

Artículo Científico

Evaluación conceptual del método ASP aplicado en el yacimiento U inferior de la Cuenca Oriente

Evaluation of ASP method applied in the lower U sandstone of the Oriente Basin

Abigail Priscila Andrade Villa¹ , Jefferson Alexander Eras González² , Guillermo Javier Miranda Díaz³ , Bolívar Germán Enríquez Vallejo⁴ , Christopher Fabián Hernández Peralvo⁵ 

¹ Cuyabenopetro, abigail.andrade@cuyabenopetro.com, Quito - Ecuador

² Wayra Energy S.A.S., jeras@wayra.energy, Quito - Ecuador

³ Escuela Politécnica Nacional, guillermo.miranda@epn.edu.ec, Quito - Ecuador

⁴ Universidad Central del Ecuador, bgenriquez@uce.edu.ec, Quito - Ecuador

⁵ Universidad Central del Ecuador, cfhernandezp1@uce.edu.ec, Quito - Ecuador

Autor para correspondencia: guillermo.miranda@epn.edu.ec

RESUMEN

La declinación natural de la producción petrolera en Ecuador se muestra como un desafío importante para la sostenibilidad financiera del país, puesto que, luego del pico de producción alcanzado en 2015, se ha producido una caída constante de producción, la cual será aún más notoria en los próximos años por el cierre del Bloque 43. En este punto, el maximizar el recobro de los activos que actualmente se encuentran en producción es una tarea fundamental para garantizar el rol de exportador neto de petróleo del Ecuador. Una de las principales herramientas para optimizar la extracción de los volúmenes de hidrocarburos puede ser precisamente la recuperación mejorada de petróleo. En el caso específico de campos maduros de Ecuador, los métodos químicos combinados, tales como la inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) pueden tener un buen potencial de aplicación. Así, en el presente trabajo, se efectuó un análisis del rendimiento del ASP en el yacimiento U inferior de un campo de la Cuenca Oriente de Ecuador, para lo cual se construyeron modelos de simulación numérica a escalas de: núcleo, barrido vertical en campo y barrido areal en campo. Los resultados obtenidos señalan que, a nivel de núcleo, el factor de recobro incremental se ubica entre el 3% y el 12%, mientras que, al analizar los escenarios conceptuales de 6 años de simulación, se tiene entre 3% y 4% de incremental al evaluar la eficiencia de barrido areal y entre 10 y 14% de incremental al evaluar la eficiencia de barrido vertical. Finalmente, se observó que la tensión interfacial agua-petróleo logró ser reducida hasta en 2 órdenes de magnitud y la viscosidad del agua incrementada en 1 orden de magnitud con la aplicación del método.

Palabras clave: Álcali; Surfactante; Polímero; Recuperación mejorada.

ABSTRACT

The natural decline of oil production in Ecuador is emerging as a significant challenge to the country's financial sustainability. Following a peak in 2015, there has been a steady decline in production, which will become even more pronounced in the coming years due to the closure of Oil Block 43. Maximizing the recovery factor of currently producing assets is fundamental to ensuring Ecuador's role as a net oil exporter. Enhanced oil recovery could be one of the main tools for increasing this recovery factor. In the specific case of mature fields in Ecuador, combined chemical methods such as alkali-surfactant-polymer (ASP) flooding may have significant application potential. Thus, this paper analyzes ASP performance in the lower U reservoir of an oil field in Ecuador's Oriente Basin. Numerical simulation models were constructed at the core, field vertical sweep, and field areal sweep scales. The results obtained show that the incremental recovery factor ranges between 3% and 12% when analyzing the core scale. Furthermore, when analyzing the conceptual scenarios from 6 years of simulation, the incremental recovery factor ranges between 3% and 4% when evaluating the areal sweep efficiency and between 10% and 14% when evaluating the vertical sweep efficiency. Finally, it was observed that the oil-water interfacial tension was reduced by up to two orders of magnitude and the water viscosity increased by one order of magnitude with the application of the method.

Keywords: Alkali; Surfactant; Polymer; Enhanced oil recovery.

Derechos de Autor

Los originales publicados en las ediciones electrónicas bajo derechos de primera publicación de la revista son del Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui, por ello, es necesario citar la procedencia en cualquier reproducción parcial o total. Todos los contenidos de la revista electrónica se distribuyen bajo una [licencia de Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/international/).



Citas

Andrade Villa, A. P., Eras González, J. A., Miranda Díaz, G. J., Enríquez Vallejo, B. G., & Hernández Peralvo, C. F. Evaluación conceptual del método ASP aplicado en el yacimiento U inferior de la Cuenca Oriente. *CONECTIVIDAD*, 7(1), 1–15. <https://doi.org/10.37431/conectividad.v7i1.344>

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente el petróleo continúa representando la más importante fuente de energía del Ecuador, representando un 86,4% de la producción de energía primaria del país y, en conjunto con los derivados de petróleo, representa alrededor del 77,7% de la energía demandada por el país (Ministerio de Energía y Minas, 2023).

El análisis de las reservas petroleras de Ecuador revela una situación preocupante: a pesar de contar con reservas probadas significativas, la producción constante y la decisión de mantener el petróleo del bloque 43 (ITT) bajo tierra han reducido drásticamente las reservas disponibles (Ministerio de Energía y Minas, 2021; Ministerio de Energía y Minas, 2022; Ministerio de Energía y Minas, 2023; Primicias, 2023). Esto, sumado a la dificultad para expandir la frontera petrolera, plantea un desafío crucial para el futuro energético del país (El Comercio, 2023). Ante este panorama, se vuelve imperativo optimizar la extracción en las áreas existentes, implementando técnicas de recuperación mejorada para maximizar el aprovechamiento de los recursos disponibles.

Las técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR), en 2020, representaron alrededor del 3,3% de la producción de petróleo a nivel mundial. Sin embargo, para ciertos países, como el caso de China, este valor ha llegado a ser cercano al 17% de su producción de petróleo en 2014, mostrando el potencial que puede tener la aplicación de esta técnica en algunas regiones (Liu et al, 2020).

El método de inyección de álcali, surfactante y polímero combina las bondades de un proceso EOR químico para la reducción de la tensión interfacial mediante surfactantes convencionales y la formación de surfactantes en sitio (álcalis), con el control de movilidad que proporcionan los polímeros, en otras palabras, se procura alcanzar una mejora tanto en la eficiencia de desplazamiento macroscópico como en la eficiencia de desplazamiento microscópica (Green y Willhite, 2018). Esta combinación de métodos ha tenido su mayor desarrollo en China, donde se estima que, desde el 2016, se producen alrededor de 71 millones de barriles de petróleo anuales gracias a la aplicación de técnicas ASP/AP (Zhu, 2021).

Con respecto a los proyectos piloto desarrollados en Latinoamérica, se han llevado a cabo pilotos de ASP en Colombia, campos San Francisco y Caracara, alcanzado un incremental cercano a

los 70 000 barriles de petróleo en el segundo campo (Gutiérrez et al., 2024). Asimismo, se han desarrollado pilotos en Venezuela, en el yacimiento C4 de Lagomar, donde se reporta un potencial de factor de recobro incremental del 10% (Hernández et al., 2002).

2. MATERIALES Y MÉTODOS

La metodología empleada, permite evaluar el comportamiento de la inyección de álcali, surfactante y polímero a nivel de núcleo y posteriormente a nivel de piloto. Esta metodología ha sido usada extensamente en el diseño de este tipo de proyectos, tal como se puede observar en los trabajos de Computer Modelling Group (2017), Prieto et al. (2016), Karpan (2011), y Zerpa (2007).

Inicialmente se realizó el screening del campo ALFA, con el cual se logró validar la aplicabilidad de la técnica de álcali, surfactante y polímero (ASP) en este yacimiento, remarcando que existe un buen cumplimiento de condiciones, tal como se observa en la tabla 1.

Tabla 1. Información del campo ALFA

CARACTERÍSTICA	REQUISITOS	VALOR DEL CAMPO
Densidad API	> 15,0	23,0
Viscosidad (cP)	>150 (Ideal entre 10 y 100)	10,9
Composición	No determinante	-
Saturación de crudo (%)	>50	88,7
Litología	Preferencia por arenisca	Arenisca
Permeabilidad (mD)	>10	1595
Espesor efectivo (ft)	No limitante	38
Profundidad (ft)	<9.000	8750
Porosidad (%)	No determinante	17,2
Temperatura (°F)	<200, para evitar degradación	199°F

Nota: Datos obtenidos a partir del análisis de núcleos (SCAL) y reporte de análisis PVT.

Se validaron los datos PVT de las 2 muestras disponibles del campo ALFA (Tabla 2) mediante pruebas de función Y, balance de materiales, desigualdad y densidad, los parámetros de las pruebas se observan en la Tabla 2.

Tabla 2. Parámetros resultantes del análisis PVT

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	MUESTRA A	MUESTRA B
Temperatura de reservorio	°F	199	199
Presión en fondo estático	psi	1760	1760
Temperatura en laboratorio	°F	199	199
Presión durante la prueba	psi	1760	1760
Nivel de muestreo	ft	9640,5	9640,5

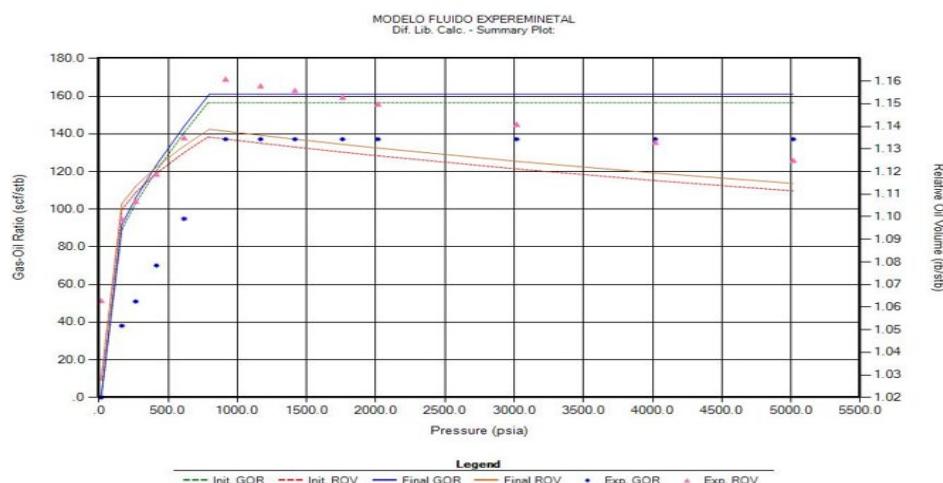
CARACTERÍSTICA	UNIDAD	MUESTRA A	MUESTRA B
Presión de saturación	psia	951	916
Volumen recolectado	cm ³	83,0	83,0
Fracción de agua producida	frac	0,10	0,20
Densidad del crudo	API	20,5	20,4
Densidad del crudo separado	—	—	21,6
Densidad relativa del gas	—	0,887	0,862
Gas liberado por expansión rápida a Pb	PCN/BN	120	117,25
Gas liberado por descompresión controlada a Pb	PCN/BN	—	137,2
Factor volumétrico a Pb	BY/BN	—	1,150

Nota: Resultados del análisis PVT.

Posteriormente, se modeló el fluido del yacimiento en el software Winprop, utilizando la ecuación de estado Peng-Robinson e incluyendo los 43 componentes de la muestra de fluidos de la arenisca U inferior.

Tras realizar la simulación del comportamiento de los fluidos en el yacimiento, se compararon los resultados obtenidos con los datos de laboratorio de la prueba PVT realizada a la muestra de fluido del yacimiento U inferior del campo ALFA. Se observó que el volumen relativo de petróleo en la simulación (indicada por los triángulos rosas) coincidía bastante bien con los resultados del modelo de laboratorio (Figura 1). De manera similar, la relación entre el gas y el petróleo (mostrada por los puntos azules) se ajustaba a la línea verde punteada del modelo de laboratorio (Figura 1). Estos resultados confirman que la simulación del comportamiento de los fluidos es precisa y válida para el yacimiento del campo ALFA.

Figura 1. Curva de volumen relativo de petróleo y gas en solución (experimental vs. simulada)



El modelo empleado depende principalmente de las propiedades del agua presente en la arena U inferior. La salinidad es notablemente alta en esta formación del reservorio, alcanzando un total de 92,000 mg/L de sólidos disueltos para el campo ALFA. Los datos detallados de las propiedades fisicoquímicas del agua de este reservorio se encuentran especificados en la Tabla 3:

Tabla 3. Análisis fisicoquímico del agua

Parámetro	Unidad	Valor
Región	-	Cuenca Oriente
Campo	-	ALFA
Sodio (Na ⁺)	mg/L	16,90
Magnesio (Mg ²⁺)	mg/L	193
Calcio (Ca ²⁺)	mg/L	1555
Bario (Ba ²⁺)	mg/L	1,1
Hierro total (Fe)	mg/L	14
Cloruros (Cl ⁻)	mg/L	28.490
Sulfatos (SO ₄ ²⁻)	mg/L	112
Bicarbonatos (como HCO ₃ ⁻)	mg/L	563
Ácidos carboxílicos	mg/L	-
Sólidos Disueltos Totales (calculado)	mg/L	47.480
Sólidos Disueltos Totales (medido)	mg/L	38.050
pH	-	7,0
Dióxido de carbono (fase gaseosa)	%	9,8
Dióxido de carbono (fase líquida)	mg/L	222
Sulfuro de hidrógeno (gas)	ppm	5,1
Sulfuro de hidrógeno (agua)	mg/L	-
Producción diaria de gas	MSCFPD	1
Producción diaria de crudo	BOPD	432
Producción diaria de agua	BWPD	287
Arena productora	Arena	TP
Densidad API	°API	29,6
Temperatura del motor	°F	278
Temperatura en cabeza	°F	154
Presión de fondo	psia	4410
Presión de cabeza	psia	545
Índice de saturación (fondo)	SI	1,78
Potencial de depositación (fondo)	PTB	137
Índice de saturación (cabeza)	SI	1,77
Potencial de depositación (cabeza)	PTB	136

Nota: Análisis fisicoquímico del agua de la muestra de núcleo del campo ALFA

El estudio utilizó un modelo coreflood para simular la inyección ASP en un núcleo del campo ALFA. El proceso comenzó con la creación de un modelo base en el simulador de reservorios

GEM, configurando unidades y la fecha de inicio.

Debido a la geometría radial del núcleo, se convirtió en un modelo lineal unidimensional, detallando las especificaciones en la sección “builder – reservoir simulator setting”. El modelo se desarrolló con una malla de 101x1x1 y un grosor de 0,03375 m, definido en la opción “create cartesian grid”. Se incorporaron características petrofísicas con una porosidad de 0,14, saturación de agua de 0,28 y permeabilidad de 708,22 mD.

La aplicación de las ecuaciones de Corey (ecuaciones 1 y 2) permitieron la generación de curvas de permeabilidad relativa, lo cual fue fundamental para la definición del modelo de roca-fluido.

$$Krw = Krwiro \times \left(\frac{Sw - Swcrit}{1 - Swcrit - Soirw} \right)^{Nw} \quad (1)$$

$$Krow = Krocw \times \left(\frac{So - Sorw}{1 - Swcon - Sorw} \right)^{Now} \quad (2)$$

Donde:

Krw: Relación de permeabilidad efectiva al agua frente a la permeabilidad absoluta del medio poroso.

Krow: Permeabilidad relativa del crudo en presencia de agua.

Krwiro: Permeabilidad del agua medida cuando la saturación de petróleo es mínima (irreducible).

Krocw: Permeabilidad del petróleo cuando el agua está en su mínima presencia (saturación connata).

Sw: Porcentaje de volumen ocupado por el agua respecto al volumen poroso total.

So: Fracción de saturación correspondiente al petróleo en el espacio poroso.

Swcrit: Umbral mínimo de saturación de agua requerido para iniciar flujo.

Soirw: Valor mínimo de saturación de petróleo debajo del cual este fluido no puede moverse.

Swcon: Nivel de agua irreducible o no móvil presente de forma natural en la roca.

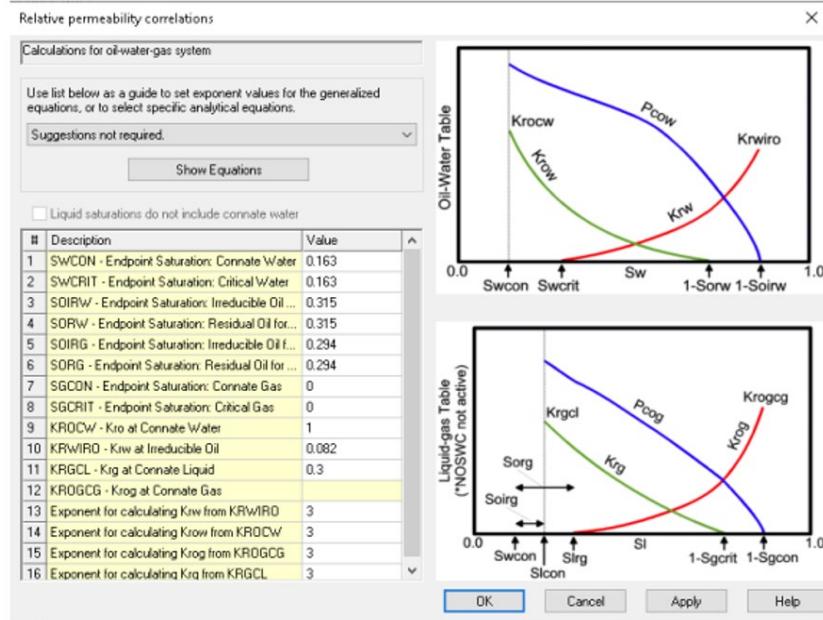
Sorw: Cantidad de petróleo remanente que no puede ser desplazado por el agua.

Nw: Exponente ajustable que determina la forma de la curva de Krw.

Now: Exponente empírico que regula la curva de Krow en función de la saturación.

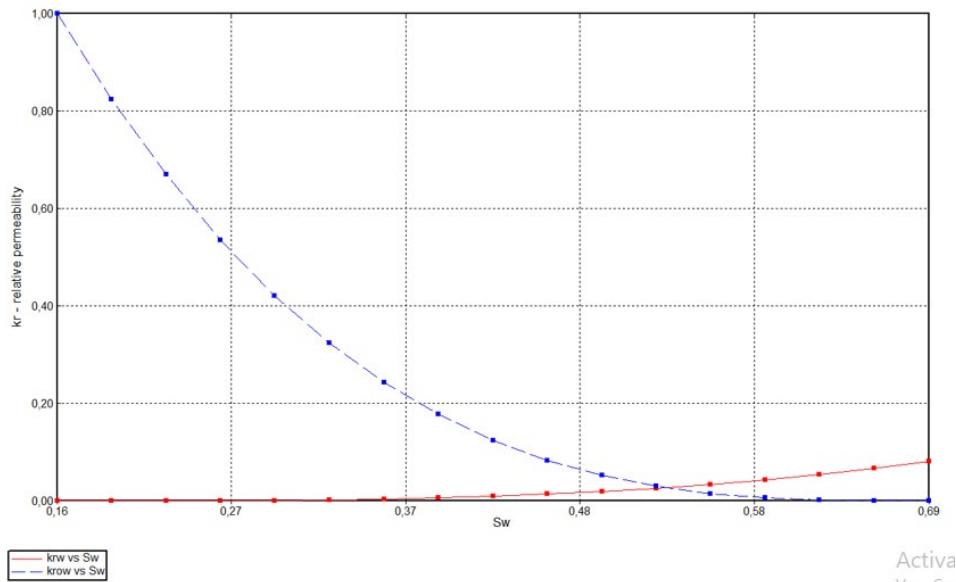
Los parámetros de estas curvas fueron definidos a partir de un proceso de normalización de curvas de laboratorio disponibles para el campo ALFA. Los parámetros usados en las ecuaciones 1 y 2 se muestran en la Figura 2.

Figura 2. Parámetros para construcción de curvas de permeabilidad relativa del sistema



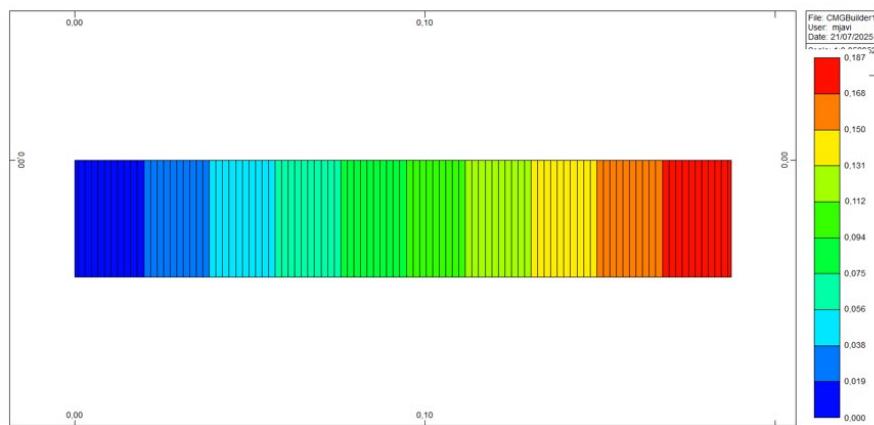
Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas se muestran en la Figura 3 y señalan un yacimiento con una tendencia a ser mojado al agua.

Figura 3. Curvas de permeabilidad relativa al agua y al petróleo correspondientes al yacimiento U inferior



Se configuró un modelo de simulación de un yacimiento homogéneo de 101 celdas en dirección I, 1 celda en dirección J y 1 celda en dirección K, para un total de 101 celdas, tal como se observa en la Figura 4. Seguidamente, se completaron los detalles de la terminación de los pozos productor e inyector, fijando un radio de pozo de 0,002 metros. Seguidamente, se determinaron las ubicaciones de los pozos: el pozo productor fue situado en la celda 101, 1, 1, mientras que el pozo inyector se colocó en la celda 1, 1, 1.

Figura 4. Detalle del grid de simulación para el núcleo



Los dos pozos que se configuraron en el software de simulación CMG presentaban a las siguientes características:

Tabla 4. Características de restricciones de los pozos

Pozo	Inyector	Productor
Restricción	Operar	Operar
Parámetro	Caudal superficial de agua	Presión en fondo de pozo
Límite	Máximo	Mínimo
Valor	0,000024	14.5 psi
Acción	Con repetición	Con repetición

A continuación, se configuraron las condiciones iniciales, estableciendo una saturación de agua connata de 0,163. Asimismo, se definieron las propiedades de la roca y del fluido.

La inyección ASP se configuró utilizando el módulo Process Wizard. Se ingresaron los datos técnicos del álcali, surfactante y polímero, detallados en la Tabla 5.

Tabla 5. Información técnica ASP

Propiedad	Valor
Concentración de polímero (ppm)	820
Viscosidad del crudo (cP)	1.19
Concentración de álcalis (ppm)	6850
Densidad del fluido (kg/m ³)	1002
Concentración de surfactante (ppm)	6150
Factor de resistencia del polímero	5.2
Coeficiente de absorción del polímero en el poro	0.88
Vida media estimada del polímero (días)	1025
Número para interpolación en permeabilidad relativa	2.8
Saturación residual de petróleo (Sorw)	0.48
Variación en permeabilidad relativa al agua (Krw)	1.9
Variación en presión capilar (Pcw)	1.05
Incremento en saturación residual Sorw	0.12
Factor de normalización para Sorw	0.28

La información geoquímica necesaria se obtuvo del informe del laboratorio del campo ALFA y de una guía de simulación química EOR de CMG, y se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6. Información técnica ASP

Componente (Na^+)	Presente
Componente (Na^+ y Cl^-)	Presente
pH del agua	5.1
Concentración inicial de bicarbonato (HCO_3^-) (ppm)	105
Concentración inicial de sodio (Na^+) (ppm)	51,200
Reacción acuosa: $\text{Na}^+ + \text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$	Sí
Reacción acuosa: $\text{H}^+ + \text{NaCO}_3 \rightarrow \text{HCO}_3^- + \text{Na}^+$	Confirmada

Posteriormente, se seleccionaron los tres componentes (álcali, surfactante y polímero) y se definieron las regiones de fluido en el modelo de simulación.

A continuación, se modeló la tensión interfacial, considerando que esta propiedad depende de las concentraciones de álcali, surfactante, salinidad y la relación agua-petróleo (WOR).

El informe de laboratorio correspondiente al campo ALFA indicó que la tensión interfacial disminuye a medida que aumenta la salinidad, presentando valores más altos cuando la salinidad es inferior a 5.260 ppm. Asimismo, se evidenció una relación directa entre la tensión interfacial y el porcentaje en peso del surfactante, alcanzando su punto máximo con una concentración de 0,11% y una relación agua/petróleo (WOR) del 10%.

Luego, se modeló la concentración y absorción del polímero y el surfactante, utilizando información técnica ASP. Se debe recordar que en este proceso, el álcali y el surfactante cumplen un rol similar de disminuir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo para facilitar la formación de micelas y disminuir la saturación de petróleo residual, con la diferencia que el álcali es un compuesto químico que forma surfactantes en sitio; por otro lado, el polímero permite efectuar un control de movilidad en el frente de inyección para incrementar la eficiencia de barrido volumétrica.

La viscosidad del agua al añadir polímero aumentó con un mayor porcentaje en peso, alcanzando hasta 3,151 cP. Sin embargo, también se consideró su dependencia de la tasa de corte y la salinidad.

Se definió el pozo de inyección con las concentraciones del informe del laboratorio del campo ALFA: 0.5% de polímero, 0.1% de surfactante y bicarbonato ($1*10^{-8}$).

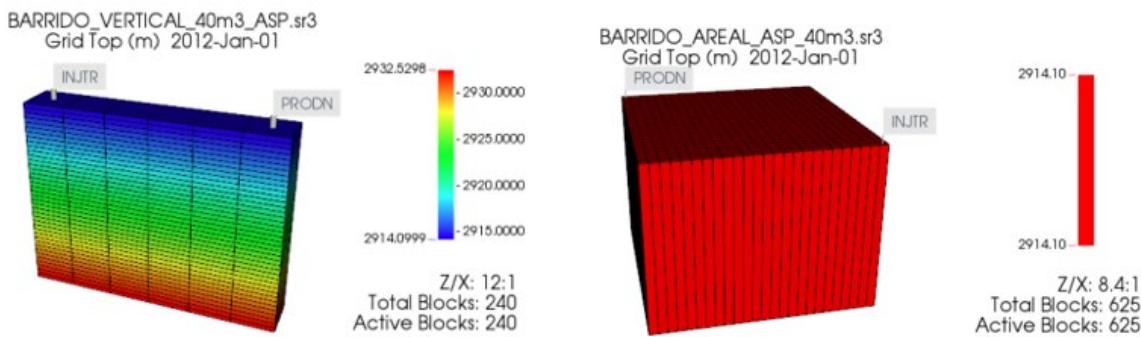
Se realizaron cuatro simulaciones a escala de núcleo para analizar cómo la inyección ASP se ve afectada por variaciones en propiedades como la viscosidad y la tensión interfacial (Tabla 7).

Tabla 7. Casos modelo Coreflood

Escenario	Tipo de Condición	Descripción	Referencia
Caso base	Inyección de agua	Parámetros básicos del proyecto de inyección en Campo ALFA	Informe del proyecto Campo ALFA
Prueba 1	Inyección ASP	Resultados obtenidos en laboratorio	Resultados de laboratorio Campo ALFA
Prueba 2	Inyección ASP	Parámetros predeterminados en CMG	Manual de simulación matemática EOR (CMG, 2017).
Prueba 3	Inyección ASP	Modificación en viscosidad a 10, 20 y 40 cP	Trabajo propio

El proceso de escalamiento del modelo de núcleo a una representación a mayor escala se realizó mediante la implementación de dos mallas: una de 1x6x40 celdas (240 celdas), orientada al análisis del comportamiento vertical del barrido, y otra de 25x25x1 celdas (625 celdas), enfocada en la evaluación del barrido areal. La separación promedio entre los pozos inyector y productor fue de 656 pies. En este procedimiento se ajustaron las dimensiones de la malla, las propiedades petrofísicas de las capas y las condiciones de operación de los pozos. Sin embargo, se conservaron tanto el modelo de comportamiento de fluidos como las curvas de permeabilidad relativa empleadas en el modelo de núcleo. Las mallas usadas se pueden observar en la siguiente Figura 5.

Figura 5. Modelos usados para evaluación de barrido vertical y areal.



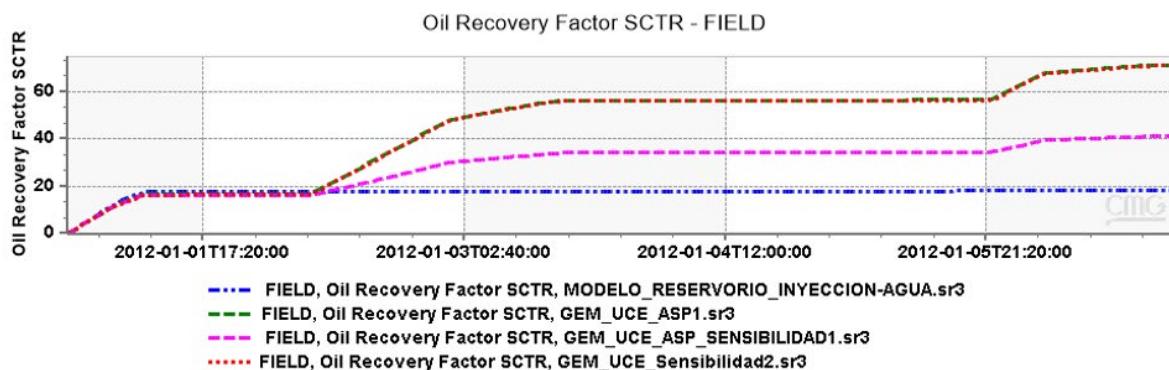
En los escenarios de barrido areal y vertical se realizaron sensibilidades con las tasas de inyección, para lo cual se escalaron los valores usados en la inundación de núcleos, dando como resultado tasas de inyección de 126 y 252 barriles por día.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Después de estudiar la inyección ASP en el campo ALFA, se encontró que los mejores resultados de recuperación de petróleo, llegando al 68%, se dieron en dos escenarios: uno basado en datos de laboratorio y otro ajustando la viscosidad y la tensión interfacial.

El escenario base, correspondiente a la inyección de agua, presentó el valor más bajo de factor de recobro, alcanzando apenas un 20%. En contraste, el caso 2, que consideró la inyección de ASP utilizando los parámetros por defecto del software CMG, evidenció una mejora del 20% en el factor de recobro (Figura 6).

Figura 6. Factor de recobro obtenido en las simulaciones a nivel de núcleo



En el caso 3 se llevó a cabo un análisis de sensibilidad enfocado en dos variables clave: la viscosidad del polímero y la tensión interfacial. Se observó que un aumento en la viscosidad contribuye a un mejor control del frente de inyección. Además, se determinó que es posible alcanzar una mayor viscosidad sin modificar la concentración del polímero, siendo la tasa de corte el factor que más influye en este comportamiento.

Por otra parte, al realizar el análisis de sensibilidad a escala de yacimiento, comparando la inyección de agua con la inyección ASP, los resultados mostraron que la inyección ASP proporcionó un factor de recobro significativamente mayor, en el orden de 3% a 14%, tal como se observa en la Tabla 8.

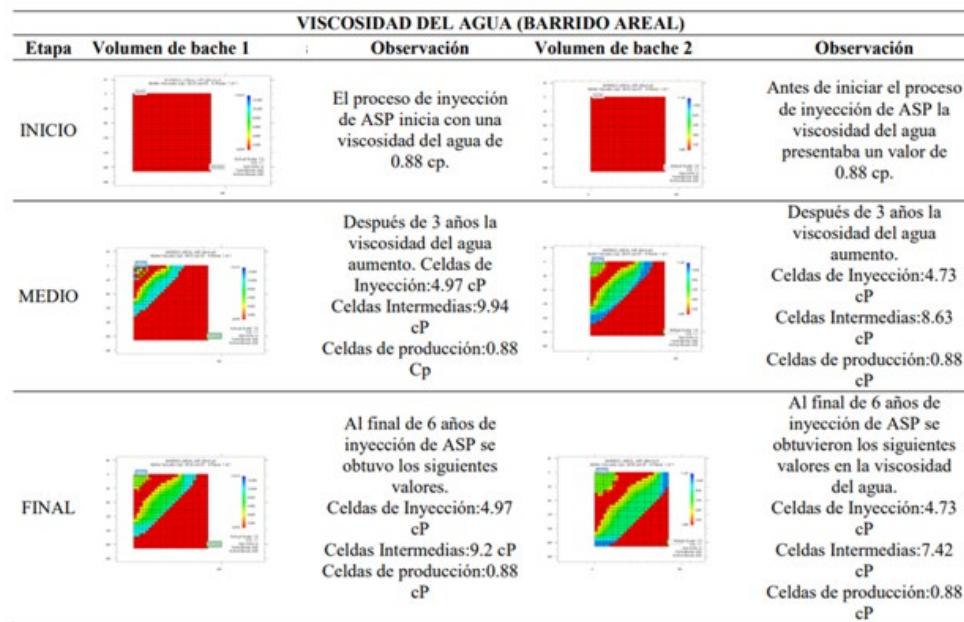
Tabla 8. Resultados de factor de recobro modelo escalado

Escenario	Tipo de desplazamiento	Caudal de Inyección (Bbls)	Factor de Recuperación caso base (%)	Factor de Recuperación con ASP (%)	Duración (años)
Escenario 1	Barrido de área	255	46	52	6
Escenario 2	Barrido de área	130	44	47	6

Escenario	Tipo de	Caudal de Inyección (Bbls)	Factor de Recuperación caso base (%)	Factor de Recuperación con ASP (%)	Duración (años)
Escenario 3	Barrido Vertical	130	49	57	6
Escenario 4	Barrido Vertical	255	47	61	4

Se analizó el efecto de la inyección en modelos verticales y areales, comparando volúmenes de inyección de 130 Bbls y 255 Bbls a lo largo de 6 años. Los resultados detallados (observados en las Figura 7. y Figura 8.), señalan que se logra reducir la tensión interfacial del sistema en aproximadamente dos órdenes de magnitud en promedio (23,4 dinas/cm a 0,08 dinas/cm) e incrementar la viscosidad del agua en un orden de magnitud en promedio (0,87 cp a 9,94 cp).

Figura 7. Evaluación de la viscosidad del agua con un bacheo de 130 Bbls (1) y 255 Bbls (2).



La técnica de inyección ASP ha demostrado ser eficaz para incrementar el factor de recobro, al mejorar tanto la eficiencia del barrido areal como vertical. La acción combinada del álcali, el surfactante y el polímero permite disminuir la tensión interfacial y aumentar la viscosidad del fluido inyectado, lo que favorece una mayor recuperación de crudo. En las simulaciones realizadas a escala de núcleo, se observaron mejoras sustanciales en el factor de recobro, con incrementos entre el 40% y el 60%. No obstante, al aplicar esta técnica en modelos de yacimientos de mayor escala y con una mayor heterogeneidad, el incremento en la recuperación se reduce, alcanzando en este análisis un máximo del 12%.

Figura 8. Evaluación de la saturación de agua con un bacheo de 130 Bbls y 255 Bbls

Etapa	VISCOSIDAD DEL AGUA (BARRIDO VERTICAL)		Observación
	Volumen de bache 1	Observación	
INICIO		Antes de iniciar el proceso de inyección de ASP la viscosidad del agua tenía un valor de 0.88 cP	
MEDIO		Después de 3 años de inyección de ASP la viscosidad del agua aumentó Celdas de Inyección: 5.49 cP Celdas Intermedias: 8.7 cP Celdas de producción: 2.74 cP	Después de 2 años de inyección de ASP la viscosidad del agua aumentó Celdas de Inyección: 5.26 cP Celdas Intermedias: 7.39 cP Celdas de producción: 2.288 cP
FIN		Al final de 6 años de inyección de ASP, se presenta los siguientes valores: Celdas de Inyección: 5.35 cP Celdas Intermedias: 9.97 cP Celdas de producción: 2.21 cP	Al final de 4 años de inyección de ASP, se presenta los siguientes valores: Celdas de Inyección: 8.86 cP Celdas Intermedias: 9.99 cP Celdas de producción: 1.9 cP

Los resultados obtenidos en el presente estudio muestran similitudes con proyectos pilotos desarrollados en proyectos piloto de países vecinos. Por ejemplo, Dueñas et al. (2018) señalan que en el campo San Francisco, ubicado en Colombia, se obtuvieron factores de recobro incremental de entre 12% a 16% en algunos de los yacimientos de arenisca que tuvieron respuesta positiva al proyecto, con un promedio general de campo de 7% a 8%. Asimismo, en los resultados presentados por Prieto et al. (2016), para los estudios de desplazamiento con ASP en núcleos del campo Caracara Sur, ubicado también en Colombia, se observan factores de recobro a nivel de núcleo que superan el 20%.

4. CONCLUSIONES

En el estudio se evaluaron cuatro escenarios de inyección ASP a nivel de núcleo, revelando un aumento en el factor de recobro en todos ellos. Los incrementos variaron del 3% al 14%, lo que confirma que la inyección ASP tuvo un efecto positivo en la recuperación de petróleo en el campo ALFA.

La inyección ASP demostró su capacidad para mejorar el recobro areal de petróleo. Al duplicar el volumen de inyección, se observó un incremento en el factor de recobro del 3% al 4%, lo que subraya la relación directa entre el volumen inyectado y la eficiencia del proceso de recuperación.

La inyección ASP con una eficiencia de barrido vertical, incremento del factor de recobro del

10% al 12% al duplicar la tasa de inyección de 130 a 255 barriles. Se observa un decremento de al menos 2 órdenes de magnitud en la tensión interfacial del sistema simulado y un incremento de un orden de magnitud en la viscosidad del agua.

Contribución de los Autores (CRediT): APAV: Análisis formal, Investigación. JAEG: Metodología, Visualización. GJMD: Conceptualización, Administración del proyecto, Redacción-revisión y edición. BGEV: Supervisión, Validación. CFHP: Redacción-borrador original.

Conflicto de Intereses: Los autores declaran que no existen conflictos de intereses en esta publicación.

REFERENCIAS

- Computer Modelling Group. (2017). *Chemical EOR simulation using GEM 2016.24 or later, Builder 2017.10, & CMOST 2017.10 tutorial*. CMG.
- Dueñas, D., Jiménez, J. A., Zapata, J. F., Bertel, C., & León, J. M. (2018, abril). *A multi-well ASP pilot in San Francisco: Design, results and challenges (SPE-190213-MS)*. *SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos*. <https://doi.org/10.2118/190213-MS>
- El Comercio. (2023). *Cuatro ofertas en XI ronda petrolera*. <https://www.elcomercio.com/opinion/editorial/cuatro-ofertas-xi-ronda-petrolera.html> [Consulta: 26 de marzo de 2024].
- Green, D., & Willhite, P. (2018). *Enhanced oil recovery* (2.ª ed.). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/9781613994948>
- Gutiérrez, M., Castro, R. H., Corredor, L. M., Fernández, F. R., Zapata, J., Jiménez, J. A., Reyes, J. D., Rojas, D. M., Jiménez, R., Acosta, T., Dueñas, D. E., Solórzano, P. L., Mayorga, H., Llanos, S., Quintero, H. I., & García, H. A. (2024, abril). *Chemical enhanced oil recovery experiences in Colombia: Field pilots review (SPE-218173-MS)*. *SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos*. <https://doi.org/10.2118/218173-MS>
- Hernández, C., Chacón, L., Anselmi, L., Angulo, R., Manrique, E., Romero, E., de Audemard, N., & Carlisle, C. (2002, abril). *Single well chemical tracer test to determine ASP injection efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela (SPE-75122-MS)*. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos*.

Unidos. <https://doi.org/10.2118/75122-MS>

Karpan, V., Farajzadeh, R., Zarubinska, M., Dijk, H., Matsuura, T., & Stoll, M. (2011, julio).

Selecting the “right” ASP model by history matching coreflood experiments (SPE-144088-MS). SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malasia. <https://doi.org/10.2118/144088-MS>

Liu, Z., Liang, Y., Wang, Q., Guo, Y., Gao, M., Wang, Z., & Liu, W. (2020). Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107449. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107449>

Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Informe anual del potencial hidrocarburífero*.

Ministerio de Energía y Minas. (2022). *Estadística hidrocarburos 2021*. Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos (DAIE).

Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Balance energético nacional*.

Prieto, C. A., Rodríguez, R., Romero, P., Blin, N., Panadero, A., Escudero, M. J., Barrio, I., Álvarez, E., Montes, J., Angulo, R., & Cubillos, H. (2016, abril). Design of an ASP pilot for Caracara Sur Oilfield: Selection of chemicals and laboratory assessment (SPE-179595-MS). *SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos*. <https://doi.org/10.2118/179595-MS>

Primicias. (2023). *Los ecuatorianos votaron por detener la actividad petrolera y minera en el Yasuní y el Chocó*. <https://www.primicias.ec/noticias/elecciones-presidenciales-2023/resultado-consulta-popular-yasuni-choco-andino/> [Consulta: 26 de marzo de 2024].

Zerpa, L. E., Queipo, N. V., Pintos, S., Tillero, E., & Alter, D. (2007, abril). An efficient response surface approach for the optimization of ASP flooding processes: ASP pilot project LL-03 reservoir (SPE-107847-MS). *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina*. <https://doi.org/10.2118/107847-MS>

Zhu, Y. (2021, diciembre). Recent progress in the field practice of chemical enhanced oil recovery technologies in China. *23rd World Petroleum Congress, Houston, Texas*.