.

Escenario 3:

Es importante señalar que al mantenerse constante el precio de producción por barril en USD 30,00, el precio mínimo de venta del barril de petróleo debe ser de USD 59,03 para que el proyecto sea viable económicamente (Ver Tabla 12). Con estos datos, el cálculo del VAN, la TIR y la B/C se tienen, a continuación

VAN = USD -1.483,68

TIR = 3,25% semestral

VAN ingresos = USD 21.294.959,21

VAN egresos + inversiones = USD 21.296.442,90

B/C = 1,00

Ilustración 15

Comportamiento de los Ingresos netos anuales para el Escenario 2

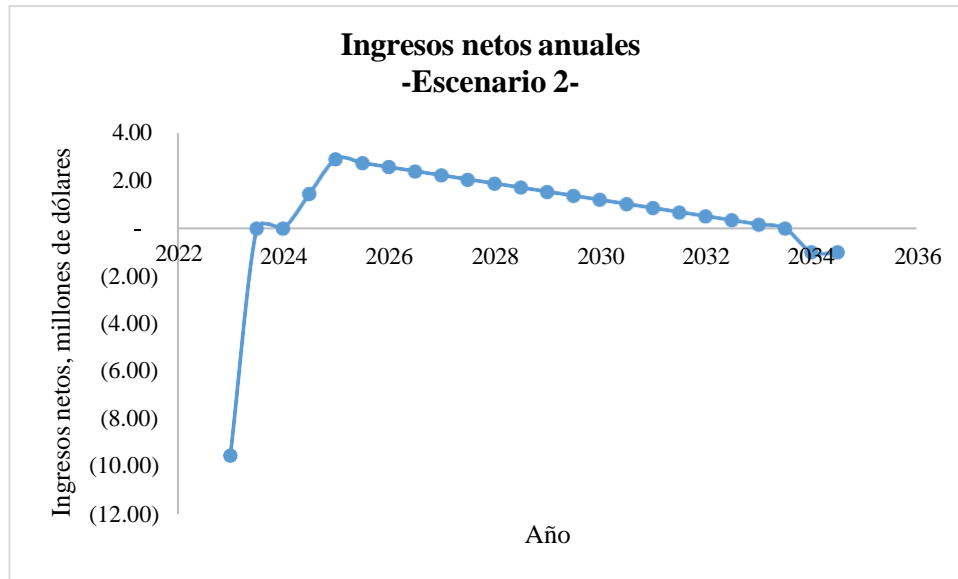


Tabla 12

Flujo económico proyectado cuando costo de producción se mantiene constante y el precio de venta del barril de petróleo disminuye

Periodo	BOPD	Precio de barril USD	Costo de producción por barril USD	Ingresos netos por barril USD	Ingresos totales por semestre USD	Egresos totales por semestre USD	Ingresos netos totales USD
0						-9.500.000,00	-9.500.000,00
1	-	59,03	30,00	29,03	-	-	-
2	-	59,03	30,00	29,03	-	-	-
3	137,50	59,03	30,00	29,03	1.481.284,06	752.812,50	728.471,56
4	275,00	59,03	30,00	29,03	2.962.568,13	1.505.625,00	1.456.943,13
5	258,82	59,03	30,00	29,03	2.788.299,41	1.417.058,82	1.371.240,59
6	242,65	59,03	30,00	29,03	2.614.030,70	1.328.492,65	1.285.538,05
7	226,47	59,03	30,00	29,03	2.439.761,99	1.239.926,47	1.199.835,51
8	210,29	59,03	30,00	29,03	2.265.493,27	1.151.360,29	1.114.132,98
9	194,12	59,03	30,00	29,03	2.091.224,56	1.062.794,12	1.028.430,44
10	177,94	59,03	30,00	29,03	1.916.955,85	974.227,94	942.727,90

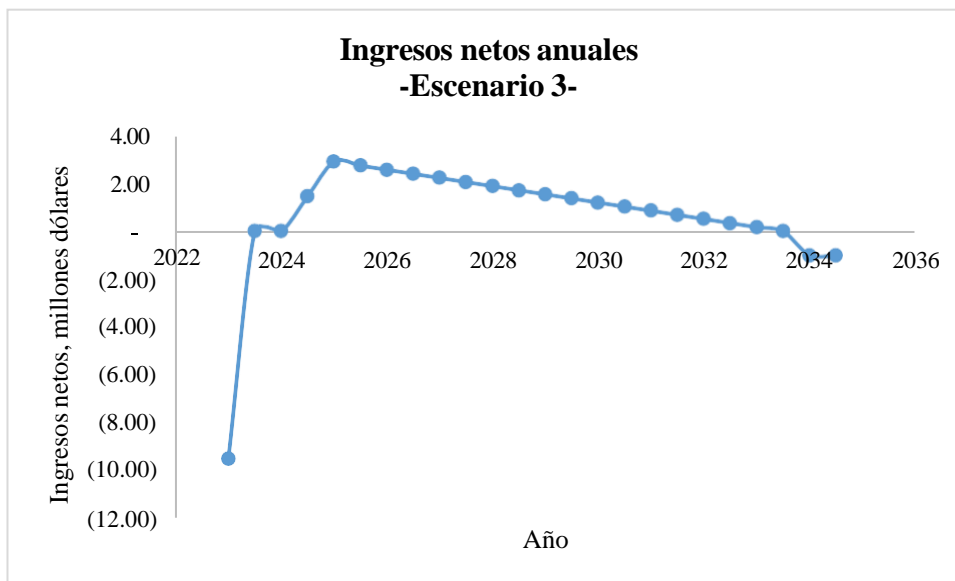
Periodo	BOPD	Precio de barril USD	Costo de producción por barril USD	Ingresos netos por barril USD	Ingresos totales por semestre USD	Egresos totales por semestre USD	Ingresos netos totales USD
11	161,76	59,03	30,00	29,03	1.742.687,13	885.661,76	857.025,37
12	145,59	59,03	30,00	29,03	1.568.418,42	797.095,59	771.322,83
13	129,41	59,03	30,00	29,03	1.394.149,71	708.529,41	685.620,29
14	113,24	59,03	30,00	29,03	1.219.880,99	619.963,24	599.917,76
15	97,06	59,03	30,00	29,03	1.045.612,28	531.397,06	514.215,22
16	80,88	59,03	30,00	29,03	871.343,57	442.830,88	428.512,68
17	64,71	59,03	30,00	29,03	697.074,85	354.264,71	342.810,15
18	48,53	59,03	30,00	29,03	522.806,14	265.698,53	257.107,61
19	32,35	59,03	30,00	29,03	348.537,43	177.132,35	171.405,07
20	16,18	59,03	30,00	29,03	174.268,71	88.566,18	85.702,54
21	-	59,03	30,00	29,03	-	-	-
22	-	59,03	30,00	29,03	-	-1.000.000,00	-1.000.000,00
23	-	59,03	30,00	29,03	-	-1.000.000,00	-1.000.000,00

Fuente: simulación de datos de campo e históricos con valores de mercado de fluidos

El comportamiento de los ingresos anuales se presenta en la Ilustración 16.

Ilustración 16

Comportamiento de los Ingresos netos anuales para el Escenario 3



Los resultados del análisis económico en los tres escenarios se pueden resumir en la Tabla 13, a continuación.

Tabla 13

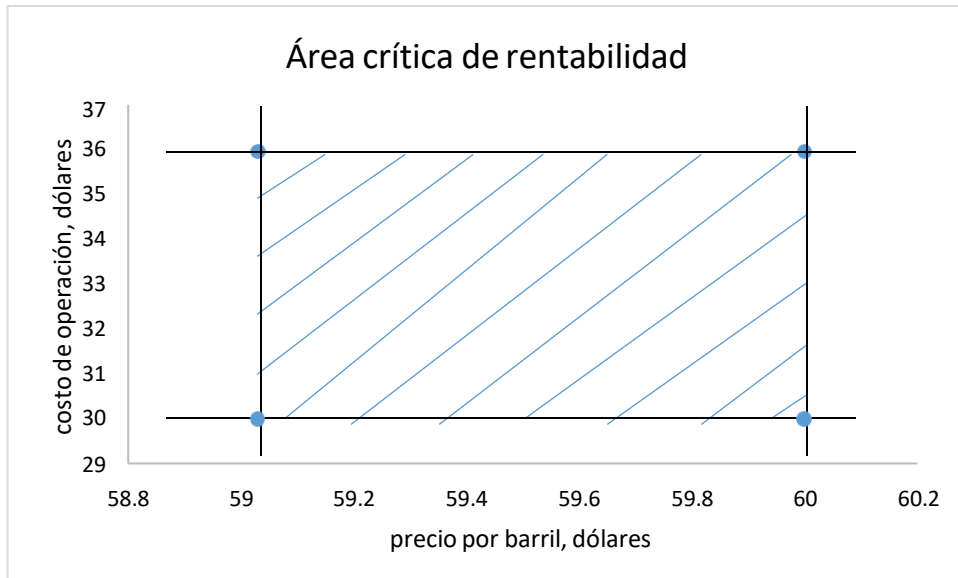
Resumen de los indicadores económicos del proyecto en los tres escenarios

Indicadores	Escenario 1 (barril de petróleo en \$60,00 y costos de producción de \$30,00)	Escenario 2 (incremento del costo de producción a \$35,97)	Escenario 3 (disminución del precio del barril de petróleo debajo de \$59,03)
VAN	USD 2.152.182,36	USD -1.483,68	USD -1.483,68
TIR	6,20% semestral	3,25% semestral	3,25% semestral
B/C	1,10	1,00	1,00

En la Ilustración 14 se presenta el área o ventana crítica de rentabilidad del proyecto, en donde el área sombreada representa los límites que se pueden tomar para que el proyecto no sea viable financiera y económicamente. Los valores por fuera de esta área o ventana ocasionarían que el proyecto sea rentable para su implementación. Para que el área pase de ser una zona crítica, los precios (de venta y de producción del crudo) deben ser optimizados para lograr que el proyecto sea viable. Para que esto ocurra es necesario hacer una revisión sobre lo anotado por Seright (2016) en la parte económica de proyectos de inyección de polímeros.

Ilustración 17

Área o ventana crítica de rentabilidad del proyecto de recobro mejorado



3.4. Discusión de resultados

Los cálculos mediante el software EORgui® demuestran la capacidad de incremento de barrido de petróleo residual que tienen los polímeros micelares, los cuales permiten un mejor recobro de las reservas remanentes de petróleo dentro del yacimiento. Como se indicó antes, el reservorio X-1 está bajo un piloto de recuperación secundaria por inyección de agua, el mismo que presenta un alto nivel de corte de este fluido en la producción actual, pero con reservas de petróleo por ser recuperadas aún, por lo que este yacimiento es un buen candidato para ser tomado en cuenta para un piloto de recuperación mejorada.

Debido a la naturaleza de los polímeros, estos tienen un efecto pistón dentro del reservorio con la concentración adecuada del polímero y que permita maximizar sus propiedades viscoelásticas para permitir un mejor barrido en comparación con la inyección de agua.

Es importante tomar en cuenta que los polímeros micelares conllevan una tasa de adherencia a la roca, por lo que cuando se realicen los ajustes de parámetros para determinar el modelo de inyección actualizado deben realizarse estudios tanto de compatibilidad fluido-roca, tanto como de tensión interfacial para mejorar la movilidad del petróleo mediante la incorporación de la concentración adecuada de surfactante, la

misma que también tienda a disminuir formación de emulsiones estables y/o bloqueos por emulsión dentro de la roca, lo cual pueda generar problemas en el barrido del petróleo remanente en el reservorio X-1 y por tanto afectar el factor de recobro de petróleo.

Las reservas recuperadas estimadas están en el orden 2,104 MMSTB por cuatro arreglos de pozos de 240.000 m² cada uno, hacen que sea viable un piloto de este tipo, considerando que el precio del barril de petróleo se encuentre por encima de los USD 65,00 y que el costo de producción, incluyendo los químicos necesarios, así como otras operaciones necesarias no sobrepasen los USD 35,97 por barril de petróleo producido, el cual corresponde al punto de equilibrio.

3.5. Propuesta

Una vez realizados los modelamientos y los análisis económicos del proyecto, se puede proponer realizar un piloto de inyección de polímeros micelares, mismo que requiere un volumen de 0,11 MM bbl de surfactante y 2,5 MM lb de polímero por arreglo de pozos.

Los arreglos de pozos están conformados por 4 pozos inyectores y un pozo productor, mismos que producirán un estimado de 2,104 MM STB de petróleo totales durante una vida productiva de 10,5 años del piloto de inyección micelar, además de 14,22 MM SCF de gas natural asociado y 2,98 MM STB de agua acumulada por arreglo de pozos.

Se tomarán en cuenta inversiones iniciales de USD 9,5 MM para convertir pozos y otros estudios necesarios para el ajuste de los parámetros del modelo de recobro terciario además de USD 2,00 MM para el cierre o desmantelamiento de las facilidades de superficie y para remediación y reparación ambiental que sean necesarios.

CONCLUSIONES

Una vez desarrollada la etapa de desarrollo del proyecto de titulación, y en base a los resultados obtenidos se puede concluir que:

Se ha determinado la factibilidad técnica y económica del recobro mejorado mediante polímeros micelares en la arenisca X-1 del Campo Wao de la Cuenca Oriente de Ecuador.

Para esto, se determinó mediante las condiciones estáticas y dinámicas de la arenisca X-1 del Campo Wao que es factible someterla a un piloto de inyección de micelas, para lo cual fue necesario realizar el filtrado mediante la técnica de *screening* de las condiciones necesarias para llevar a cabo el proyecto y la revisión de literatura científica y técnica actualizada.

Se estimó el volumen de reservas de petróleo recuperables por inyección de micelas mediante el software EORgui®, del cual se desprende que es factible recuperar 2,104 MM STB de petróleo totales mediante la incorporación de 4 arreglos con una relación de 4 inyectores por pozo productor. El área de cada arreglo es de 240.000 m², y la producción de agua y gas en cada uno de ellos es de 2,98 MM STB de agua y 14,22 MM SCF respectivamente. Además, según los cálculos se requieren 0,11 MM bbl de surfactante y 2,5 MM lb de polímero por arreglo de pozos, con una vida útil de 10,5 años del modelo de inyección.

Los indicadores económicos del proyecto indican que en el escenario promedio se tendría un VAN de USD 2.152.182,36, una TIR de 6,20% semestre vencido y una B/C de 1,10, los mismos que comprueban la viabilidad financiera y económica del proyecto para ser implementado

RECOMENDACIONES

Se recomienda la implementación de otro tipo de simuladores para el análisis y comportamiento de fluidos para recuperación secundaria y terciaria a condiciones de presión y temperatura de fondo para evaluar su rendimiento en procesos de inundación, en especial en casos que se obtengan saturaciones críticas de los fluidos.

REFERENCIAS

- Ahmed, M.E., Sultan, A.S., Al-Sofi, A. et al. Optimization of surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery. *J Petrol Explor. Prod. Technol.* 13, 2109– 2123 (2023). <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01651-0>
- Babakhani, P., Azhdarpour, A., & Zare, A. (2011). Simulation study of micellar/polymer flooding process in sandpack. *Proceedings of The 2011 IAJC-ASEE International Conference*. ENG 108.
- Baena, D. (2014). *Análisis financiero: enfoque y proyecciones* (2 ed.). Colombia: ECOE.
- Chukwuma Godwin, J. Nmegbu, Edet Emmanuel A., Ogbonna Miracle. (2022). Model Development for Micellar/ Polymer Flooding Process. *International Journal of Engineering and Modern Technology (IJEMT)*. Vol. 8 No. 5. E-ISSN 2504-8848. <https://doi.org/10.56201/ijemt.v8.no5.2022.pg71.92>
- Das, B. (2012). Microbial enhanced oil recovery: a comprehensive approach, *Everyman's Sci.*, 234-237.
- Dang, T.Q.C., Chen, Z., Nguyen, T.B.N., & Bae, W. (2014). The Potential of Enhanced Oil Recovery by Micellar/Polymer Flooding in Heterogeneous Reservoirs. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. doi: <https://doi.org/10.1080/15567036.2010.549912>
- Druetta, P., Picchioni, F. (2108). Surfactant–Polymer Flooding: Influence of the Injection Scheme. *Energy & Fuel*, 32, pp 12231-12246. <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.energyfuels.8b02900?src=getfr>
- EIA. (2023). *PETROLEUM & OTHER LIQUIDS*. U.S. Energy Information Administration. Retrieved Octubre 20, 2023, from https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pets&s=f000000_3&f=a
- Fernández, G., García, F., Aparicio, F., & Sánchez, L. (2009). *Moléculas anfifílicas orgánicas. Auto-ensamblajes con morfología y dimensionalidad moduladas* (Vol. 105, Número 2). www.rseq.org

- Flores-Trujillo, C., & Ramírez-Ramírez, C. (2016). *Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos*. México: IPN.
- Gurgel, A., Moura, M., Dantas, T., Barros Neto, E., & Dantas Neto, A. (2008). A review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery. *Braz. J. Petrol. Gas* 2, 83-95.
- Han, X., Lu, M., Fan, Y., Li, Y., & Holmberg, K. (2022). Recent Developments on Surfactants for Enhanced Oil Recovery. *Tenside Surfactants Detergents*, 58(3), 164–176. <https://doi.org/10.1515/tsd-2020-2340>
- Hirasaki, G., Zhang, D., & Rice, U. (2003, Abril). Surface Chemistry of Oil Recovery From Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formations. *SPE Journal*, 5-8.
- Jaimes, D. M., Gates, I. D., & Clarke, M. (2019). Reducing the energy and steam consumption of SAGD through cyclic solvent co-injection. *Energies*, 12(20). <https://doi.org/10.3390/en12203860>
- Khabeev, N.S. (2006). Numerical Analysis of Micellar Polymer Displacement of Oil from Flooded Strata. *Arab Gulf Journal of Scientific Research*, 24 (1), pp 12-17. https://agjsr.agu.edu.bh/uploads/images/papers/pdfs/595f74fe8ecb8ac8b70b6624910e9669_60d2c6f34d01d.pdf
- Kamal, M., Hussein, I., & Sultan, A. (2017). Review on Surfactant Flooding: Phase Behavior, Retention, IFT, and Field Applications. *Energy and Fuels*, 31(8), 7701–7720.
- Koyanbayev, M., Wang, L., Wang, Y., & Hashmet, M. R. (2022). Advances in sour gas injection for enhanced oil recovery-an economical and environmental way for handling excessively produced H₂S. En *Energy Reports* (Vol. 8, pp. 15296–15310). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.11.121>
- Li, W., Dai, C., Ouyang, J., Aziz, H., Tao, J., He, X., & Zhao, G. (2018). Adsorption and retention behaviors of heterogeneous combination flooding system composed of dispersed particle gel and surfactant. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 250-261. doi: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.11.008>

- Mandal, A. (2015). Chemical flood enhanced oil recovery: a review. *Int. J. Oil Gas Coal Technol.* (9), 241-264.
- Martin, F., Oxley, J., & Lim, H. (1985). Enhanced recovery of a “J” sand crude oil with a combination of surfactant and alkaline chemicals. *60th Annual Fall Meeting*. Las Vegas: SPE.
- Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 6, 3150–3178. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2020.11.009>
- Mendoza, K. (2010). *Optimización de los componentes de una formulación de álcali, surfactante y polímero (ASP) con potencial de empleo en Recuperación Mejorada de un crudo del Occidente del país*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela. <http://190.169.30.62/handle/10872/12358>
- Ministerio de Energía y Minas de Ecuador. (2018). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador*. Quito. Obtenido de <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/11/Informe-Anual-del-Potencial-Hidrocarburífero-del-Ecuador-2018.pdf>
- Nagalajan, R., & Wasan, D. (1993). Measurement of dynamic interfacial tension by an expanding drop tensiometer. *Coll. Interf. Sci.* (159), 164-173.
- Olajire, A. A. (2014, Diciembre). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*, 77(1), 963-982. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>
- Pillon, L. (2008). *Interfacial Properties of Petroleum Products*. Boca Ratón, FL: CRC Press.
- Ramírez, S. (2019). *Síntesis, Purificación y Evaluación de Surfactantes a partir de Derivados de Biomasa*. (E. García Valdez, Ed.) Saltillo: Centro de Investigación en Química Aplicada. Obtenido de <https://ciqa.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1025/599/1/CE%20EQA%20-%20Saira%20Ramirez%20Martinez%2030%20ago%202109.pdf>

- Salager, J.-L. (2002). *Surfactantes Tipos y Usos*. Universidad de Los Andes.
<https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S300A.pdf>
- Salager, J.-L., Anton, R., Anderez, J., & Aubry, J.-M. (2015). *Formulaciones de Microemulsiones por el método del HLD*. Cuaderno de FIRP S211-T. Universidad de Los Andes. <https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S211T.pdf>
- Seright, R.S. (2016). How Much Polymer Should Be Injected During Polymer Flood? SPE-179543-MS. <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/publications/SPE-179543-MS.pdf>
- Shen, P., Zhu, B., Li, X., & Wu, Y. (2010). An experimental study of the influence of interfacial tension on water–oil two-phase relative permeability. *Transp. Porous Media*, 505-520.
- Sheng, J. J. (2010). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. USA: Gulf Publishing Co.
- Song, Z. J., Li, M., Zhao, C., Yang, Y. L., & Hou, J. R. (2020). Gas injection for enhanced oil recovery in two-dimensional geology-based physical model of Tahe fractured-vuggy carbonate reservoirs: karst fault system. *Petroleum Science*, 17(2), 419–433. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00427-z>
- Soto, C. (2019). *Perfil de Invasión de un Surfactante aniónico en Procesos de Recobro Mejorado*. (S. Lopera, & F. Cortés, Edits.) Medellin: Universidad Nacional de Colombia. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/78003/1.112.957.887.2019.pdf?sequence=4&isAllowed=y>
- SPE. (2001). *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources*. Richardson, TX 75080-2040 USA: Society of Petroleum Engineers.
- Sun, J., Sun, Y., Wang, C., Lin, H., Zhou, W., Fu, Y., & Ren, S. (2021). Study on Start-Up Process of SAGD by Solvent: Experiment Research and Process Design. *Geofluids*, 2021. <https://doi.org/10.1155/2021/9985935>
- Sun, C., Guo, H., Li, Y., Song, K. (2020). Recent Advances of Surfactant-Polymer (SP) Flooding Enhanced Oil Recovery Field Tests in China. *Geofluids*. Hindawi. Vol. 2020. Article ID 8286706. <https://doi.org/10.1155/2020/8286706>

- Trejo Ramírez, P. A., & Gutiérrez García, D. (2013). *Teoría de flujo fraccional aplicada a fluidos No-newtonianos*. México, México: UNAM. Obtenido de <https://repositorio.unam.mx/contenidos/273491>
- Verkruyse, L., & Salter, S. (1985). Potential Use of Nonionic Surfactants in Micellar Flooding. *International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry held in Phoenix*. Phoenix: SPE.
- Vesna, K. M., Branko, L., & Dušan, D. (2014). FACTORS INFLUENCING SUCCESSFUL IMPLEMENTATION OF ENHANCED OIL RECOVERY PROJECTS. *UNDERGROUND MINING ENGINEERING*, 25, 41-50.
- Zamorano, E. (2020). *Análisis Financiero de la Toma de Decisiones*. Colombia: ECOE.