

# Analysis of Enhanced Oil Recovery by Micelles in the Oriente Basin of Ecuador

Fidel Chuchuca-Aguilar, MSc.<sup>1,2</sup>, Roberto Silva-Zea, MBA<sup>2,3</sup>, Fulton Ordoñez Villamar, Mgtr.<sup>1</sup>, Nimia Parrales-Klinger, Mgtr.<sup>1</sup>, Romel Erazo-Bone, MSc.<sup>2,4</sup>

<sup>1,3,4</sup>Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena, Ecuador, fchuchuca@upse.edu.ec, fulton.ordonezvillamar@upse.edu.ec, nimia.parralesklinger@upse.edu.ec

<sup>1,5</sup>Universidad de Oviedo, España, fchuchuca@upse.edu.ec, roberto.silva.zea2@gmail.com, romel.erazo@ister.edu.ec

<sup>2,5</sup>OPTIMA ENERGY RESOURCES & MINERALS, RROEM S.A.S. B.I.C., Ecuador, roberto.silva.zea2@gmail.com

<sup>5</sup>Instituto Superior tecnológico Rumiñahui, Ecuador, romel.erazo@ister.edu.ec

*Resume— The present work includes the evaluation of the technical and economic feasibility of improved oil 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 carry out this pilot, with which up to 2.1 MM STB of total oil could be obtained using 4 well patterns with a ratio of 4 injectors per producing well and a sweep area of 240,000 m<sup>2</sup> per pattern.*

*Palabras Clave—Enhanced oil Recovery EOR, Chemical flooding, Micelles, Surfactants.*

# Análisis del Recobro Mejorado de Petróleo por Micelas en la Cuenca Oriente del Ecuador

Fidel Chuchuca-Aguilar, MSc.<sup>1,2</sup>, Roberto Silva-Zea, MBA<sup>2,3</sup>, Fulton Ordoñez Villamar, Mgtr.<sup>1</sup>, Nimia Parrales-Klinger, Mgtr.<sup>1</sup>, Romel Erazo-Bone, MSc.<sup>2,4</sup>

<sup>1,3,4</sup>Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador, fchuchuca@upse.edu.ec, fulton.ordonezvillamar@upse.edu.ec, nimia.parralesklinger@upse.edu.ec

<sup>1,5</sup>Universidad de Oviedo, España, fchuchuca@upse.edu.ec, roberto.silva.zea2@gmail.com, romel.erazo@ister.edu.ec

<sup>2,5</sup>OPTIMA ENERGY RESOURCES & MINERALS, RROEM S.A.S. B.I.C., Ecuador, roberto.silva.zea2@gmail.com

<sup>1,5</sup>Instituto Superior tecnológico Rumiñahui, Ecuador, romel.erazo@ister.edu.ec

**Resumen**– El presente trabajo comprende la evaluación de la factibilidad técnica y económica del recobro mejorado de petróleo 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 m<sup>2</sup> por arreglo.

**Palabras Clave**– Recuperación Mejorada EOR, Inyección química, Micelas, Surfactantes.

## I. INTRODUCCIÓN

Una vez que han pasado las etapas de recobro primario y secundario, o si el recobro secundario no puede realizarse por algún motivo, el yacimiento aun contiene entre 60% a 80% del petróleo original en sitio; por lo que el uso de tecnologías y métodos de recobro mejorado (EOR) son necesarios para la recuperación de estos volúmenes de petróleo que aún se encuentran dentro del yacimiento [1].

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<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, humo, NGL e inyección de fluidos microbianos (que también se conoce como recuperación microbiana de petróleo), entre otros [2].

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 [3].

## II. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO WAO

### A. Generalidades del Campo

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 [4] [5]. Las reservas de este yacimiento son las que se presentan en la Tabla I.

TABLA I  
RESERVAS DE LA ARENISCA X-1 DEL CAMPO WAO [5]

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

### B. Condiciones de Producción

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.

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 dismantelamiento de las instalaciones de superficie, como se muestra en la Fig. # 1.

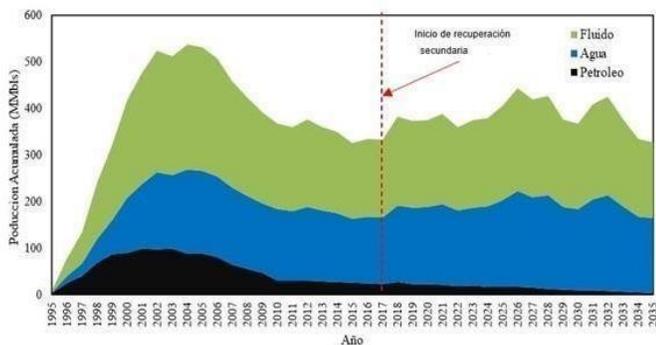


Fig. 1. Producción de Piloto de recuperación secundaria [4]

### C. Petrofísica y Fluidos

La Tabla II muestra un resumen de las propiedades petrofísicas y de fluidos más relevante de la arenisca X-1 del campo Wao.

TABLA II  
PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS [4]

Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Tipo de yacimiento	Arenisca	Sor. (fracción)	0.38
Permeabilidad (md)	750	Presión del yacimiento (psia)	2000
Porosidad (fracción)	0.21	Temperatura del yacimiento (°F)	199
Espesor (ft)	50	Gravedad específica del gas	0.85
Profundidad (ft)	7000	Solubilidad del gas (scf/stb)	30
Relación kv/kh	0.1	Boi (rb/stb)	1.2
Gravedad (°API)	22	Bo (rb/stb)	1.05
Coefficiente Dykstra-Parsons	0.68	Bw (rb/stb)	1
Endpoint kro a Swc	0.8	Viscosidad del petróleo (cp)	36
Endpoint krw a Sor	0.2	Viscosidad del agua (cp)	0.9
Exponente de Corey Petróleo	2.5	Salinidad del agua (ppm)	18500
Exponente de Corey Agua	3	Fracción de arcilla	0.1
Swc. (fracción)	0.2	Densidad del grano (g/ml)	2.68

## III. SURFACTANTES EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

### A. Generalidades

La molécula de los surfactantes tiene una cola soluble en la fase oleosa (hidrofóbica) y una cabeza soluble en la fase acuosa (hidrófila) [6], este tipo de moléculas son llamadas sustancias anfífilas [7] 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 Fig. # 2, de acuerdo con el grupo funcional de la cabeza y la cola respectivamente [8].

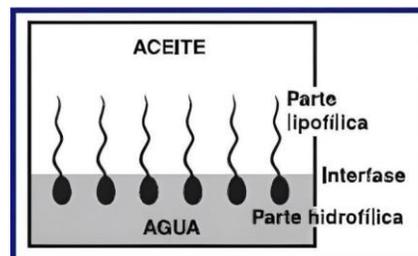


Fig. 2. Ubicación de las moléculas del surfactante [9]

Los surfactantes tienen dos modos de acción diferentes, el primero es la adsorción como se muestra en la Fig. # 2, 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 Fig. # 3. Estas moléculas más grandes pueden obstruir el cuello de los poros y crear obstrucciones en los canales de flujo [10].

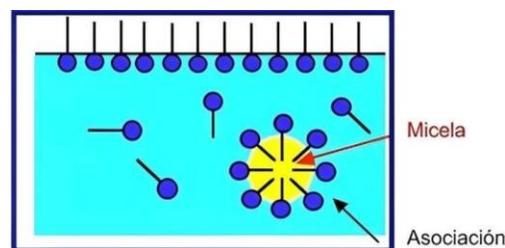


Fig. 3. Creación de las micelas [9]

### B. Clasificación de los surfactantes

Los surfactantes se pueden clasificar de acuerdo con su naturaleza iónica de la cabeza de la molécula [11], [12] en los siguientes 4 tipos:

1. Aniónicos: se utilizan de preferencia en la industria de los hidrocarburos. Estos tipos incluyen sulfonatos de petróleo, agentes espumantes como el lauril sulfato y dispersantes de tipo lignosulfonato [9].
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 [10].

3. No-iónicos: según la referencia [13] 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 [13].

### C. 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 [11].

**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 [13]. Ver Fig. # 4.

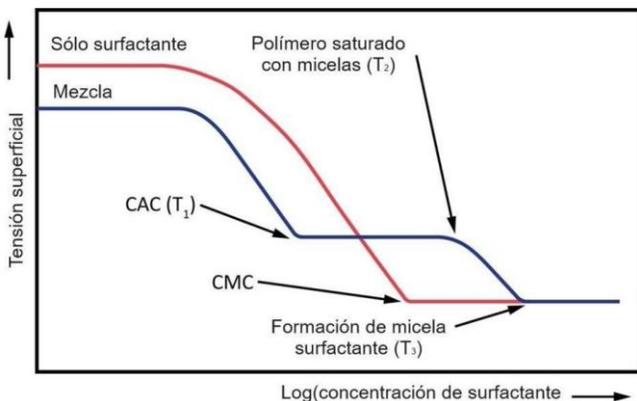


Fig. 4. Formación de micelas [14]

**Balance HL (Hidrófilo-Lipofílico).** 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. El rango HLB 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 [12].

**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 [15]. 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.

**Relación de afinidad (A).** Es un parámetro que permite medir la afinidad de los surfactantes con la fase oleosa o acuosa dada por la ecuación. (1) propuesta por Winsor [15]

$$A = F_{co}/F_{cw} \quad (1)$$

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.

**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 esto constituye una micro emulsión [8].

**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 aumento de la tensión interfacial usando un surfactante o mediante el incremento de la viscosidad del polímero [16].

## IV. METODOLOGÍA A SEGUIR PARA EL ESTUDIO

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

**1. Procesamiento de datos.** La base de 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

**2. Screening de los métodos.** 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 III, se utiliza el software EORgui [17] para la realización del screening.

TABLA III  
CRITERIOS DE SCREENING PARA EOR QUÍMICO [18]

Proceso EOR	Densidad (API)	Viscosidad (mPa-s)	Saturación de petróleo (%)	Tipo de roca	Espesor neto (m)	Permeabilidad (10-15 m2)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)
Polímero	>25	5-125	>10	Preferible Arenisca	NC	>20	<2700	<90
Surfactante-polímero	>15	20-30	>30	Preferible Arenisca	>3	>20	<2700	<90
Alcalino	13-35	<200	>10	Preferible Arenisca	NC	>20	<2700	<90

**3. Simulación del modelo.** Para el desarrollo del modelamiento se tomó un arreglo de inyección de pozos con el área de drenaje del yacimiento para evaluar de acuerdo con el método de recobro mejorado. El arreglo considera 4 pozos inyectoros y 1 pozo productor.

**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 [19], [20]. 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). Se toman tres escenarios económicos el primero con un precio por barril de USD 65.00 tomando en consideración los pronósticos de Agencia Internacional de Energía (EIA por sus siglas en inglés) [21], un costo de producción de USD 30.00; un segundo escenario con un precio por barril de USD 65.00 y un costo de producción por barril de USD 35.97; y un tercer escenario con un precio por barril de USD 59.03 y un costo de producción de USD 30.00.

Para poder realizar un adecuado análisis económico, se debe establecer valores para las inversiones iniciales y de desmantelamiento o de salida del proyecto; estos valores son estimados y se muestran en la Tabla IV

TABLA IV  
INVERSIONES ESTIMADAS PARA EL PROYECTO

Rubro	Monto USD
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 inyectoros.	1,200,000
Perforación de pozos nuevos (2)	6,000,000
Desmantelamiento y remediación ambiental	2,000,000
<b>Total, USD</b>	<b>9,500,000</b>

## V. RESULTADOS

### A. Screening de los métodos

En la Fig. # 5 se muestra el screening realizado con el software EORgui, empleando las características petrofísicas de fluidos de la arenisca X-1 del campo Wao. En el screening los campos con tonalidades de verde indican que las propiedades

son aplicables para el proceso de EOR, los campos en rojo indican que el valor de la propiedad no aplica para el proceso de recuperación, y los que se encuentran en blanco indican que el screening no toma en cuenta esa propiedad para el proceso EOR.

En lo que respecta a la utilización de inyección de micelas/polímero, ASP, y álcalis, se aprecia que todos los campos tienen tonalidades de verde; por lo que la inyección de micelas puede realizarse en la arenisca X-1. La propiedad de profundidad de la arenisca, 7000 ft., se encuentra con color rojo, aunque el discriminante indica que es válido para profundidades menores a 9000 ft; esto es debido a que el software toma como referencia el valor promedio de 3250 ft.

### B. Simulación del modelo - Inicialización

En la Fig. # 6 se muestran los datos ingresados al programa EORgui para el modelamiento. Algunos campos opcionales fueron calculados por el programa.

### C. Simulación del modelo - Estimación del volumen de reservas recuperables de petróleo

En la Fig. # 7 se presenta un perfil de tasa de producción y de producción acumulada de petróleo generada por el programa; en la Fig. # 8 se presentan los resultados obtenidos mediante el modelamiento de las condiciones de inyección; y en la Tabla V se presenta un resumen de los resultados más relevantes del proyecto.

El programa indica una vida útil del arreglo de 10.037 años, lo cual se tomará como 10.5 años en la práctica; por lo que 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.

Las reservas recuperadas estimadas están en el orden 2.104 MMSTB por cuatro arreglos de pozos de 240.000 m<sup>2</sup> cada uno, hacen que sea viable un piloto de este tipo. La producción total de agua y gas se estiman en 11.92 MMSTB y 56.88 MMSCF. Total.

Para el proyecto también se tomó en cuenta una concentración de surfactante de 0.05% del peso total del fluido inyectado como polímero.

Summary Screening		Detail						
Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 10 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 600	< 35 Average 13	>10, <150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 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	> 0.50 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	> 1800	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 100	Not critical

Fig. 5. Resultados del screening con EORgui

Reservoir and Fluid Data
Field and Injection Data
Results

Required Data

Reservoir Depth [ft]

Pattern Area  m<sup>2</sup>

API Gravity

Porosity [fraction]

Permeability [mD]

Net Pay Thickness [ft]

kv/kh Ratio

Dykstra-Parsons Coefficient

Endpoint kro at Swc

Endpoint krw at Sor

Corey Exponent for Oil

Corey Exponent for Water

Swc, fraction

Sor, fraction

Optional Data

Reservoir Pressure [psia]

Reservoir Temperature [deg F]

Gas Gravity

Solution GOR [scf/stb]

Initial Oil FVF, Boi [rb/stb]

Final Oil FVF, Bo [rb/stb]

Final Water FVF, Bw [rb/stb]

Oil viscosity [cP]

Water viscosity [cP]

Water Salinity [ppm]

Reservoir and Fluid Data
Field and Injection Data
Results

Required Data

STOOIP [MMstb]

Cumulative Oil [MMstb]

Bottom Water [fraction]

Gas Cap [fraction]

Optional Data

User Surfactant Retention [PV]

Weight Fraction Clay

Rock Grain Density [g/ml]

Surfactant Slug Density [g/ml]

Surfactant Concentration [fraction]

Surfactant Slug Size

Polymer PV Injected [fraction]

User Displacement Efficiency

Steady State Pattern Rate [rb/d]

Injectivity Coefficient, psi/ft

Prediction Timeframe

Start Date

Reporting Frequency

Fig. 6. Datos de yacimientos, fluidos, producción e inyección utilizados en EORgui

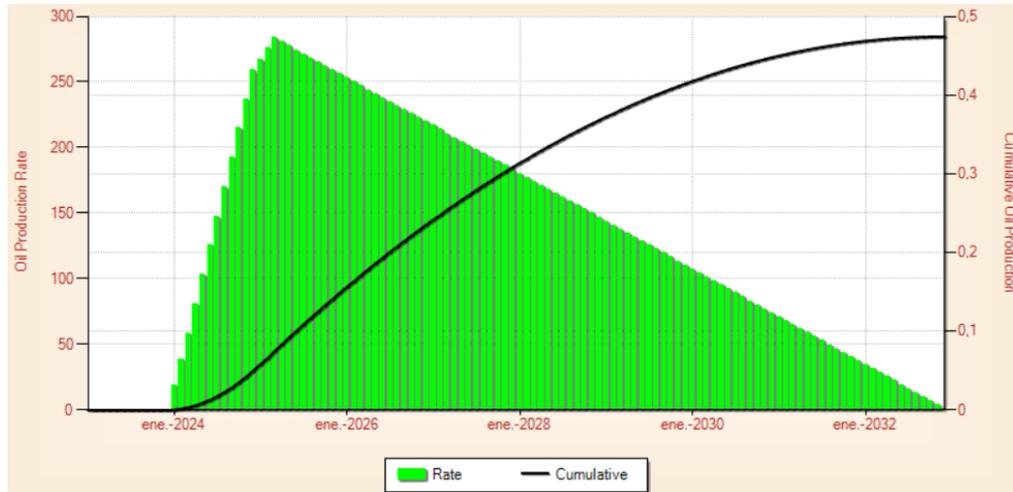


Fig. 7. Perfil de Tasa de Producción y Producción acumulada en EORgui

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	VEMB
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

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	1.949	VOB
OIL BREAKTHROUGH PORE VOLUME	0.072	TDOBT
PEAK RATE PORE VOLUME	0.147	TDS
SWEEP OUT PORE VOLUME	0.699	TDSW
OIL BREAKTHROUGH TIME	1.032	YEAR
PEAK RATE TIME	2.109	YEAR
TOTAL PATTERN LIFE	10.037	YEAR
FRACTIONAL FLOW OF OIL AT PEAK	0.329	FOPK
INJECTIVITY COEFFICIENT	0.300	PSI/FT
STEADY STATE PATTERN RATE	921.39	RB/D
OIL RATE AT PEAK	288.69	STB/D
WATER SATURATION IN BANK	0.3263	SWB
WATER FRACTIONAL FLOW IN BANK	0.3996	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
TOTAL OIL RECOVERY (ER <sup>A</sup> TO)	2.104	MMSTB

Fig. 8. Resultados del modelamiento con EORgui

TABLA V  
RESUMEN DE RESULTADOS RELEVANTES DEL PROYECTO

Indicador o variable	Resultado
Número Capilar	7.55x10-3
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

D. Análisis económico

Mediante una hoja de cálculo se realizó el análisis económico para los tres escenarios propuestos, tomando en cuenta las inversiones iniciales de USD. 9.5 MM, los precios de barril de petróleo y costos de operación establecidos en cada uno de los escenarios, así como la producción estimada mediante el programa EORgui. La Tabla VI muestra un resumen de los valores obtenidos para los indicadores económicos de cada escenario.

TABLA VI  
RESUMEN DE INDICADORES ECONÓMICOS PARA CADA ESCENARIO

Escenario 1	
Precio de barril de Petróleo = \$65.00; Costo de Producción = \$30.00	
Indicador	Valor
VAN	USD 2,152,182.36
TIR	6.20% semestral
B/C	1.10
Escenario 2	
Precio de barril de Petróleo = \$65.00; Costo de Producción = \$35.97	
Indicador	Valor
VAN	USD -1,483.68

TIR	3.25% semestral
B/C	1.00
Escenario 3	
Precio de barril de Petróleo = \$59.03; Costo de Producción = \$30.00	
Indicador	Valor
VAN	USD -1,483.68
TIR	3.25% semestral
B/C	1.00

## VI. CONCLUSIONES

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 m<sup>2</sup>, 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 1 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.

## REFERENCIAS

- [1] F. Chuchuca, R. Erazo, N. Parrales, y R. Silva, "Study of Alternative Technology for Increasing Oil Recovery Factor on Mature Oil Fields", en *Proceedings of the LACCEI international Multi-conference for Engineering, Education and Technology*, 2022. doi: 10.18687/LACCEI2022.1.1.210.
- [2] B. M. Das, "Microbial enhanced oil recovery: a comprehensive approach", *EVERYMAN'S Sci.*, 2012.
- [3] L. Z. Pillon, *Interfacial Properties of Petroleum Products*. CRC Press, 2007. doi: 10.1201/9781420051018.
- [4] M. A. Orozco Espinoza y F. A. Villamar Coveña, "Estudio de Simulación de Yacimiento para Inyectar Agua de Formación en la Arenisca U Inferior del Campo Drago Norte", Tesis de Maestría, Universidad Estatal Península de Santa Elena, La Libertad, Ecuador, 2022. [En línea]. Disponible en: file:///C:/Users/Fidel%20Chuchuca/Downloads/UPSE-MPE-2022-0001.pdf
- [5] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2020", Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Quito, 2022.
- [6] M. S. Kamal, I. A. Hussein, y A. S. Sultan, "Review on Surfactant Flooding: Phase Behavior, Retention, IFT, and Field Applications", *Energy Fuels*, vol. 31, núm. 8, pp. 7701–7720, ago. 2017, doi: 10.1021/acs.energyfuels.7b00353.
- [7] G. Fernández, F. García Melo, F. Aparicio, y L. R. Sánchez Granados, "Moléculas anfífilas orgánicas auto-ensamblajes con morfología y dimensionalidad moduladas", *Anales de Química de la RSEQ*, vol. 105, núm. 2, pp. 89–94, el 3 de junio de 2009.
- [8] J.-L. Salager, *Surfactantes. Tipos y Usos*, 2a ed. Mérida, Venezuela: Universidad de los Andes, 2002. [En línea]. Disponible en: https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S300A.pdf
- [9] P. A. Trejo Ramírez, "Teoría de flujo fraccional aplicada a fluidos No-newtonianos", Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma

Para el escenario 1, 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.

En el 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. 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. 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.

En el 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.

En la Fig. # 9 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 en la parte económica de proyectos de inyección de polímeros [22].

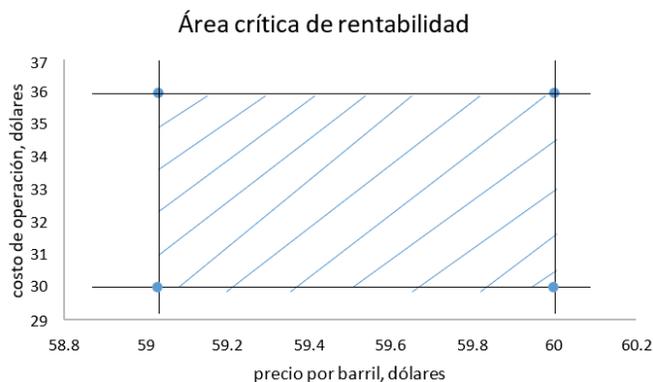


Fig. 9. Área Crítica de Rentabilidad del Proyecto

- de México, México, 2013. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.unam.mx/contenidos/273491>
- [10] K. M. Mendoza, “Optimización de los componentes de una formulación álcali, surfactante y polímero (ASP) con potencial empleo en recuperación mejorada de un crudo del occidente del país”, Tesis de Pregrado, Universidad central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2015. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10872/12358>
- [11] O. Massarweh y A. S. Abushaikha, “The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances”, *Energy Rep.*, vol. 6, pp. 3150–3178, nov. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.11.009.
- [12] S. Ramírez Martínez, “Síntesis, purificación y evaluación de surfactantes a partir de derivados de Biomasa”, Tesis de Especialización, Centro de Investigación en Química Aplicada, Saltillo, Coahuila, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://ciqa.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1025/599>
- [13] X. Han, M. Lu, Y. Fan, Y. Li, y K. Holmberg, “Recent Developments on Surfactants for Enhanced Oil Recovery”, *Tenside Surfactants Deterg.*, vol. 58, núm. 3, pp. 164–176, may 2021, doi: 10.1515/tsd-2020-2340.
- [14] P. Druetta y F. Picchioni, “Surfactant–Polymer Flooding: Influence of the Injection Scheme”, *Energy Fuels*, vol. 32, núm. 12, pp. 12231–12246, dic. 2018, doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b02900.
- [15] J. Sheng, *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. Amsterdam; Boston, MA: Gulf Professional Pub, 2011.
- [16] M. E. Ahmed, A. S. Sultan, A. Al-Sofi, y H. S. Al-Hashim, “Optimization of surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery”, *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, vol. 13, núm. 10, pp. 2109–2123, oct. 2023, doi: 10.1007/s13202-023-01651-0.
- [17] Petroleum Solutions Ltd., “EORgui”. Petroleum Solutions Ltd., [En línea]. Disponible en: <https://www.petroleumsolutions.co.uk/eorguimain.html>
- [18] V. Karovic-Maricic, B. Lekovic, y D. Danilovic, “Factors influencing successful implementation of enhanced oil recovery projects”, *Podzemni Rad.*, vol. 22, núm. 25, pp. 41–50, 2014, doi: 10.5937/podrad1425041K.
- [19] E. Zamorano García, *Análisis financiero para la toma de decisiones*. Ecoe Ediciones, 2020.
- [20] Baena Toro, *Análisis financiero: Enfoque y Proyecciones*, Segunda. Ecoe Ediciones, 218d. C.
- [21] EIA U.S. Energy Information Administration, “PETROLEUM & OTHER LIQUIDS”. [En línea]. Disponible en: [https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=f000000\\_3&f=a](https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=f000000_3&f=a)
- [22] R. S. Seright, “How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood?”, en *All Days*, Tulsa, Oklahoma, USA: SPE, abr. 2016, p. SPE-179543-MS. doi: 10.2118/179543-MS.