

Technologies to Increase Hydrocarbon Recovery in Northwestern Peruvian Fields under Solution Gas Drive Mechanism

MSc. Ing. Víctor Alexei Huerta Quiñones, Universidad Nacional de Ingeniería, ahuerta@fip.uni.edu.pe

Eng. Alfredo Moran Quiliano, Universidad Nacional de Ingeniería, amoranq@uni.pe

Eng. Joel Cahuas Soto, Universidad Nacional de Ingeniería, jcahuass@uni.pe

Bs. Leonardo Adriano, Universidad Nacional de Ingeniería, ladrianos@fip.uni.edu.pe

MSc. Ing. Luciana Rondoy, Universidad Nacional de Piura, luciana.rondoy@gmail.com

MSc. Ing. Wladimir Chavez Ormaza, Escuela Politécnica Nacional, wladpato@hotmail.com

Abstract- This research study is based on applying an improved oil recovery (IOR) method in a mature oil field in Northwestern Peru that has a production history of more than 100 years. The objective of this research is to explore the potential benefits of technologies such as waterflooding, gas flooding, lower salinity water injection and water alternate gas in increasing oil production and recovery factor in Pariñas reservoir by using numerical simulation. It should be noted that a different approach of reservoir management is proposed for Talara reservoirs by providing better use for excess gas production and/or disposed water, that also contributes with improving environmental footprint of a mature field.

Keywords— Analytical Simulation, Numerical Simulation Improved Oil Recovery, Recovery Factor, Low Salinity Water.

Tecnologías para Incrementar la Recuperación de Hidrocarburos en los Campos del Noroeste Peruano Sujetos a Empuje por Gas en Solución

MSc. Ing. Víctor Alexei Huerta Quiñones, Universidad Nacional de Ingeniería, ahuerta@fip.uni.edu.pe

Eng. Alfredo Moran Quiliano, Universidad Nacional de Ingeniería, amoranq@uni.pe

Eng. Joel Cahuas Soto, Universidad Nacional de Ingeniería, jcahuass@uni.pe

Bs. Leonardo Adriano, Universidad Nacional de Ingeniería, ladrianos@fip.uni.edu.pe

MSc. Ing. Luciana Rondoy, Universidad Nacional de Piura, luciana.rondoy@gmail.com

MSc. Ing. Wladimir Chavez Ormazza, Escuela Politécnica Nacional, wladpato@hotmail.com

Resumen- *El presente estudio de investigación se basa en la aplicación de un método de recuperación mejorada (IOR) para un campo petrolero maduro del Noroeste del Perú que cuenta con una producción de más de 100 años. El objetivo de esta investigación es explorar los beneficios potenciales asociados a las técnicas de inyección de agua, gas, inyección de agua de baja salinidad e inyección alterna de agua y gas, y con ello estimar el incremento de producción y factor de recuperación en el reservorio Pariñas, usando simulación numérica de reservorios. Cabe resaltar que se propone un nuevo enfoque de gerenciamiento de reservorios en Talara mediante el cual se propone un mejor uso para el exceso de producción de gas, o nuevas formas para disponer la producción de agua, que a la vez contribuya con mejorar la huella de carbono de este campo maduro.*

Keywords— *Simulación Analítica, Simulación Numérica, Recuperación Mejorada. Factor de Recobro, Agua de Baja Salinidad.*

I. INTRODUCCIÓN

Los reservorios de Talara son cuencas productoras con un gran potencial para la explotación de sus yacimientos además son una oportunidad para el estudio y aplicación de tecnologías para el incremento de la producción del petróleo. La presente investigación, propone la aplicación de nuevas técnicas de recuperación en campos maduros del Noroeste de nuestro Perú que contribuyan a aumentar su producción, la técnica de inyección de agua de baja salinidad en el Lote I - Talara ayudará acceder a reservas importantes que no se han logrado obtener por métodos de recuperación primaria y secundaria.

Cabe señalar que para estimar el factor de recobro se realizará un modelo dinámico mediante simulación analítica y numérica 3D. El estudio requiere construir un modelo estático, basado las características petrofísicas del reservorios, el marco estructural y el modelo sedimentológico; una vez construido el modelo estático, se cargan la propiedades dinámicas del reservorios como modelo de fluidos, permeabilidades relativas, historial de producción y presiones, así como los eventos históricos de completación e intervenciones; con ello se realizará la inicialización del modelo, ajuste de historia, y el diseño de los escenarios de desarrollo.

A partir de las diferentes ejecuciones del modelo de simulación para el bloque en estudio del yacimiento Milla 6, se evaluará el impacto de las técnicas de recuperación secundaria

(inyección de gas y agua inmiscible), así como recuperación mejorada (inyección de agua de baja salinidad) en la producción incremental y factor de recuperación; se prevé además realizar sensibilidades y optimizaciones a las tasas de inyección a la, sin embargo, a pesar de ser una técnica con resultados óptimos para n y calidad de los fluidos inyectados.

A. Problemática

La International Energy Agency (IEA) estima que para el 2030 la demanda mundial de energía seguirá dependiendo en un 60% del sector hidrocarburos, entre ellos el petróleo que contribuirá con el 35% además en el 2022 se logró una recuperación energética, el precio del petróleo Brent promedió \$101/bbl su valor más alto desde el 2001, la producción mundial de petróleo aumentó 3.8 millones de barriles por día así como también el consumo a 97.3 millones de barriles por día [1]. Según la Sociedad Peruana de Hidrocarburos (SPH) en el 2014 nuestro país registró una producción de petróleo igual a 40.63 Miles de Barriles por Día (MBDP), cantidad superior en 4.9% respecto a los 38.70 MBPD producidos en el año 2023 [2], [3].

Los campos maduros de Talara tienen más de 100 años en producción, siendo una problemática las bajas presiones de estos yacimientos [4], por lo tanto, la industria petrolera necesita inversiones y nuevas tecnologías aplicadas, sobretodo que contribuyan a recuperar e impulsar su producción, la aplicación de la técnica de inyección de agua de baja salinidad en el Lote I específicamente en el yacimiento Milla 6, permitirá acceder a reservas importantes que no se han logrado obtener por los métodos primarios y secundarios y así estimar el factor de recobro aplicando la simulación matemática según las características petrofísicas del reservorio y propiedades de los fluidos existentes.

Además, la producción excesiva de agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, estimándose que el 91% de la producción de agua a nivel mundial es reinyectada, siendo el 70% utilizado para recuperación de petróleo, el 21% en la inyección en formaciones receptoras no saturadas de hidrocarburos, y lo restante, se descarga a los ríos, previo tratamiento. Se gastan más de 50 mil millones de dólares por año para hacer frente a los problemas del agua indeseada.

B. Justificación

Es fundamental utilizar de manera eficiente los recursos limitados como los yacimientos petrolíferos, debido a que desempeñan un papel fundamental en la economía global y suministro de energía [4]. Según, BP Statistical Review of World Energy [1], el Perú tiene un horizonte productivo de 15.5 años lo que incentiva a invertir en tecnologías modernas y aplicar procesos de recuperación mejorada con el fin de maximizar la producción de petróleo en los distintos lotes del país.

El factor de recobro en los lotes de Talara se encuentra entre 5 y 15%, y siendo un objetivo importante evaluar nuevas tecnologías de recobro mejorado que permitan incrementar el factor de recuperación. Una de las técnicas que ha venido ganando mayor aceptación es la inyección de agua de baja salinidad mediante la cual se altera el equilibrio químico establecido entre el petróleo crudo, la salmuera y la roca cambiando la mojabilidad del sistema [5], permitiendo incrementar el factor de recuperación entre 8% y 12% adicional [6]. Resulta necesario estudiar el desarrollo de nuevas tecnologías y enfoques en la industria petrolera, que puedan ser replicados en el Noroeste Peruano, logrando avances científicos y tecnológicos que no solo mejoran la recuperación de petróleo, sino que también tienen aplicaciones en otras áreas de la ciencia y la ingeniería [4].

II. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

La recuperación de hidrocarburos se desarrolla a través de las distintas fases de la explotación [7], [8], [9] y actualmente clasificamos la recuperación de petróleo en 3 etapas: recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria o mejorada.

En la recuperación primaria el petróleo es producido debido la energía natural del yacimiento, la recuperación secundaria consiste en añadir una energía externa a través de la inyección de fluidos para el empuje de los hidrocarburos manteniendo la producción y presión del yacimiento. La recuperación mejorada o Enhanced Oil Recovery (EOR por sus siglas en inglés) es aquel proceso en el que se incrementa la recuperación de crudo mediante la inyección de materiales que no se encuentran presentes normalmente en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento fisicoquímico de los fluidos del yacimiento y de las propiedades roca-fluido [10].

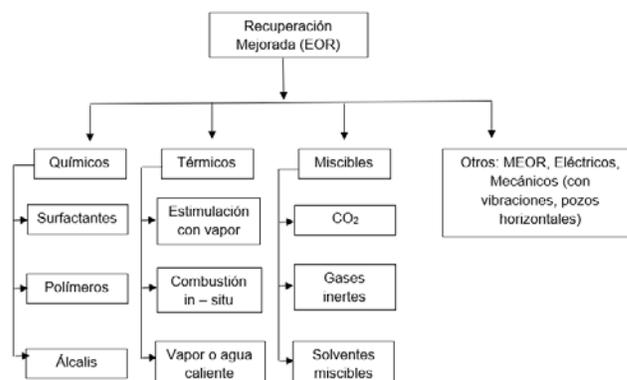


Fig. 1 Métodos de Recuperación Mejorada.
Fuente: E. R. Rangel, 2015 [7].

A. Inyección de Agua de Baja Salinidad como método EOR

La inyección de agua de baja salinidad (LSW por sus siglas en inglés Low Salinity Water) es reconocida como una técnica importante de recuperación mejorada, el principal efecto de la inyección de agua de baja salinidad es la reducción de la saturación residual de petróleo y la mejora de la eficiencia microscópica debido a una combinación de mecanismos entrelazados. En los últimos años, muchas empresas petroleras han realizado varios estudios y aplicaciones que dan evidencia del potencial de este proceso para aumentar la producción de petróleo [5].

Distintos investigadores como Jadhunandan, 1990; Yildiz & Morrow, 1996; Tang & Morrow, 1999; McGuire et al, 2005; Austad et al, 2010; Morrow & Buckley, 2011 han reportado que la inyección de agua de baja salinidad aumenta la eficiencia de la recuperación de petróleo en comparación con la inyección convencional de agua de alta salinidad en yacimientos arenarcillosos [11], [12]. Bernard en 1967 fue el primero en observar que la recuperación de petróleo en un núcleo de arenisca era mayor cuando se inyectaba agua de baja salinidad que cuando se inyectaba agua con salinidades altas (mayores a 5000 ppm), luego las investigaciones de Jadhunandhan & Morrow, 1995 y por Yildiz & Morrow, 1996 mostraron el efecto de la interacción de petróleo, salmuera y roca lo cual genera un aumento en el factor de recobro comparado con una inyección de agua convencional [6].

Para Tang y Morrow (1999) el objetivo de sus experimentos realizados era determinar las interacciones y efectos entre la salmuera de inyección, el petróleo y la mineralogía en la mojabilidad de la roca, después de varios estudios a nivel laboratorio y de campo se ha demostrado que la técnica LSW incrementa el factor de recobro [13], [14].

Una definición exacta de los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad no existe aún, no obstante, la inyección de agua de baja salinidad tiene un alto potencial actuando como modificador de mojabilidad [15], [16] se altera el equilibrio químico del sistema roca-fluido, por lo que algunos investigadores han observado varios efectos a consecuencia de

esta inyección como: cambio de mojabilidad, incremento de pH y reducción de tensión interfacial [11].

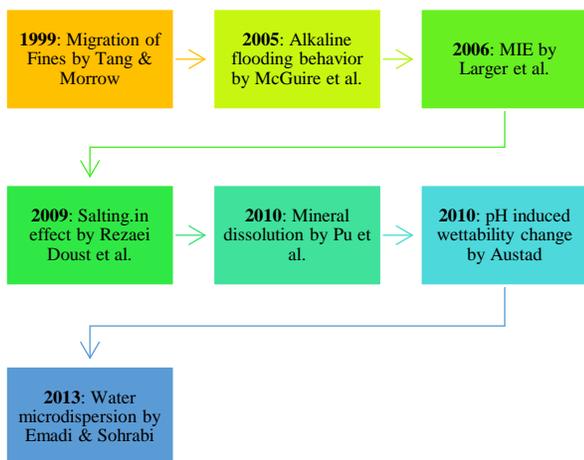


Fig. 2 Línea de tiempo de los mecanismos propuestos para la técnica EOR inyección de agua de baja salinidad. Fuente: Rotondi et al., 2014 [5].

III. DESCRIPCIÓN TÉCNICA Y METODOLOGÍA

La presente investigación propone la construcción de un modelo dinámico de reservorio, en el cual, los modelos preliminares interactúan entre sí complementando información proveniente de diversas fuentes geológicas y de reservorio.

Primero para la caracterización del reservorio consisten en el estudio regional del ambiente deposicional predominante, análisis estructural del área construcción de mapas y secciones estructurales, definición de unidades estratigráficas y niveles de inundación isócronos, construcción de secciones estratigráficas, análisis del comportamiento productivo de las unidades de flujo, interpretación de perfiles obtención de valores promedios de porosidad, saturaciones y arena neta, preparación de mapas de propiedades petrofísicas, análisis de la evolución de la energía de los yacimientos construcción de curvas de historial de presiones y preparación de mapas de volumetría para estimación del petróleo in situ y reservas.

Luego se realiza el modelo estático, se debe definir el modelo estructural, integrar con la información de los modelos sedimentarios, deposicional, correlación con los perfiles, rock timing, identifico las litofacies, construir modelo estratigráfico, propago las facies, las propiedades, calcular in place e inicializar el modelo.

Posteriormente, en la construcción del modelo dinámico se integran los modelos roca fluido, inicializar modelo, definiendo las regiones de equilibrio, regiones de contacto presiones, modelar reservorios efectivos y los fluidos, incluir los datos de presión (PVTs) además test con el ajuste de historia y análisis de incertidumbre. Seleccionar el pozo candidato para la inyección de agua de baja salinidad y realizar las corridas.

Finalmente se calculan las reservas e incrementos en el factor de recobro de acuerdo a los resultados obtenidos en las

corridas de evaluación de LSWI, y se presentan las conclusiones y recomendaciones.

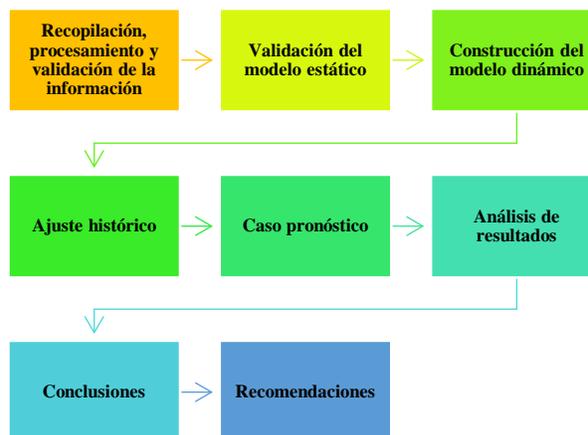


Fig. 3 Flujo de trabajo propuesto. Fuente: Elaborado por el autor.

IV. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A. Descripción Geológica del Yacimiento Milla 6

La formación Pariñas tiene el reservorio Milla 6, tiene un área de aproximadamente 350 acres. Los límites norte y este están formados por la intersección de la superficie de arena con el contacto agua-aceite que ocurre aproximadamente a 2440 pies bajo el agua. Su arena está bien clasificada, de medida gruesa a gruesa granulado, con capas cruzadas, lentes menores de esquisto y bolsas de conglomerado de guijarros. Los granos de arena son subangulares a redondeados y consisten principalmente en cuarzo con feldespatos, biotita, hornblenda y augita como minerales accesorios.

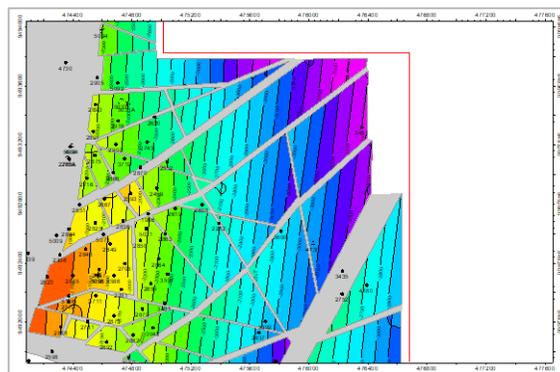


Fig. 4 Mapa Estructural Pariñas Superior - MER 2017. Fuente: Elaborado por el autor.

Los datos del pozo 2779 se obtuvieron en 1943, la porosidad promedio se estimó en 22.6 %, y la permeabilidad promedio al aire seco se estimó ser 780 mD. Se estimó que la saturación promedio de agua connata era alrededor del 35 % y la permeabilidad promedio para el petróleo o el gas donde el espacio poroso del hidrocarburo está completamente saturado con una sola fase se estimó en 300 mD.

B. Planificación del Método EOR

Para la selección del método de recuperación mejorada se realizó un screening del pozo 2779 del yacimiento Milla 6 formación Pariñas, dónde se dispone de una mayor cantidad de información, a continuación, se presentan los datos utilizados para realizar el modelo de simulación.

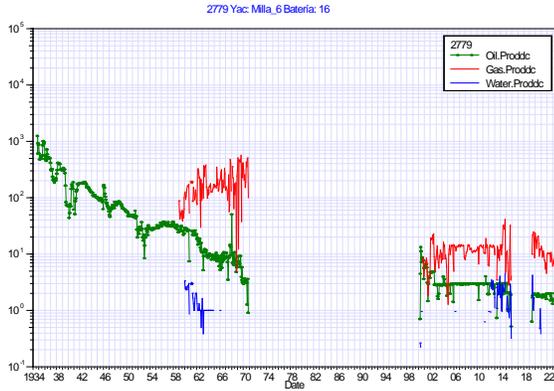


Fig. 5 Producción del pozo 2779 del yacimiento Milla 6.
Fuente: Elaborado en OFM.

C. Modelo de Simulación

Se elaboró un modelo dinámico para un sub-bloque del campo Milla 6 en el Lote I, mediante simulación matemática utilizando mapas estructurales e isópacos, así como la información disponible de propiedades petrofísicas del reservorio y propiedades de los fluidos existentes. Cabe señalar que ante la ausencia de datos de presión, se construyó un modelo sintético, además de usarse curvas de permeabilidad relativa y presiones capilares por correlaciones. Las Fig. 6 y Fig. 7 muestran las propiedades de roca y roca-fluidos.

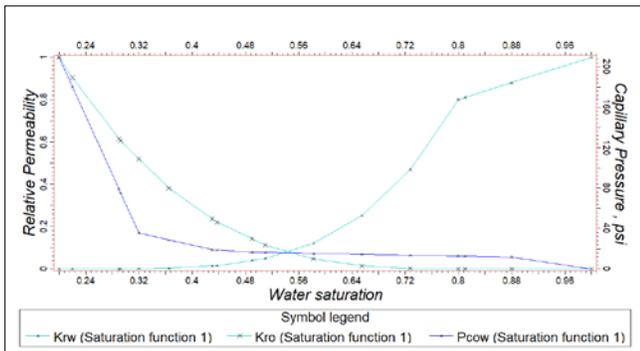


Fig. 6 Permeabilidades Relativas de Imbibición y Presión Capilar del Sistema Agua - Petróleo.
Fuente: Elaborado por el autor.

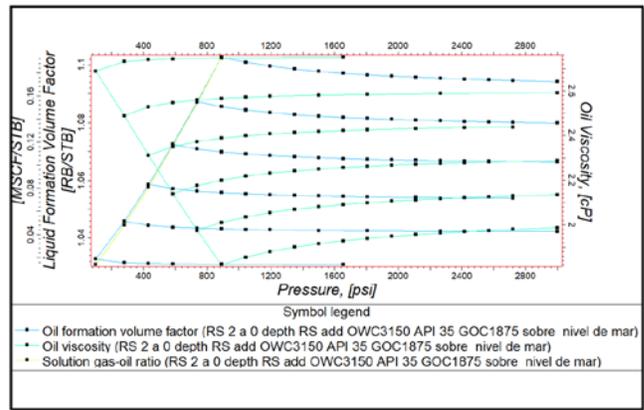


Fig. 7 Propiedades del Petróleo del Campo Milla 6.
Fuente: Elaborado por el autor.

De esta manera, se inicializó el modelo simulación del sub-bloque 2779, en el campo Milla 6, tal como se muestra en el modelo de saturaciones de la Fig. 8.

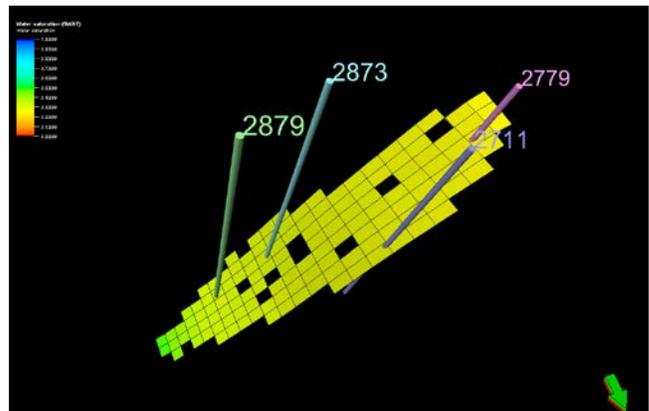


Fig. 8 Inicialización del modelo de simulación del sub-bloque 2779 - Campo Milla 6.
Fuente: Elaborado por el autor.

Seguidamente, se trabajó en el ajuste de historia, tanto de la producción de petróleo y agua del sub-bloque 2779 - Campo Milla 6, como del pozo 2779, actual único productor de la zona (Fig. 9 y Fig. 10).

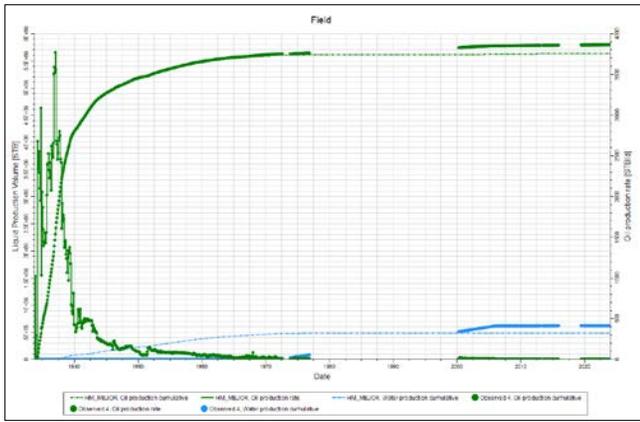


Fig. 9 Ajuste Historia de la producción de petróleo y agua del sub-bloque 2779 – Campo Milla 6.
Fuente: Elaborado por el autor.

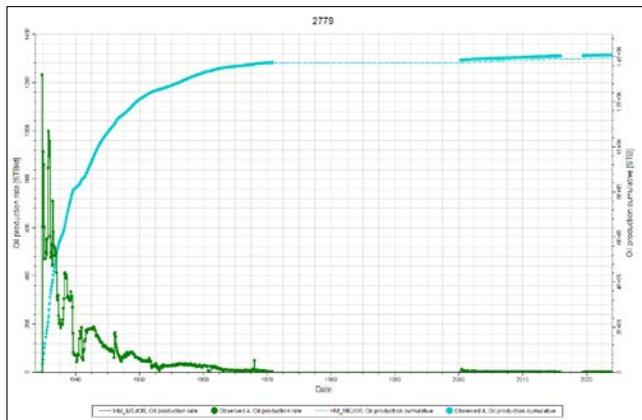


Fig. 10 Lotes petroleros del Noreste peruano.
Fuente: Elaborado por el autor.

Una vez calibrado el modelo de simulación, se estableció un arreglo de inyector y productor, escogiendo el pozo 2879 como inyector, por su posición estructuralmente más baja, quedando el pozo 2779 como único productor.

El pozo 2879 fue convertido a inyector de agua de baja salinidad con una tasa de 1000 bbl/d, lográndose un barrido inicialmente homogéneo de petróleo hacia el pozo productor 2779, situado en la parte alta de la estructura. El cambio de saturación de fluidos como resultado de la inyección de agua de baja salinidad se muestra en la Fig. 11.

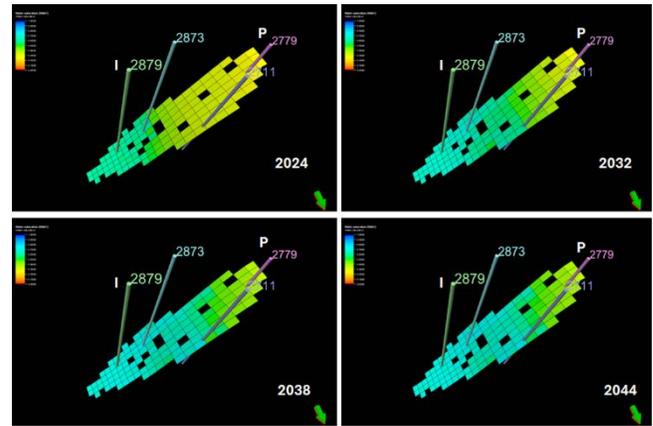


Fig. 11 Ubicación de pozos productor e inyector.
Fuente: Elaborado por el autor.

Asimismo, la Fig. 12 muestra el pronóstico de producción de petróleo y agua del pozo 2779, en el cual se tiene un incremento inicial entre 25 y 30 Bbl/d de petróleo en los primeros 6 años de inyección; posteriormente, en una etapa más madura de producción, la producción de agua se incrementa, y el petróleo es producido por segregación hasta estabilizarse a una tasa promedio de 60 Bbl/d.



Fig. 12 Pronóstico de producción de petróleo y agua del pozo 2779.
Fuente: Elaborado por el autor.

La Fig. 12 muestra que el tiempo de llenado para este proyecto de inyección de agua es de 1 año, luego del cual se obtiene una respuesta de producción sostenida a una tasa de 25 BOPD por casi 5 años; seguidamente se inicia el periodo de irrupción masiva donde la producción de petróleo llega a promediar 55 BOPD.

Finalmente, la Fig. 13 muestra la producción acumulada en el pozo 2779 como resultado de la inyección de agua. Se aprecia que se tendría una producción incremental de alrededor de 280 Mbbl adicionales de petróleo en los 20 años de historia de producción como resultado de la inyección de agua de baja salinidad, lo que equivale a un 2.5% adicional en el factor de recobro.

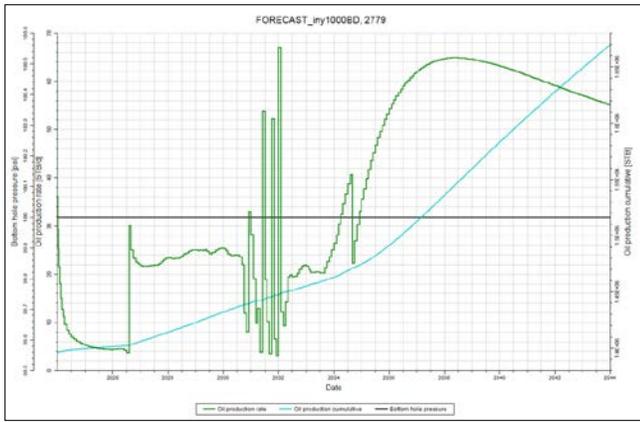


Fig. 13 Pronóstico de producción de petróleo del pozo 2779.
Fuente: Elaborado por el autor.

Finalmente, se muestran los pronósticos de producción y se aprecia un incremento del factor de recobro del 2.5%.

TABLA I

PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN Y AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO.

Petróleo in situ (POES)	Producción acumulada de petróleo (Bbl)	FR (%) sin inyección de agua de baja salinidad
11369563	5800000	0.510
Petróleo in situ (POES)	Producción acumulada de petróleo (Bbl)	FR (%) con inyección de agua de baja salinidad
11369563	6080026	0.535

Fuente: Elaborado por el autor.

V. CONCLUSIONES

- La inyección de agua de baja salinidad es una novedosa pero reconocida técnica de recuperación mejorada, aplicable especialmente a reservorios que producen bajo un mecanismo de depletación, y que además contienen hidrocarburos livianos (crudo de API > 30°), así como agua de formación de alta salinidad; el principal efecto de la inyección de agua de baja salinidad es la reducción de la saturación residual de petróleo y la mejora de la eficiencia microscópica debido a una combinación de mecanismos integrados.
- Se realizó el ajuste histórico de 100 años de producción y el análisis de sensibilidades donde se eligió el pozo 2779 como productor para la inyección de agua de baja salinidad; cabe señalar que se logra obtener una producción durante al menos 20 años en este pozo.
- Se identificaron que las características de la roca y el fluido son favorables para la inyección de agua de baja salinidad, a fin de tener el barrido más homogéneo posible; cabe mencionar, que el corte de agua llega a aumentar eventualmente hasta un 97%.
- En base a los resultados se logra aumentar el factor de recobro en un 2.5%, por lo tanto, se concluye que es

factible implementar el método de inyección de agua de baja salinidad, sujeto a la viabilidad operativa y económica.

VI. RECOMENDACIONES

- Realizar estudios de laboratorio que permitan evaluar la compatibilidad de los fluidos, simular pruebas de desplazamiento de núcleos y de inyectividad, así como evaluar la calidad del agua.
- Realizar un estudio de prefactibilidad que considere la ejecución de un proyecto piloto.
- Evaluar en campo las condiciones operativas requeridas por un proyecto piloto: características fisicoquímicas de la salmuera de inyección, tasa de inyección, presión de inyección, integridad de los pozos inyectoros y productores, entre otros.

REFERENCIAS

- BP, "BP Statistical Review of World Energy 2021: a dramatic impact on energy markets". Consultado: el 3 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-statistical-review-of-world-energy-2021-a-dramatic-impact-on-energy-markets.html>
- AGENCIA PERUANA DE NOTICIAS ANDINA, "Producción de petróleo en Perú creció 4.9% en 2024 respecto al 2023 | Noticias | Agencia Peruana de Noticias Andina". Consultado: el 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://andina.pe/agencia/noticia-produccion-petroleo-peru-crecio-49-2024-respecto-al-2023-1014077.aspx>
- J. J. Sarmas Farfan, "Effect of losal water flooding on w/o emulsions stability", 2019. Consultado: el 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.yachaytech.edu.ec/handle/123456789/76>
- J. C. Mallqui Payano, "Evaluación de los pozos en producción a niveles de la recuperación máxima eficiente (MER), en el Lote VI/VII en el Noroeste Peruano", 2023.
- M. Rotondi, C. Callegaro, F. Masserano, y M. Bartosek, "Low Salinity Water Injection: eni's Experience", *Society of Petroleum Engineers - 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years*, vol. 2, pp. 1220–1235, nov. 2014, doi: 10.2118/171794-MS.
- P. Chandrashegaran, "Low Salinity Water Injection for EOR", *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, NAICE 2015*, ago. 2015, doi: 10.2118/178414-MS.
- E. R. Rangel Germán, "IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México | PDF", feb. 2015. Consultado: el 3 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/slideshow/ioreor-una-oportunidad-historica-para-mxico/62832057>
- A. Satter y G. Takur, "Integrated Petroleum Reservoir Management", 1994. Consultado: el 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://books.google.com/books/about/Integrated_Petroleum_Reservoir_Managemen.html?hl=es&id=UXa8JoP4DJQC

- [9] A. Katende y F. Sagala, "A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application", *J Mol Liq*, vol. 278, pp. 627–649, mar. 2019, doi: 10.1016/J.MOLLIQ.2019.01.037.
- [10] N. Andrés y M. Olmedo, "Efecto de las nanopartículas en la inyección de agua con baja salinidad como un método novedoso de recuperación mejorada: Alteración de la humectabilidad", 2017, Consultado: el 3 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/63464>
- [11] A. A. Delgado Valvas, "Inyección de agua de baja salinidad en yacimientos areno arcillosos", 2016. Consultado: el 3 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://ru.dgb.unam.mx/handle/20.500.14330/TES01000743216>
- [12] M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros*. Ediciones Astro Dala S.A., 2001. Consultado: el 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/10463826/Inyecci%C3%B3n_de_agua_y_gas_en_yacimientos_petroleros_Magdalena_Paris_de_Ferrer
- [13] G. Q. Tang y N. R. Morrow, "Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery", *J Pet Sci Eng*, vol. 24, núm. 2–4, pp. 99–111, dic. 1999, doi: 10.1016/S0920-4105(99)00034-0.
- [14] A. A. Vaca Rodríguez, "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", 2015. Consultado: el 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/6789>
- [15] P. Vledder, J. C. Fonseca, T. Wells, I. Gonzalez, y D. Ligthelm, "Low Salinity Water Flooding: Proof Of Wettability Alteration On A Field Wide Scale", *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, vol. 1, pp. 200–209, abr. 2010, doi: 10.2118/129564-MS.
- [16] J. Alejandro y A. Bobadilla, "Inyección de agua de baja salinidad: un nuevo método EOR por estudiar en Colombia", 2017, *Universidad Industrial de Santander*. Consultado: el 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/37249>