



## Análisis de la concentración de iones en la eficacia de la inyección de agua de baja salinidad en la cuenca Oriente de Ecuador usando simulación matemática de yacimientos

### Evaluation of ion concentration effect in low salinity water injection applied in the Oriente basin of Ecuador: reservoir simulation results

Orellana García, Josselyn Mishell; Pionce Regalado, Karolyne Alexandra; Enríquez Vallejo, Bolívar Germán; Miranda Díaz, Guillermo Javier

 Josselyn Mishell Orellana García  
jmorellana@uce.edu.ec  
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

 Karolyne Alexandra Pionce Regalado  
kapionce@uce.edu.ec  
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

 Bolívar Germán Enríquez Vallejo  
bgenriquez@uce.edu.ec  
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

 Guillermo Javier Miranda Díaz  
gimiranda@uce.edu.ec  
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

**FIGEMPA: Investigación y Desarrollo**  
Universidad Central del Ecuador, Ecuador  
ISSN: 1390-7042  
ISSN-e: 2602-8484  
Periodicidad: Semestral  
vol. 14, núm. 2, 2022  
revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 21 Febrero 2022  
Aprobación: 15 Julio 2022

URL: <http://portal.amelica.org/ameli/journal/624/6243122010/>

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3619>

Autor de correspondencia: [gimiranda@uce.edu.ec](mailto:gimiranda@uce.edu.ec)



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial 4.0 Internacional.

Cómo citar: Orellana-García, J. M., Pionce-Regalado, K. A., Enríquez-Vallejo, B. G. & Miranda-Díaz, G.J. (2022). Análisis de la concentración de iones en la eficacia de la inyección de agua de baja salinidad en la cuenca Oriente de Ecuador usando simulación

**Resumen:** El propósito de la presente investigación fue analizar el efecto de la concentración de iones en la inyección de agua de baja salinidad aplicada en los reservorios Basal Tena, U inferior, T inferior y Hollín Superior de la Cuenca Oriente de Ecuador y su incidencia en el factor de recobro al ser comparado con los resultados de la inyección de agua de alta salinidad. El estudio fue inicialmente desarrollado con la interpretación de las propiedades petrofísicas de la información disponible de estudios de núcleos y registros eléctricos de pozos tipo de los 4 reservorios, para luego definir el número de capas del modelo de simulación en base a la heterogeneidad de cada yacimiento. Posteriormente, se realizó el análisis y validación de los datos PVT de cada arena para verificar que las muestras sean representativas y los valores de las propiedades de los fluidos sean consistentes, seguidamente se ajustaron los modelos matemáticos de fluidos logrando obtener un buen ajuste entre los datos experimentales y los de laboratorio, de igual manera, se realizó un análisis de las propiedades roca-fluido en donde se normalizó las curvas de permeabilidad relativa. Para la construcción de los modelos dinámicos se incorporaron todos los datos previamente mencionados y adicionalmente se agregó las condiciones iniciales y los pozos para cada uno de los reservorios; para el desarrollo de la técnica LSW se evaluó las propiedades fisicoquímicas del agua de formación y el agua de inyección, realizando escenarios de producción y análisis de sensibilidades respecto a la concentración de los iones presentes en el agua de formación e inyección. Los resultados muestran un incremento en el recobro de petróleo al aplicar la inyección de agua de baja salinidad. El escenario más favorable de los casos simulados, muestran que el factor de recobro aumenta 6% aproximadamente, comparándolo con la recuperación secundaria con agua de alta salinidad.

**Palabras clave:** recuperación mejorada, inyección de agua de baja salinidad, geoquímica.

matemática de yacimientos. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 14(2), 130–146. <https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3619>

**Abstract:** The purpose of this research is to analyze the effect of the ions concentration in the oil recovery when low salinity water injection (LSW) is applied in the Basal Tena sandstone, lower U sandstone, lower T sandstone and Upper Hollín sandstone, which are reservoirs of the Oriente Basin of Ecuador. LSW incidence in the oil recovery factor was contrasted with two scenarios, which were natural production and conventional water injection. The first step is to interpretate petrophysical properties of the information available from studies of cores and electrical logs of type wells of the 4 reservoirs. The next step is to define the number of layers of the simulation model based on the heterogeneity of each reservoir. On the other hand, the analysis and validation of the PVT data of each sand was carried out to verify that the samples are representative, and the values of the fluid properties are consistent, then the mathematical fluid models were adjusted. Thus, we got a good fit between the experimental and theoretical values. Additionally, an analysis of the rock-fluid properties was carried out where the relative permeability curves were normalized. For the construction of the dynamic models, all the previously mentioned data were incorporated. Furthermore, initial conditions and the wells for each one of the reservoirs were added. Physicochemical properties of the formation water and the injection water were included to simulate LSW technique. Finally, we built a LSW sensitivity cases, which included a variation of the ion's concentration in the formation and injection water. LSW, conventional water injection and natural production results were compare. The results show the oil recover factor is better with low salinity water injection. The most favorable scenario shows that the recovery factor increases approximately 6%, compared to the secondary recovery project with conventional water injection.

**Keywords:** enhanced oil recovery, low salinity water injection, geochemistry.

## INTRODUCCIÓN

Durante la vida de un yacimiento de petróleo están involucrados diferentes mecanismos de recuperación (primarios, secundarios y terciarios). La recuperación primaria consiste en la recuperación del petróleo mediante flujo natural, es decir, la energía propia del yacimiento, según Guerithault & Economides (2001) la recuperación varía entre el 3 y el 15% del POES (Petróleo Original en Sitio). Guerithault & Economides (2001) señalan que en la fase de recuperación secundaria se utilizan diferentes procesos para incrementar o mantener la presión del yacimiento (inyección de agua o gas) y la implementación de estos métodos incrementa el recobro alrededor del 50% del POES. Para la fase de recuperación terciaria se utilizan métodos de recuperación mejorada (EOR-Enhanced Oil Recovery), estos métodos buscan mejorar la recuperación de petróleo más allá de las recuperaciones primarias y secundarias de una manera económicamente rentable y bajo ciertas condiciones de mercado y tecnología. El EOR es la recuperación de petróleo por inyección de

---

## NOTAS DE AUTOR

gmiranda@uce.edu.ec

fluidos que normalmente no se encuentran en el reservorio, por lo que excluye el mantenimiento de presión o la inyección de agua (Guerithault & Economides, 2001).

La inyección de agua de baja salinidad (LSW) se considera un método de recuperación mejorada, ya que el fluido inyectado presenta características distintas a los fluidos contenidos originalmente en el yacimiento. Sin embargo, a pesar de que esta técnica se ha estudiado ampliamente durante los últimos años, no se ha llegado a un consenso sobre el mecanismo que efectivamente origina el incremento en el factor de recobro del yacimiento. Así, varios autores han propuesto diversos mecanismos de acción, los cuales solos o en conjunto explican parcialmente la interacción de los fluidos en yacimiento, entre estos efectos se pueden mencionar: alteración de la mojabilidad (Khanamiri et al., 2016) (Kakati y Sangwai, 2017) (Salehi et al., 2017), migración de finos (Tang y Morrow, 1999), saponificación (McGuire et al., 2005), incremento del pH y reducción de la tensión interfacial (Li, 2011), intercambio catiónico (Lager et al., 2006) (Lebedeva et al., 2009) (Suleimanov et al., 2018), expansión de doble capa (Xie et al., 2016), ósmosis (Sandengen et al., 2011) (Pollen y Berg, 2018) y efecto salt-in (Nasralla y Nasr-El-Din, 2014).

A pesar de los diversos mecanismos teorizados como responsables del efecto de incremento en la recuperación de petróleo por LSW, un factor común de las diversas investigaciones resulta ser el análisis del efecto de las concentraciones de iones inyectados y/o presentes en el agua formación. En informes publicados, generalmente se encontró que la adición de iones divalentes, como  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , en el agua de inyección de baja salinidad, comúnmente conduce a un factor de recuperación de petróleo más alto, mientras que, un aumento en la concentración de  $\text{Na}^+$  y  $\text{Cl}^-$  en el agua inyectada conducirá a una menor producción acumulada de petróleo (Dang, 2015). Asimismo, se ha podido establecer que la eliminación de iones divalentes de la salmuera inyectada es esencial para observar el efecto de baja salinidad (Xie et al., 2016).

Lamentablemente en Ecuador la aplicación de este método no se ha analizado en profundidad, a pesar de que algunos campos del país lo usan debido a la alta disponibilidad de agua de la formación Hollín inferior, la cual presenta una concentración de sales diametralmente opuesta (baja) con respecto al resto de formaciones productoras de la Cuenca Oriente. Los estudios publicados de Vaca (2015); Durán (2019); Chávez y Ganán (2019); Supe (2020) y Arcos y Restrepo (2020) se encuentran definidos a nivel de campo y no tenían por objetivo efectuar un análisis del efecto de la composición del agua de inyección y formación, por lo que, no permiten conocer con certeza la influencia de las propiedades químicas del agua en el recobro obtenido en sus investigaciones.

## METODOLOGÍA

La metodología planteada define como pilar fundamental la construcción del modelo de simulación matemática de yacimientos para efectuar el análisis comparativo de las distintas concentraciones de iones y su efecto en el factor de recobro, tomando como referencias un caso de producción natural y un caso con inyección de agua convencional. El uso de un modelo de simulación matemática para el análisis del efecto de la composición química del agua de inyección y formación es bastante común, tal como se puede observar en las investigaciones desarrolladas por Dang et al. (2013), Nguyen et al. (2016), Dang et al. (2018) y Gorucu et al. (2019). Sin embargo, en este caso resulta innovador el hecho de incluir datos de fluido, roca-fluido y condiciones de yacimientos que son propias de las arenas U Inferior, T Inferior, Basal Tena y Hollín Superior, así como el uso de la composición físico-química del agua del yacimiento Hollín inferior para el caso del agua de inyección.

Resulta importante mencionar que, en el caso del simulador usado para el presente estudio, el modelamiento del efecto de baja salinidad se efectúa en función de ecuaciones de intercambio iónico que permitan calcular la concentración de iones en las diferentes celdas del modelo y que se traducen la generación de curvas de permeabilidad relativa que van cambiando (interpolándose) en función de dichas concentraciones (CMG, 2017).

El estudio se lo realizó de manera secuencial para garantizar un procesamiento y correcto uso de los datos analizados. El flujo de trabajo se muestra en la figura 1.

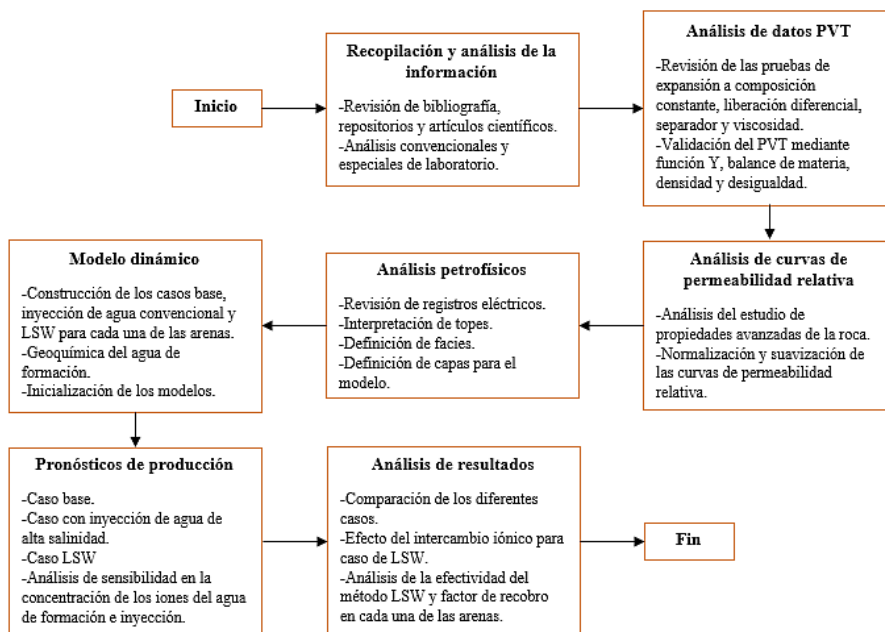


FIGURA 1  
Diagrama de flujo para el procesamiento y análisis de la información

Se contó con información de registros masterlog, registros eléctricos e interpretación petrofísica en formato PDF y/o LAS que corresponden a 4 pozos para su respectiva arena, los pozos serán denominados A, B, C y D para las areniscas U Inferior, T Inferior, Basal Tena y Hollín Superior, respectivamente.

TABLA 1  
Topes de los reservorios por pozo

Pozo	Nomenclatura	Reservorio	Profundidad ft(MD)
A	TUTS	Top Upper T Sandstone	10885
	TmTS	Top main T Sandstone	10973
	BmTS	Base main T Sandstone	11043,05
B	TUUS	Top Upper U Sandstone	9785
	TLUS	Top Lower U Sandstone	9825
	BLUS	Base Lower U Sandstone	9890
C	TBT	Top Basal Tena	9326
	BBT	Base Basal Tena	9347
D	TUHS	Top Upper Hollin Sandstone	10683,17
	TmHS	Top main Hollin Sandstone	10736,38

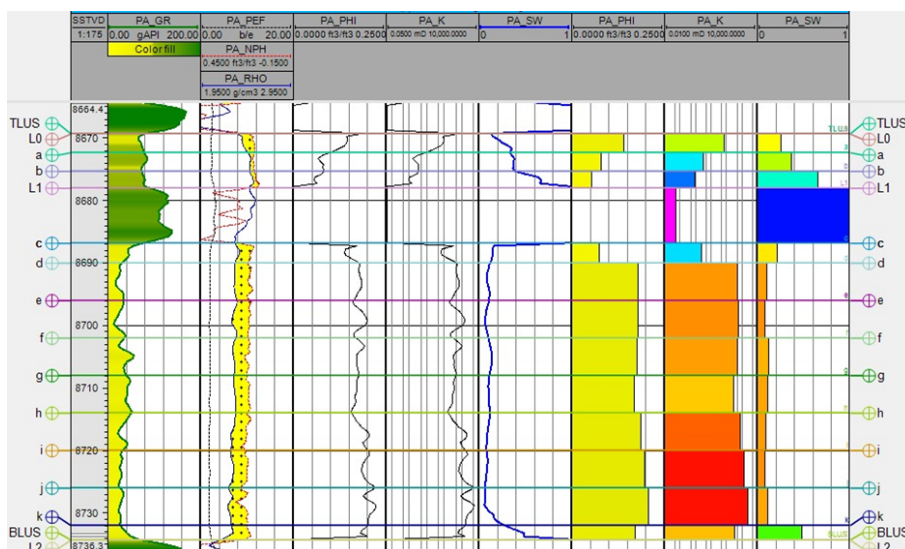
Cada una de las arenas cuenta con un análisis de fluidos realizados en el laboratorio, los cuales muestran la composición y las propiedades del fluido. Por otra parte, también se cuenta con un conjunto de curvas de permeabilidad relativa para las arenas antes mencionadas, las cuales entraron en un proceso de normalización y suavización. Una vez verificada la información para cada reservorio se procedió a definir los topes y bases

formacionales para cada pozo. En la tabla 1 se muestran las profundidades a las que se encuentran cada una de las arenas productoras.

**Definición de facies:** Para la definición de facies y los correspondientes litotipos se utilizaron ciertos condicionales e interpretación petrofísica a partir de registros eléctricos tales como porosidad efectiva y volumen de arcilla. Se reconocieron 3 litotipos como se muestra en la tabla 2:

**TABLA 2**  
Determinación de Facies para cada uno de los reservorios

Nomenclatura de Litotipo	Pozo/Reservorio	Condicional (Facies Cutoff)
LITH 0: Arena limpia LITH 1: Arena arcillosa LITH 2: Lutita	Pozo C Arenisca Basal Tena	LITH 1: $VSH > 0,4$ y $PHIE < 0,08$
		LITH 0: $VSH \leq 0,4$ ó $PHIE \geq 0,08$
		LITH 2: Resto de condiciones
	Pozo A Arenisca U Inferior	LITH 2: $PHIE < 0,08$ y $K < 20$ ó $VSH > 60$
		LITH 1: $PHIE < 0,145$ y $K < 200$ ó $40 < VSH < 60$
	Pozo B Arenisca T Inferior	LITH 2: $VSH > 0,6$ y $PHIE < 0,08$
		LITH 1: $0,4 < VSH \leq 0,6$ ó $0,08 \leq PHIE < 0,1$
	Pozo D Arenisca Hollín	LITH 2: $VSH > 0,6$ y $PHIE < 0,08$
		LITH 1: $0,4 < VSH \leq 0,6$ ó $0,08 \leq PHIE < 0,1$
		LITH 0: $VSH \leq 0,4$ ó $PHIE \geq 0,1$



**FIGURA 2**  
Capas Arenisca U Inferior, Pozo A

**Definición de capas para el modelo dinámico:** El número de capas para cada una de las arenas se lo realizó en base al grado de homogeneidad o heterogeneidad de los reservorios, es decir, la necesidad de modelar ciertas características del reservorio de un espesor determinar para tener una mejor interpretación del yacimiento

harán que las capas requieran mayor o menor espesor. En la figura 2 se muestran las capas tomando como ejemplo la Arenisca U Inferior, el mismo procedimiento se realizó para los demás yacimientos.

**Modelo de Fluidos:** Previamente se realizó la validación de las pruebas PVT del fluido para los distintos yacimientos. Tomando en cuenta la composición del fluido se realizó un agrupamiento de cada uno de los componentes para reducir tiempo y recursos de simulación. Se caracterizó y agrupó hasta las fracciones C11<sup>+</sup> (Arenisca T Inferior) y C12<sup>+</sup> (Basal Tena, Arenisca U Inferior y Hollín Superior), debido que al utilizar fracciones más pesada como C20<sup>+</sup> y C30<sup>+</sup> que presentan densidades mayores a 1 g/cm<sup>3</sup>, la envolvente de fases presenta un comportamiento lineal erróneo.

Es importante ajustar la presión de saturación primero para los componentes no agrupados y luego reajustarla para los componentes agrupados en pseudo-componentes. A continuación, se realizó la predicción y ajuste de los experimentos de separador, expansión a composición constante, liberación diferencial y viscosidad; para poder lograr el ajuste se efectuaron regresiones para observar cuan cerca la ecuación de estado (EOS-Equation of State) se ajusta a los experimentos de laboratorio. Seguido, en la figura 3 se muestra el ajuste de las pruebas de laboratorio con la EOS tomando como ejemplo la Arenisca U Inferior.

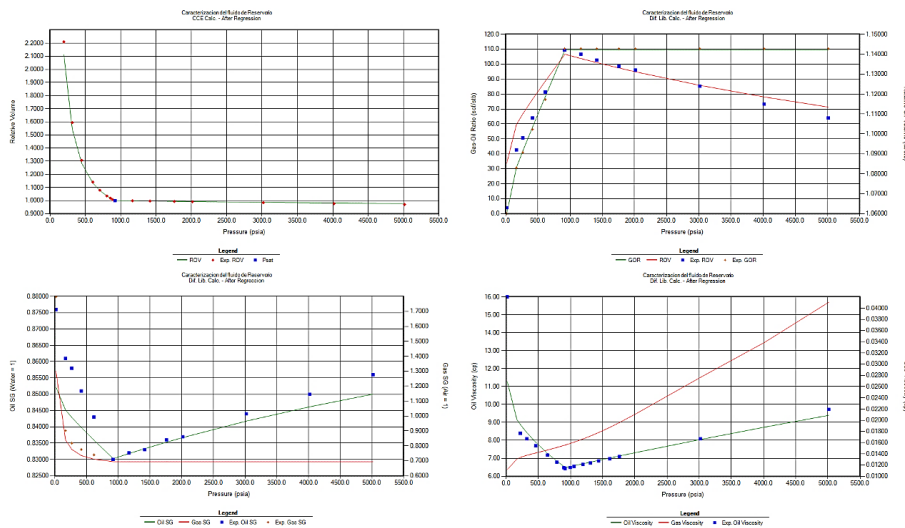


FIGURA 3

Ajuste de la EOS con los datos experimentales en WinProp (Arenisca U Inferior)

**Estudio avanzado de las propiedades roca-fluido:** Se realizó la normalización y suavizado de las curvas de permeabilidad relativa. En la figura 4 se observa que el grado de mojabilidad al petróleo es, en orden descendente, desde la arenisca Hollín Superior, pasando por la arenisca U inferior y finalizando con las areniscas T y Basal Tena.

**Modelamiento de la inyección de agua de baja salinidad:** Se elaboraron tres casos para analizar el efecto de la inyección de agua de baja salinidad:

- *I Caso:* Pozo productor, recuperación primaria a flujo natural con la energía propia del yacimiento.
- *II Caso:* Pozo productor e inyector, recuperación secundaria al inyectar agua de alta salinidad para mantenimiento de presión y barrido de petróleo.
- *III Caso:* Pozo productor e inyector, recuperación mejorada al inyectar agua de baja salinidad (sensibilidades en la concentración de los iones Ca<sup>2+</sup>, Na<sup>+</sup> y Mg<sup>2+</sup>) para recuperar el petróleo que se encuentra adherido a la roca del yacimiento.

El pozo productor de cada caso fue ubicado en uno de los vértices de la malla de simulación (grid), mientras que el pozo inyector se lo ubicó diagonal al productor a una distancia de alrededor de 700 pies aproximadamente (>>200 metros).

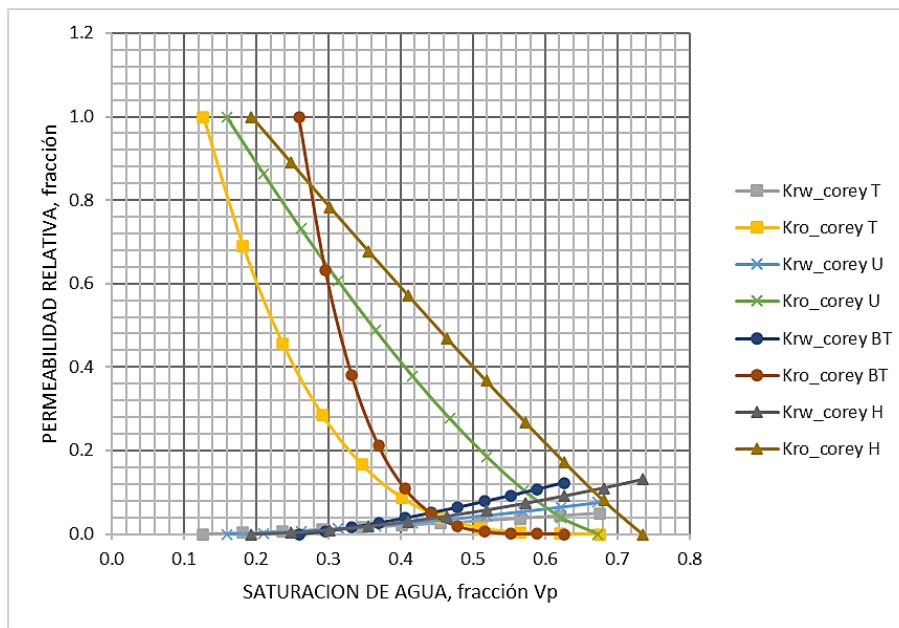


FIGURA 4  
Curvas kr suavizadas para el Modelo de Roca-Fluido

Los valores de compresibilidad de la formación de cada uno de los reservorios fueron tomados de investigaciones sobre simulación numérica de los estos reservorios, con los que los valores están en un rango de  $3 \times 10^{-5}$  a  $6 \times 10^{-6}$ , que se considera un rango típico en areniscas (Lyons, 2010). Este paso resulta importante para lograr un comportamiento de declinación de presión congruente con lo observado en estos reservorios de la Cuenca Oriente y facilitar el análisis real del efecto de la inclusión del pozo inyector. Además, se generó un grid de presión para los modelos de simulación en cada uno de los reservorios utilizando el gradiente de presión, como se muestra en la tabla 3:

TABLA 3  
Compresibilidad de la formación y gradiente de presión

Reservorio	Presión de referencia (psi)	Profundidad de referencia (ft)	Gradiente de presión (psi/ft)	Compresibilidad de la formación ( $\text{psi}^{-1}$ )
Basal Tena	3201	7856	0,407459	$3,5 \times 10^{-5}$
Arenisca U	2892	8726	0,331423	$5,47 \times 10^{-5}$
Arenisca T	4200	9370	0,44824	$5 \times 10^{-6}$
Hollín	4515	9033	0,499834	$4 \times 10^{-5}$

**Geoquímica del agua de formación:** Los análisis físicoquímicos del agua de formación muestran el contenido de los iones que la constituyen: sodio ( $\text{Na}^+$ ), calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), hierro ( $\text{Fe}^{2+}$ ) y magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ). como cationes; y, cloruro ( $\text{Cl}^-$ ), carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ), bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) como aniones. Los factores que pueden influir en la salinidad de los acuíferos son muchos, uno de estos factores es la salinidad del agua de mar existente al momento que se realizó la depositación de los sedimentos; otro factor puede ser la proximidad a antiguas desembocaduras de aguas dulces (Aldana et al., 2015).

En la tabla 4 se muestran los análisis físicoquímicos del agua que se encuentra en cada una de las formaciones.

**TABLA 4**  
Análisis Físicoquímico del agua de formación

Pozo	A		Pozo	B	
Reservorio	U Inf,		Reservorio	T Inf,	
Na <sup>+</sup>	30658	mg/l	Na <sup>+</sup>	17886	mg/l
Mg <sup>2+</sup>	1032	mg/l	Mg <sup>2+</sup>	187,2	mg/l
Ca <sup>2+</sup>	5040	mg/l	Ca <sup>2+</sup>	170 4	mg/l
Ba <sup>2+</sup>	4	mg/l	Ba <sup>2+</sup>	0	mg/l
Cl <sup>-</sup>	59100	mg/l	Cl <sup>-</sup>	27100	mg/l
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	15	mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	170	mg/l
Bicarbonatos	305	mg/l HCO <sub>3</sub>	Bicarbonatos	524,6	mg/l HCO <sub>3</sub>
pH Cond. Estand.	6,4		pH Cond. Estand.	6,01	

Pozo	C		Pozo	D	
Reservorio	BT		Reservorio	HS	
Na <sup>+</sup>	2130	mg/l	Na <sup>+</sup>	1278,7	mg/l
Mg <sup>2+</sup>	36	mg/l	Mg <sup>2+</sup>	26	mg/l
Ca <sup>2+</sup>	1040	mg/l	Ca <sup>2+</sup>	75,3	mg/l
Ba <sup>2+</sup>	6	mg/l	Ba <sup>2+</sup>	0	mg/l
Cl <sup>-</sup>	4600	mg/l	Cl <sup>-</sup>	189 3	mg/l
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	220	mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	42,7	mg/l
Bicarbonatos	825	mg/l HCO <sub>3</sub>	Bicarbonatos	453,4	mg/l HCO <sub>3</sub>
pH Cond. Estand.	6,88		pH Cond. Estand.	6,77	

**TABLA 5**  
Análisis Físicoquímico del agua de formación a ser inyectada de Hollín Inferior

Reservorio	HI	
Na <sup>+</sup>	2292,3	mg/l
Mg <sup>2+</sup>	80,25	mg/l
Ca <sup>2+</sup>	939,3	mg/l
Ba <sup>2+</sup>	2,57	mg/l
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	172,14	mg/l
Bicarbonatos	1187,21	mg/l HCO <sub>3</sub>
pH Cond. Estand.	6,79	



Por otra parte, el agua de formación de la Arenisca Hollín Inferior se utilizó como agua de baja salinidad para ser inyectada, debido a que su rango varía entre los 2000 y 3000 ppm de NaCl. En la tabla 5 se muestra la composición geoquímica del agua de formación que será inyectada, la cual se obtuvo como un promedio de un total de 35 muestras de un mismo campo.

**Análisis de sensibilidades para las concentraciones de iones:** Para evaluar el efecto que tiene la concentración de los iones  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$  y  $\text{Mg}^{2+}$  en el factor de recobro, se procedió a modificar la concentración de los iones antes mencionados, tanto en la composición de agua de formación como en la de inyección, para la arena que presentó el mejor comportamiento en cuanto a incremento del factor de recobro al implementar la inyección de baja salinidad. El caso III se consideró como base de referencia para realizar el comparativo con los escenarios propuestos.

TABLA 6  
Concentración de los iones en el agua de inyección

AGUA DE INYECCIÓN				
Casos	Na+ (ppm)	Ca <sup>2+</sup> (ppm)	Mg <sup>2+</sup> (ppm)	Observaciones
Caso base	2292.30	939.30	80.25	
Escenario 1	3438.45	939.30	80.25	
Escenario 2	4584.60	939.30	80.25	
Escenario 3	6876.90	939.30	80.25	
Escenario 4	1146.15	939.30	80.25	
Escenario 5	764.10	939.30	80.25	
Escenario 6	573.08	939.30	80.25	
Escenario 7	2292.30	1408.95	80.25	Concentraciones de agua de formación permanecen constantes con los parámetros del caso base
Escenario 8	2292.30	1878.60	80.25	
Escenario 9	2292.30	2817.90	80.25	
Escenario 10	2292.30	469.65	80.25	
Escenario 11	2292.30	313.1	80.25	
Escenario 12	2292.30	234.825	80.25	
Escenario 13	2292.30	939.30	120.375	
Escenario 14	2292.30	939.30	160.5	
Escenario 15	2292.30	939.30	240.75	
Escenario 16	2292.30	939.30	40.125	
Escenario 17	2292.30	939.30	26.75	
Escenario 18	2292.30	939.30	20.0625	

Los escenarios para cada ion del agua de inyección se construyeron bajo las siguientes consideraciones:

- Tres incrementos en la concentración de los iones, que corresponden a 1,5; 2 y 3 veces la concentración original de cada ion. Estos incrementos se analizan por separado, es decir, se mantienen constantes el resto de los parámetros y solo se incrementa la concentración del ion de interés.

- Tres decrementos en la concentración de los iones, que corresponden a 1/2; 1/3 y 1/4 de la concentración original de cada ion. Estos decrementos se analizan por separado, es decir, se mantienen constantes el resto de los parámetros y solo se reduce la concentración del ion de interés.

La dinámica de los escenarios considerados se puede visualizar en la tabla 6.

TABLA 7  
Concentración de los iones en el agua formación

AGUA DE FORMACIÓN				
Casos	Na+ (ppm)	Ca2+ (ppm)	Mg2+(ppm)	Observaciones
Caso base	Concentración de la arena con mayor incremento en el FR			
Escenario 19	"1,5 veces mayor"	"=caso base"	"=caso base"	
Escenario 20	"2 veces mayor"	"=caso base"	"=caso base"	
Escenario 21	"3 veces mayor"	"=caso base"	"=caso base"	
Escenario 22	"1/2 del caso base"	"=caso base"	"=caso base"	
Escenario 23	"1/3 del caso base"	"=caso base"	"=caso base"	
Escenario 24	"1/4 del caso base"	"=caso base"	"=caso base"	
Escenario 25	"=caso base"	"1,5 veces mayor"	"=caso base"	
Escenario 26	"=caso base"	"2 veces mayor"	"=caso base"	Concentraciones de agua de inyección permanecen constantes con los parámetros del caso base
Escenario 27	"=caso base"	"3 veces mayor"	"=caso base"	
Escenario 28	"=caso base"	"1/2 del caso base"	"=caso base"	
Escenario 29	"=caso base"	"1/3 del caso base"	"=caso base"	
Escenario 30	"=caso base"	"1/4 del caso base"	"=caso base"	
Escenario 31	"=caso base"	"=caso base"	"1,5 veces mayor"	
Escenario 32	"=caso base"	"=caso base"	"2 veces mayor"	
Escenario 33	"=caso base"	"=caso base"	"3 veces mayor"	
Escenario 34	"=caso base"	"=caso base"	"1/2 del caso base"	
Escenario 35	"=caso base"	"=caso base"	"1/3 del caso base"	
Escenario 36	"=caso base"	"=caso base"	"1/4 del caso base"	

Asimismo, para los escenarios del agua de formación se siguieron similares consideraciones a las definidas para los escenarios del agua de inyección. La diferencia reside en que este escenario se varió la concentración de iones del agua contenida en la arena que mostró mayor incremento en el factor de recobro con la implementación de la inyección de agua de baja salinidad del caso base y se mantuvo constante en todos los escenarios la concentración del agua de inyección que corresponde al caso base.

La dinámica de los escenarios considerados se puede visualizar en la tabla 7.

## DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los casos de estudio para los diferentes yacimientos de la Cuenca Oriente muestran, en general, un incremento de la producción de petróleo, al implementar inyección de agua baja salinidad con respecto a la inyección convencional (alta salinidad). Sin embargo, este comportamiento no es general para todas las arenas analizadas.

En la figura 5 se muestra el factor de recobro para la Arenisca Basal Tena, este reservorio recupera apenas un 0,2878% adicional entre el caso de inyección de baja salinidad y el caso de inyección de agua convencional. Esto podría explicarse debido a que la concentración de sólidos en el agua de formación esta arena resulta muy cercana al valor de sólidos del agua inyectada (8863 ppm vs 4680 ppm).

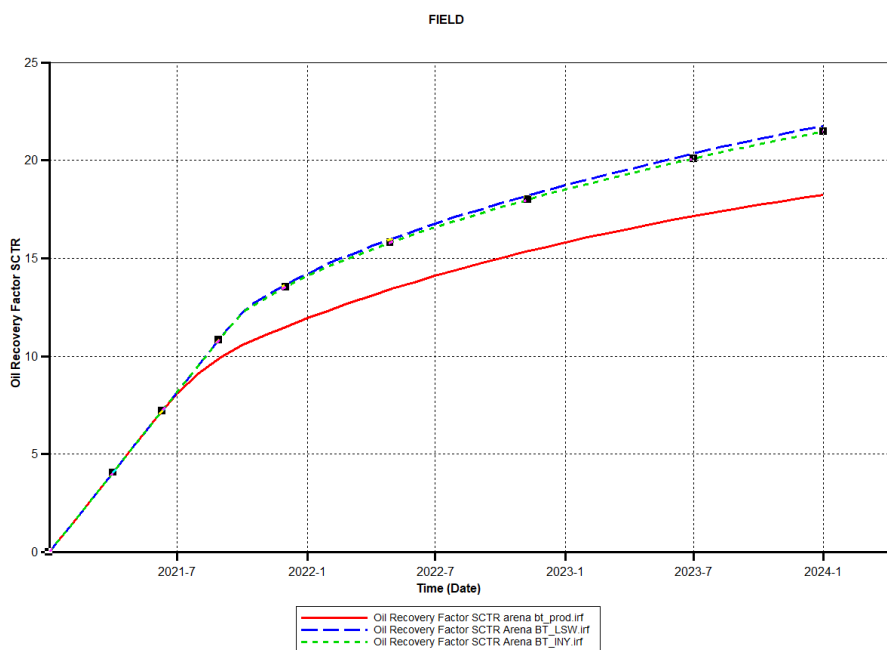


FIGURA 5  
Factor de recobro para los escenarios I, II y III en la arenisca Basal Tena

Adicionalmente, la concentración de iones divalentes en el agua de formación, 36 ppm de  $Mg^{2+}$  y 1034 ppm de  $Ca^{2+}$ , podrían explicar este bajo rendimiento de la técnica de LSW.

Para la arenisca Hollín superior (Figura 6), se puede notar que no existe un cambio apreciable en el factor de recobro obtenido, al considerar las técnicas de inyección de agua convencional e inyección de agua de baja salinidad. Este incremento nulo en el factor de recobro podría producirse por la composición prácticamente igual del entre el agua de este reservorio y el agua de inyección, 3775 ppm y 4680 ppm de sólidos disueltos respectivamente. A esto se suma la extremadamente baja concentración de iones divalentes en el agua de formación, 26 ppm de  $Mg^{2+}$  y 75.3 ppm de  $Ca^{2+}$ .

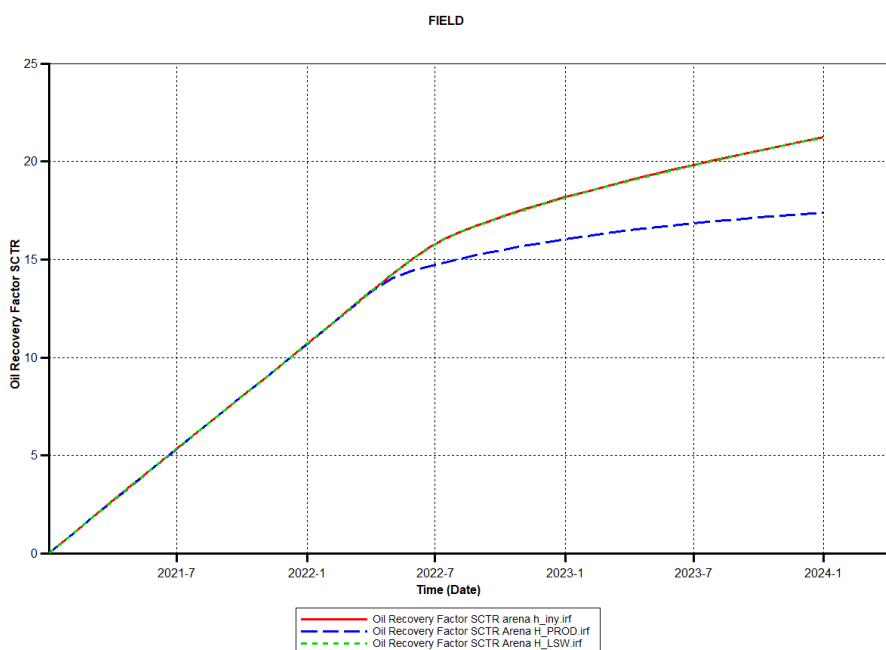


FIGURA 6

Factor de recobro para los escenarios I, II y III en la arenisca Hollín superior

En el caso de la arenisca T inferior, la figura 7 muestra un incremento de aproximadamente 1% en el factor de recobro al considerar la aplicación de la inyección de agua de baja salinidad con respecto a la inyección de agua convencional. Este efecto podría deberse a la significativa diferencia de salinidad que existe entre el agua de formación y el agua de inyección (47577 ppm vs 4680 ppm de sólidos totales disueltos). Asimismo, se observa una mayor concentración de iones divalentes en esta arena con respecto a las dos arenas analizadas anteriormente (187.2 ppm de  $Mg^{2+}$  y 1704 ppm de  $Ca^{2+}$ ).

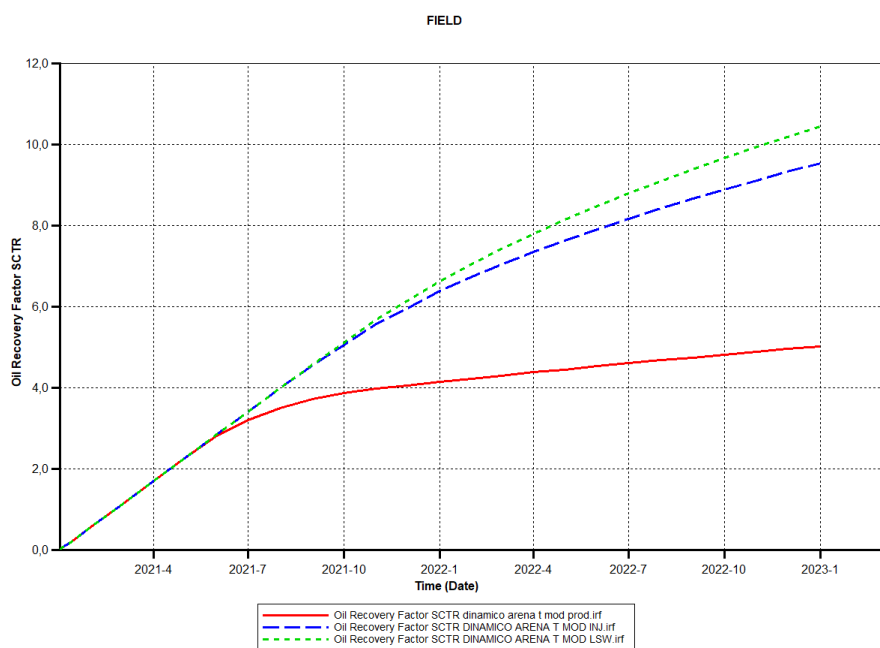


FIGURA 7

Factor de recobro para los escenarios I, II y III en la arenisca T inferior

Por otra parte, el caso de la arenisca U inferior (Figura 8) resulta ser el que presenta un mayor incremento en el factor de recobro al comprar la técnica de LSW con la inyección de agua de alta salinidad. Así, en este caso el incremento en el factor de recobro llega al 5,64%, lo cual podría deberse a la gran diferencia de salinidad existente entre el agua de formación (96160 ppm de sólidos disueltos totales) y el agua de inyección (4680 ppm de sólidos disueltos totales).

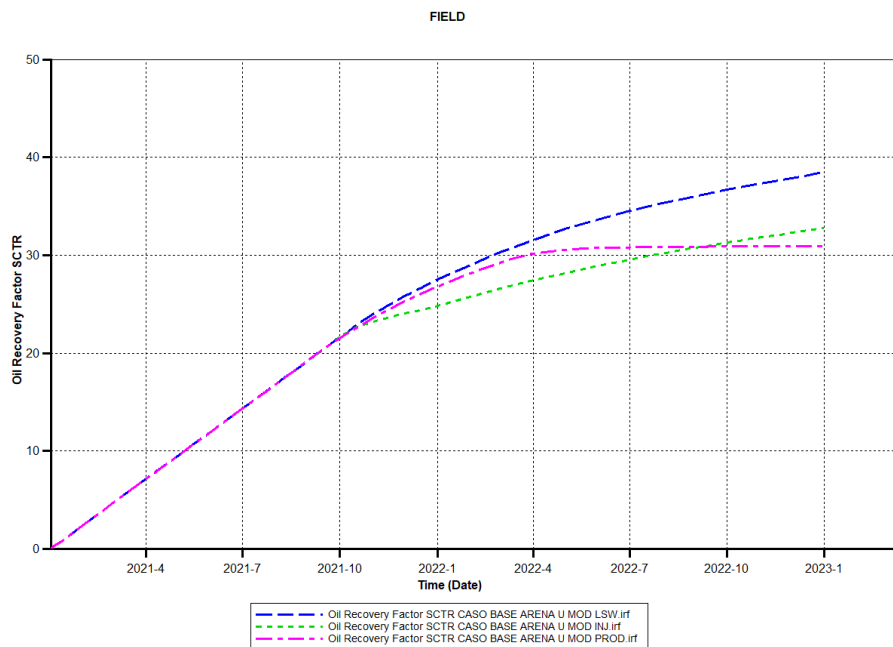


FIGURA 8  
Factor de recobro para los escenarios I, II y III en la arenisca U inferior

Asimismo, este considerable incremento en el factor de recobro, obtenido en la arenisca U inferior, podría tener explicación en la alta concentración de iones divalentes en el agua de formación (1032 ppm de  $Mg^{2+}$  y 5040 ppm de  $Ca^{2+}$ ).

Al aplicar las sensibilidades de concentraciones de los iones  $Na^+$ ,  $Mg^{2+}$  y  $Ca^{2+}$  en el agua de inyección para el caso de la arenisca U inferior (que fue el de mejores resultados en la aplicación de LSW), se encontró una clara relación entre el factor de recobro obtenido y la concentración de dichos iones.

Así, en la figura 9 se puede observar que un incremento en la concentración de ion  $Ca^{2+}$ , o una reducción en la concentración del ion  $Na^+$ , ocasiona un incremento en el factor de recobro máximo de entre el 2 y 2,5% con respecto al caso base de LSW señalado en los escenarios anteriores.

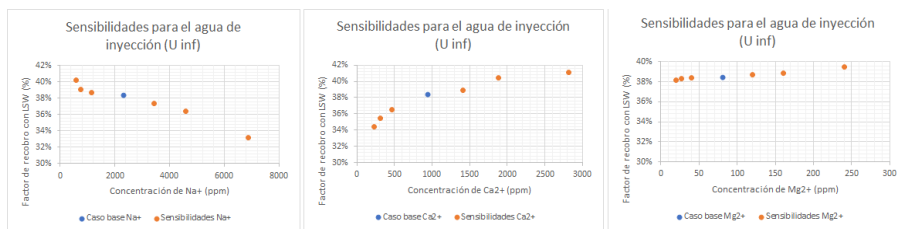


FIGURA 9  
Factor de recobro para la arenisca U inferior al inyectar agua de baja salinidad con distintas concentraciones de iones  $Na^+$ ,  $Mg^{2+}$  y  $Ca^{2+}$

De la misma forma, una reducción en la concentración de ion  $\text{Ca}^{2+}$  o un incremento en la concentración del ion  $\text{Na}^+$  genera una reducción máxima del factor de recobro de entre 4 y 5% con respecto al caso base de LSW.

Por otra parte, resulta importante observar que la influencia de la concentración del ion  $\text{Mg}^{2+}$  resulta mucho menor en el factor de recobro, aunque muestra un comportamiento similar al ion  $\text{Ca}^{2+}$ , es decir, un incremento en la concentración genera un mayor factor de recobro (en torno al 1% como máximo) y una reducción en la concentración genera un decremento en el factor de recobro (en torno al 0,5% como máximo).

En el caso del análisis de sensibilidad realizado modificando la concentración, de los mismos iones del agua de inyección, pero esta vez para el agua de formación, se muestra un comportamiento similar al descrito anteriormente. Así, se observa que una reducción de la concentración de los iones divalentes o un aumento en la concentración del ion monovalente ocasionan una reducción en el factor de recobro de la técnica de LSW o viceversa (figura 10).

Sin embargo, se observó que los incrementos en los factores de recobro alcanzan valores más altos que los obtenidos al variar la concentración del agua de inyección (3,6 al 4,8% como máximo en los iones  $\text{Na}^+$  y  $\text{Ca}^{2+}$ ). Asimismo, la reducción del factor de recobro para dichos iones es mucho más marcada, llegando a ser de alrededor de 5,7% como máximo.

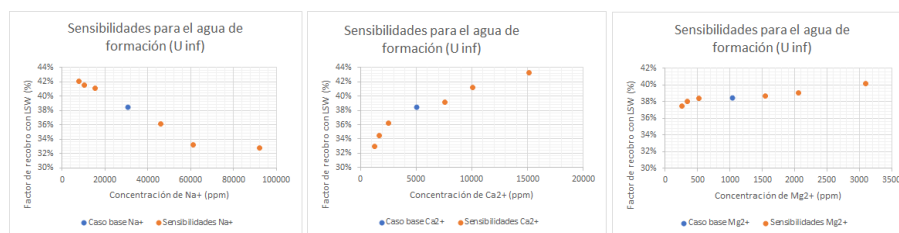


FIGURA 10  
Factor de recobro para la arenisca U inferior al variar las concentraciones de iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  y  $\text{Ca}^{2+}$  en el agua de formación

Los resultados obtenidos muestran un comportamiento similar al obtenido en los estudios realizados por Dang et al. (2015) en torno a que, una mayor diferencia entre las salinidades del agua de formación e inyección propicia un mejor escenario en el incremento del factor de recobro; y, a su vez, que un incremento en la concentración de los iones  $\text{Ca}^{2+}$  o  $\text{Mg}^{2+}$ , o una reducción en la concentración del ion  $\text{Na}^+$  genera un mayor factor de recobro.

Adicionalmente, en estudios realizados en el país, se ha obtenido incrementales en los factores de recobro menores al 1% para las arenas U inferior y Basal Tena, tal como señalan los trabajos de Durán (2019), Arcos y Restrepo (2020) y Chávez y Ganán (2019), y un factor incremental del 2,4% para una arena no identificada en la Cuenca Oriente presentada en el trabajo de Vaca (2015). Sin embargo, resulta importante señalar que, dichos resultados se analizaron a nivel de campo, es decir, sin analizar el real impacto de la inyección en los pozos aledaños, por lo que, podrían resultar más pesimistas que los resultados del presente estudio.

## CONCLUSIONES

Se encontró que la inyección de agua de baja salinidad presenta mejores resultados en yacimientos que muestran una diferencia más grande entre la concentración de sólidos del agua de formación y el agua inyección. En el caso particular de la arenisca Hollín inferior, el incremental del factor de recobro, con

respecto a la inyección convencional de agua, fue nulo. Sin embargo, para las areniscas Basal Tena, T inferior y U inferior si se obtuvo incrementos en el factor de recobro de 0,29%; 1% y 5,64% respectivamente.

En el análisis de sensibilidad del agua de inyección aplicado al caso de la arenisca U inferior se encontró que, un incremento en la concentración de los iones  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  ocasiona un incremento en el factor de recobro de la técnica de baja salinidad (2,5% y 1% respectivamente). Por otra parte, una reducción en las concentraciones de estos iones genera una reducción en el factor de recobro (0,5% y 4% respectivamente).

El comportamiento del factor de recobro para distintas concentraciones de ion  $\text{Na}^+$  en el agua de inyección resulta opuesto al observado en los iones divalentes, puesto que, se observó que un incremento en la concentración resulta en una disminución en el factor de recobro (5%), mientras que una reducción en la concentración de este ion genera un incremento en el factor de recobro (2%).

Para el caso de sensibilidades del agua de formación aplicado a la arenisca U inferior se observó un comportamiento similar al descrito en las sensibilidades del agua de inyección. Sin embargo, los incrementos y decrementos en el factor de recobro fueron más grandes, llegando a ser de 4,7% y 5,8% respectivamente.

Los resultados obtenidos en el presente estudio presentan una perspectiva positiva para la aplicación del método de inyección de agua de baja salinidad en la mayor parte de reservorios de la Cuenca. Sin embargo, se sugiere profundizar la investigación de este método mediante análisis de inundación de núcleos en laboratorio.

## REFERENCIAS

- Aldana, G., Chourio, A. & Zambrano, O. (2015). Validación estadística de datos hidrogeoquímicos provenientes del agua de producción de pozos petroleros. *Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia*, 38 (3), pp. 257-265. ISSN 0254-0770. Recuperado de: <http://ve.scielo.org/pdf/rtfiuz/v38n3/art09.pdf>
- Arcos, J. & Restrepo, L. (2020). *Estudio técnico-económico para la implementación de un proyecto piloto de recuperación mejorada por inyección de agua de baja salinidad en la arena basal tena del campo palo azul*. Trabajo de titulación, previo a la obtención del Título de Magister en Ingeniería de Petróleos con Mención en Recuperación Mejorada. Instituto Superior de Investigación y Posgrado-UCE. Quito, pp. 150.
- Chávez, W. & Ganán, J. (2019). *Estimación del incremento del factor de recobro por inyección de agua de baja salinidad, aplicando simulación matemática, del reservorio "U" de un campo del oriente ecuatoriano*. Trabajo de titulación, previo a la obtención del Título de Magister en Ingeniería de Petróleos con Mención en Recuperación Mejorada. Instituto Superior de Investigación y Posgrado-UCE. Quito. pp. 132
- Computer Modelling Group. (2017). Manual del simulador GEM. Calgary. Documento Interno.
- Dang, C. (2015). *Mechanistic Modeling, Design, and Optimization of Low Salinity Waterflooding* (Tesis Doctoral). University of Calgary, Calgary, AB. <https://doi.org/10.11575/PRISM/26869>
- Dang, C., Nghiem, L., Chen, Z. & Nguyen, Q. (2013). Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. <https://doi.org/10.2118/166447-MS>
- Dang, C., Nghiem, L., Fedutenko, E., Gorucu, E., Yang, C. & Arash, M. (2018). Application of Artificial Intelligence for Mechanistic Modeling and Probabilistic Forecasting of Hybrid Low Salinity Chemical Flooding. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, USA, September 2018. <https://doi.org/10.2118/191474-MS>
- Dang, C., Nguyen, N. & Chen, Z. (2015). Practical Concerns and Principle Guidelines for Screening, Implementation, Design, and Optimization of Low Salinity Waterflooding. *SPE Western Regional Meeting*, Garden Grove, California, USA, April 2015. <https://doi.org/10.2118/174008-MS>
- Durán, S. (2019). *Modelo de Simulación Matemática para la evaluación de inyección de agua de baja salinidad en la arenisca U Inferior del Campo Paka Norte, B15*. Trabajo de titulación, previo a la obtención del Título de

- Magíster en Ingeniería de Petróleos con Mención en Recuperación Mejorada. Instituto Superior de Investigación y Posgrado-UCE. Quito. pp.181
- Gorucu, S., Dang, C., Nghiem, L. & Vijay, S. (2019). Modeling and Optimization of Low Salinity Waterflood with Fines Transport. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Calgary, Alberta, Canada, September 2019. <https://doi.org/10.2118/195901-MS>
- Guerithault, R. & Economides, C. (2001). *Single-well waterflood strategy for accelerating oil recovery*. Paper SPE 71608, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, LO.
- Kakati, A. & Sangwai, J. (2017). Wettability alteration of mineral surface during low salinity water flooding: role of salt type, pure alkanes, and model oils containing polar components. *Energy & Fuels*, 32 (3), pp. 3127-3137. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03727>.
- Khanamiri, H., Enge, I., Nourani, M., Stensen, J., Torsæter, O. & Hadia, N. (2016). EOR by Low Salinity Water and Surfactant at Low Concentration: Impact of Injection and in Situ Brine Composition. *Energy & Fuels*, 30 (4), 2705-2713. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02899>
- Lager, A., Webb, K., Black, C., Singleton, M. & Sorbie, K. (2006). Low Salinity Oil Recovery — An Experimental Investigation. *International Symposium of the Society of Core Analysts held in Trondheim*, Norway 12 –16 September 2006, pp. 1 –8. <https://www.scaweb.org/abstracts/880.html>
- Lebedeva, E., Senden, T., Knackstedt, M. & Morrow, N. (2009). Improved Oil Recovery from Tensleep Sandstone Studies of Brine-Rock Interactions by Micro-CT and AFM. *Conference Proceedings, IOR 2009 - 15th European Symposium on Improved Oil Recovery*, April 2009, <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404879>.
- Li, Y. (2011). Oil Recovery by Low Salinity Water Injection into a Reservoir: A New Study of Tertiary Oil Recovery Mechanism. *Transp Porous Med*, 90, 333–362. <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9788-8>
- Lyons, W. (2010). *Working Guide to Reservoir Engineering*, pp. 1-95. Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-824-2.00001-0>.
- McGuire, P., Chatham, J., Paskvan, F., Sommer, D. & Carini, F. (2005). Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. *SPE Western Regional Meeting*, 30 March–1 April, Irvine, California, pp. 1– 15. <https://doi.org/10.2118/93903-MS>.
- Nasralla, R. & Nasr-El-Din, H. (2014). Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding?. *SPE Res Eval & Eng*, 17, pp. 49–59. <https://doi.org/10.2118/154334-PA>
- Nguyen, N., Dang, C., Nghiem, L. & Zhangxin, C. (2016). Geochemical Interpretation and Field Scale Optimization of Low Salinity Water Flooding. *SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition*, Vienna, Austria, May 2016. <https://doi.org/10.2118/180107-MS>
- Orellana, J. y Pionce, K. (2021). *Análisis de los factores físicos, químicos y geológicos que inciden en la eficacia de la inyección de agua de baja salinidad mediante simulación matemática de yacimientos*. (Tesis de pregrado), Universidad Central del Ecuador, Quito-Ecuador. Recuperado de: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/24873>
- Pollen, E. & Berg, C. (2018). Experimental Investigation of Osmosis as a Mechanism for Low-salinity EOR. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 12-15 November. pp. 1–20. <https://doi.org/10.2118/192753-MS>.
- Salehi, M., Omidvar, P. & Naeimi, F. (2017). Salinity of injection water and its impact on oil recovery absolute permeability, residual oil saturation, interfacial tension and capillary pressure. *Egypt. J. Pet*, 26, pp. 301–312. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.05.003>
- Sandengen, K., Tweheyo, T., Røphaug, M., Kjøllhamar, A., Crescente, C. & Kippe, V. (2011). Experimental evidence of low salinity water flooding yielding a more oil-wet behaviour. *International Symposium of the Society of Core Analysts held in Austin, Texas, USA*, 18–21 September. <http://www.jgmaas.com/SCA/2011/SCA2011-16.pdf>
- Suleimanov, B., Latifov, Y., Veliyev, E. & Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *J. Pet. Sci. Eng.* 162, pp. 35–43. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.005>.
- Supe, E. (2020). *Estudio experimental del cambio de mojabilidad producido por inyección de agua de baja salinidad en muestras de la formación hollín principal del campo Yuralpa Bloque 21*. 266 p.



- Tang, G. & Morrow, N. (1999). Influence of brine composition and fines migration on crude oil brine rock interactions and oil recovery. *J Petrol Sci Eng*, 24, pp. 99–111. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00034-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00034-0).
- Vaca, A. (2015). *Estimación del factor de recobro mediante la inyección de agua de baja salinidad, utilizando un modelo de simulación numérica para el análisis de oportunidad en un yacimiento de petróleo negro*. Trabajo de grado presentado como requisito previo a la obtención del Título de Ingeniero de Petróleos. Carrera de Ingeniería en Petróleos-UCE. Quito. 171 p.
- Xie, Q., Saeedi, A., Pooryousefy, E. & Liu, Y. (2016). Extended DLVO-based estimates of surface force in low salinity water flooding. *Journal of Molecular Liquids*, 221, pp. 658-665. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2016.06.004>.