

## Realidad, desafíos y perspectivas de la recuperación secundaria del reservorio "U Inferior" en el campo Sacha - Bloque 60, Ecuador.

## Reality, challenges, and perspective of secondary recovery of "Lower U" reservoir in Sacha field - Bloque 60, Ecuador.

Christopher Mayorga<sup>1,2</sup>; Marco Paucar<sup>1,2</sup>; Wilson Padilla<sup>1</sup>

1 EP Petroecuador, Av. de la República Oe1-162, PO. Box 5007 - 5008, Quito, Ecuador.

2 Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Campus Gustavo Galindo km. 30.5 Vía Perimetral, P.O. Box 09-01-5863, Guayaquil, Ecuador

Correo electrónico: christopher\_mayorga@hotmail.com; cmayorga@espol.edu.ec

Recibido: 30 de junio, 2022. Aceptado: 30 de junio, 2022. Versión final: 07 noviembre, 2022.

### RESUMEN

El presente documento muestra la realidad, desafíos y perspectivas de recuperación secundaria del reservorio "U Inferior" (UI) en el campo Sacha, localizado al flanco occidental del "Play Central" (Corredor Sacha-Shushufindi) del oriente ecuatoriano. El histórico de producción inició en el año 1972 con perforación de pozos, y años después, con proyectos de recuperación secundaria, se logró el incremento de la producción petrolera. La arenisca UI es uno de los principales reservorios productores del campo, se destaca por su alto volumen de reservas 3P y la presente oportunidad de recuperarlo a mediano plazo sin ser este el único reservorio productor con recuperación secundaria. La realidad del campo muestra que las intervenciones a las zonas productoras y la aplicación de técnicas de optimización de producción como fracturamiento hidráulico, producción *commingled*, estimulación matricial, cambio de zonas, perforación, entre otras, se han visto limitadas por las bajas presiones en los reservorios de la formación Napo; los cuales se encuentran depletados y con presencia de gas libre. Por ello, se generan retos adicionales en diferentes escenarios evaluados de incrementos de producción, para el manejo de los fluidos y sistemas de levantamiento artificial tradicionales. El desafío es buscar el desarrollo del campo bajo estas condiciones, mediante simulación, aplicando el método de *Buckley-Leveret* e implementando proyectos adicionales para recuperar la presión de la arenisca UI definiendo arreglos de inyección y repotenciación de facilidades existentes (actualmente limitadas), logrando así exponer los casos ideales ajustados a la realidad y mostrar el aumento de volumen de producción acumulada del campo bajo ciertas perspectivas a favor de los intereses del país.

**Palabras clave:** arreglos de inyección, campo maduro, repotenciación facilidades, simulación.

---

**Como citar:** Mayorga, C., Paucar, M. & Padilla, W. (2022). Realidad, desafíos y perspectiva de la recuperación secundaria del reservorio "U Inferior" en el campo Sacha – bloque 60, Ecuador. *Fuentes, El Reventón Energético*, 20(2), 23-41. <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n2-2022003> 

## ABSTRACT

This document shows the reality, challenges, and prospects for secondary recovery of the "U Inferior" (UI) reservoir in the Sacha field located on the western flank of the "Central Play" (Sacha-Shushufindi Corridor) in Eastern Ecuador. The history of production began in 1972 with the drilling of wells and years later with secondary recovery projects, achieving an increase in oil production. The UI sandstone is one of the main producing reservoirs in the field; it stands out for its high volume of 3P reserves and the present opportunity to recover it in the medium term, without this being the only producing reservoir with secondary recovery. The reality of the field shows that the interventions in the producing areas and the application of production optimization techniques such as hydraulic fracturing, commingled production, matrix stimulation, change of zones, and drilling, among others, have been limited by the low pressures in the reservoirs of the Napo formation; which are depleted and with the presence of free gas. For this reason, additional challenges are generated in different evaluated scenarios of production increases, for the handling of fluids, and traditional artificial lift systems. The challenge is to look for the development of the field under these conditions, using simulation applying the Buckley-Leveret method and implementing additional projects to recover the pressure of the UI sandstone defining injection arrangements and repowering of existing facilities (currently limited), thus managing to expose the ideal cases adjusted to reality and show the increase in the volume of accumulated production of the field under certain perspectives in favor of the interests of the country.

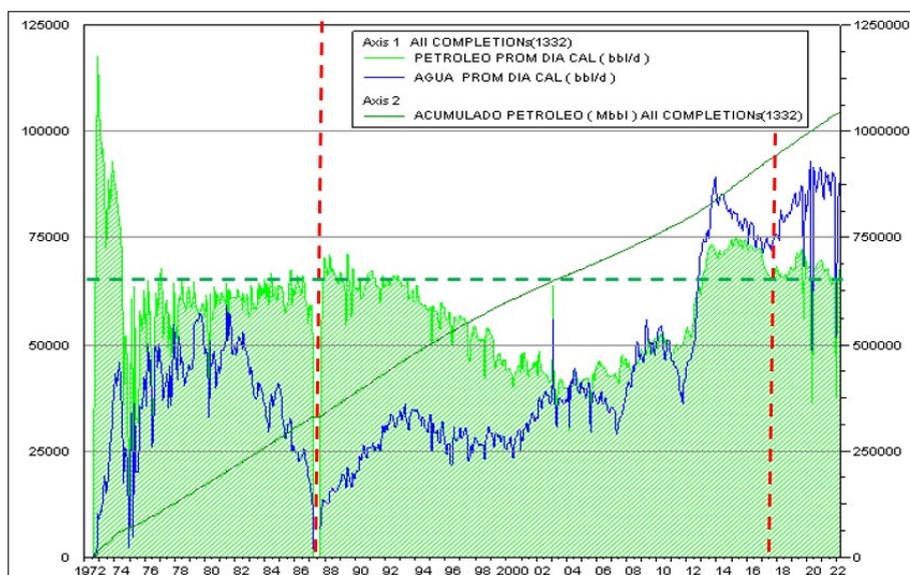
**Keywords:** Injection arrangement, mature field, repowering facilities, simulation.

## 1. Introducción

El campo Sacha está ubicado en el bloque 60 en la provincia de Orellana, cantón Joya de los Sachas en Ecuador (Baby, Rivadeneira & Barragán, 2014). La producción de petróleo inició en el año 1972 con 29.000 barriles de petróleo por día (BPPD), teniendo su pico más alto en el mismo año con 117.600 BPPD y declinó hasta 69.000 BPPD en el año 2022.

Históricamente, la presión inicial del reservorio se encontraba por encima de la presión de burbuja, por lo que el petróleo, el agua connata y la roca son los únicos materiales presentes. Como la presión del yacimiento declina, la roca y los fluidos se expanden debido a sus

compresibilidades individuales (Ahmed, 2010); siendo el mecanismo de producción primaria del campo Sacha. Al transcurrir el tiempo se requirió de energía adicional, lo cual, en el año 1986, dio lugar al proyecto piloto de recuperación secundaria (*waterflooding*) en las formaciones Napo: areniscas UI y "T Inferior" (TI); y formación Tena: arena "Basal Tena" (BT). En la Figura 1 se muestra el historial de producción del campo Sacha, se segmentan con color rojo los periodos de incidencia del proyecto piloto de recuperación secundaria a partir del año 1986 con seis pozos inyectoros y su repotenciación en el año 2017 con la inclusión de diez pozos inyectoros distribuidos en el sector norte, centro y sur del campo Sacha.



**Figura 1.** Historial de producción del campo Sacha.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

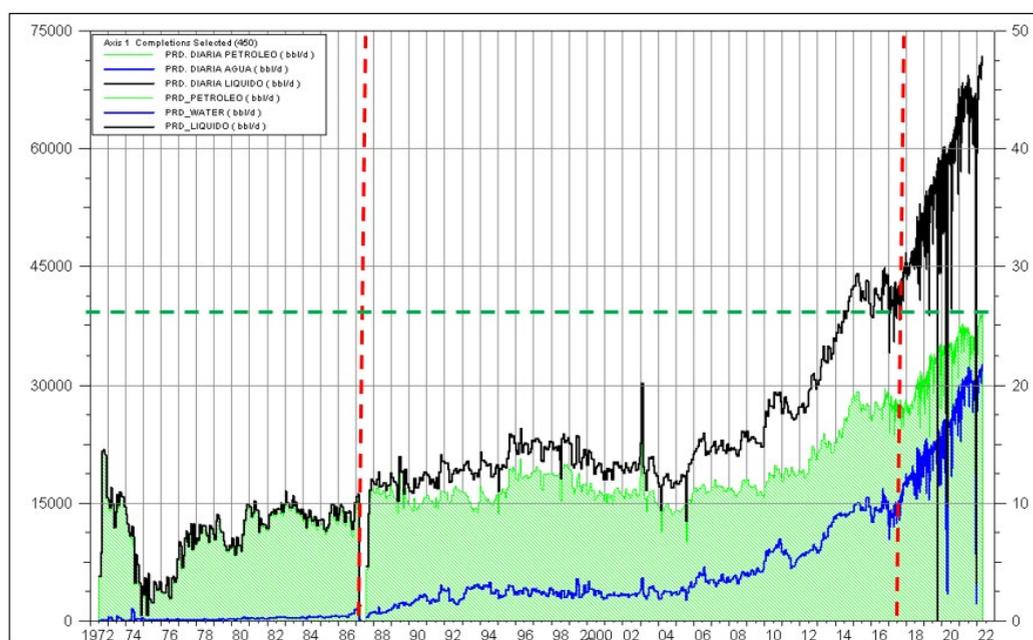
De los valores obtenidos del petróleo original en sitio (POES) de cada reservorio, influenciado por la inyección de agua del activo Sacha y reportados a través del Informe de Reservas (Padilla, 2021), en la tabla 1, es posible discriminar que la arenisca UI sería el mejor prospecto para ser considerado para el plan de masificación del campo.

**Tabla 1.** POES estimado del campo Sacha.

Petróleo Original en Sitio	
Reservorio	(Bls)
BT	153'802.032
<b>UI</b>	<b>1.337'079.296</b>
TI	934'788.395

Fuente: EP PETROECUADOR.

Si evaluamos independientemente el comportamiento histórico de producción de la arenisca UI (Figura 2), se destaca que a partir de 1986 y 2017, la presencia de agua inyectada tuvo injerencia directa con la producción de petróleo. Además de ello, se puede observar que la producción del yacimiento UI es de alrededor de 38.000 BPPD; equivalente al 55 % del aporte al potencial diario.

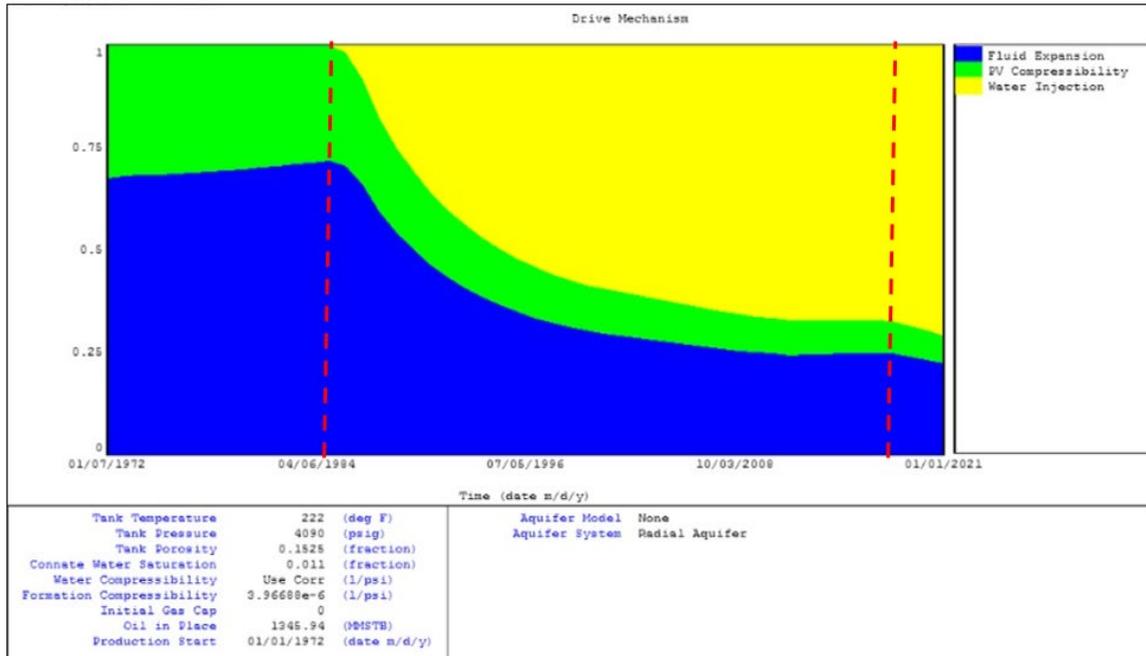


**Figura 2.** Historial de producción de la arenisca UI; periodo año 1972-2022.

Fuente: EP PETROECUADOR.

Mediante una simulación en el *software* Material balance (MBAL) del ajuste historia de producción acumulada y presiones de la arenisca UI, es posible obtener el siguiente gráfico (Figura 3) de los

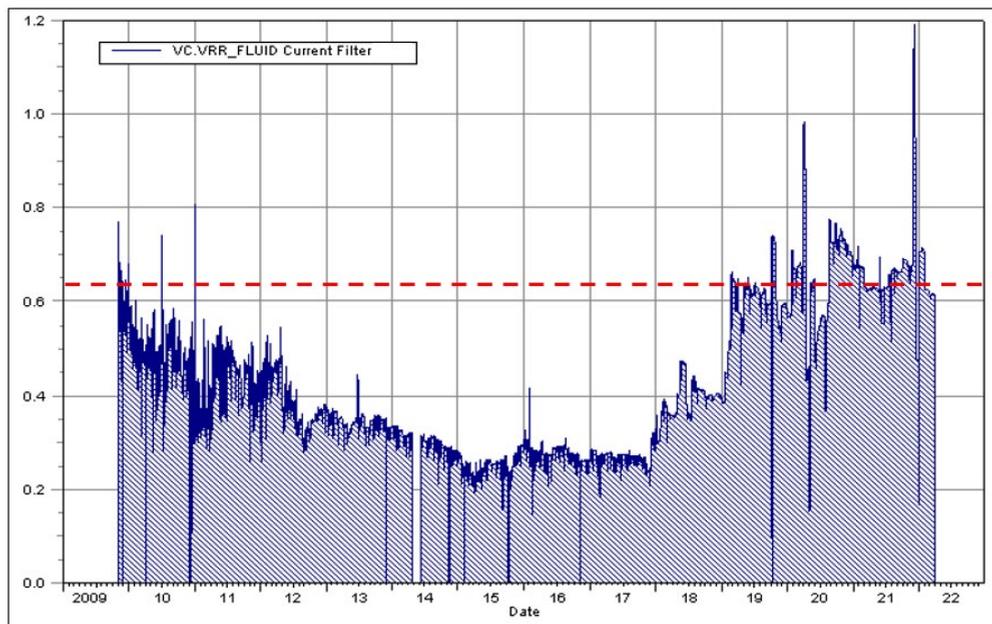
mecanismos de producción, donde se puede apreciar que a partir de 1986 y 2017, la inyección de agua (zona amarilla) ha sido el principal soporte de energía en el yacimiento.



**Figura 3.** Aporte de energía en la arenisca UI.  
Fuente: Elaborada por autores.

La Figura 4 complementa el análisis detallado previamente, donde el índice de reemplazo (promedio 0,65) de la arenisca UI, se muestra mediante una línea segmentada de color rojo, indicando un proceso de subinyección en la formación, es decir, existe

comunicación con el frente de agua. Sin embargo, el proyecto requiere mayor inyección de agua para alimentar a un reservorio que no cuenta con acuífero de empuje lateral o fondo activo.



**Figura 4.** Índice de reemplazo de la arenisca UI.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

En la tabla 2 se muestran las condiciones del proyecto de inyección de agua en la arenisca UI, constando de once pozos inyectoros:

**Tabla 2.** Condición actual de pozos inyectoros en la arenisca UI.

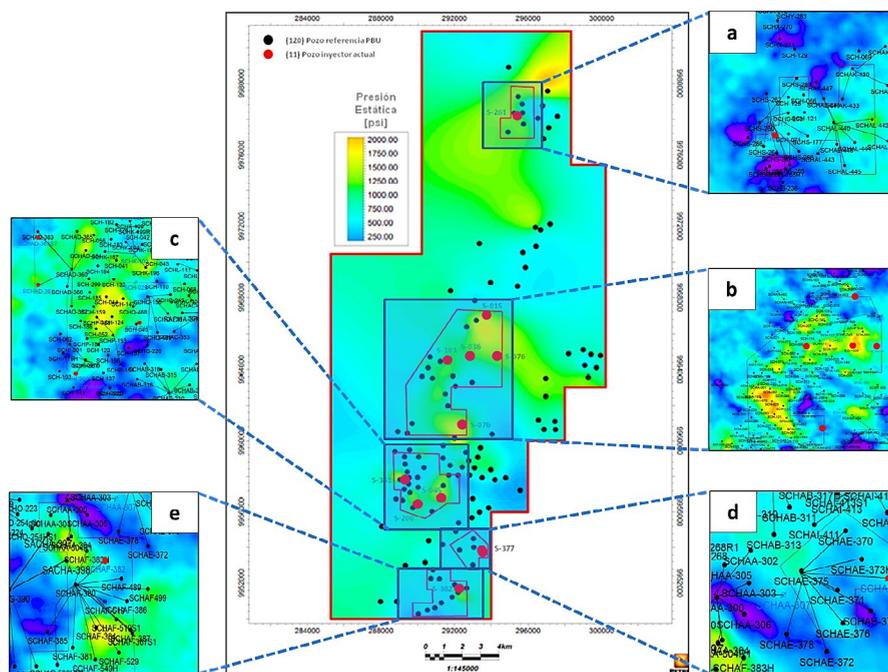
Pozo Inyector	Caudal de inyección	Presión de cabeza	Salinidad	Permeabilidad	Porosidad	Espesor neto
	(BAPD)	(lpc)	Partículas por millón de ion cloro (ppm Cl)	Milidarcy (mD)	(%)	(pies)
SCH-015*	1.577	800	19.800	207	16	19
SCH-076*	1.277	700	0	156	15	31
SCH-090*	3.277	740	17.000	195	15	18
SCH-036	5.255	800	19.600	350	21	60
SCH-103	8.255	1.000	0	200	16	50
SCHI-200	3.950	1.100	5.900	200	16	40
SCHAD-363S1	3.245	2.800	680	150	15	16
SCH-045B	2.944	180	5.700	200	16	35
SCHAF-382	5.144	2.000	1.900	250	16	40
SCHAE-377	2.088	500	1100	160	15	20
SCHS-261	3.159	1.300	5.700	120	12	29

\*Pozos activos desde 1986

Fuente: EP PETROECUADOR.

Las presiones de la arenisca UI que se muestran a continuación (Figura 5) fueron graficadas en el modelo estático de PETREL del campo Sacha, considerando las pruebas de restauración de presión a corte de

diciembre del 2021. Además, lateralmente se visualizan los mapas de espesores de los proyectos actuales con los respectivos arreglos de los pozos inyectoros; visualizando así la respuesta en el incremento de presión en la zona.



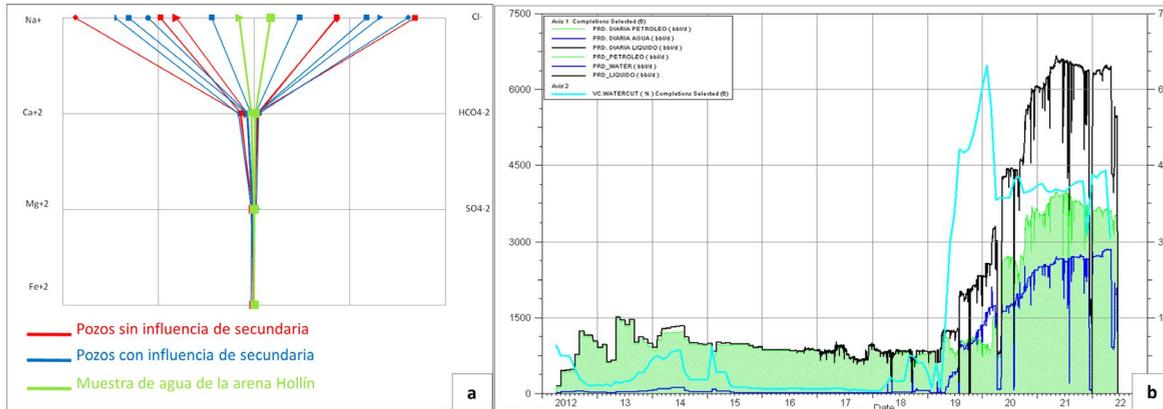
**Figura 5.** Mapa de presiones del modelo estático de la arenisca UI. Arreglos de pozos inyectoros: (a) SCHS-261, (b) SCH-015, SCH-076, SCH-090, SCH-036 y SCH-103, (c) SCH-045B, SCHAD-363S1, SCHI-200, (d) SCHAE-377, (e) SCHAF-382.

Fuente: EP PETROECUADOR

En la Figura 6.b se puede observar el comportamiento de producción respecto a la influencia del pozo inyector SCHAF-382 (ubicado en la zona sur del campo Sacha).

Paralelamente, se realizó un seguimiento a las características fisicoquímicas del agua de formación (Figura 6.a), en la cual se destacan las concentraciones

de sodio ( $Na^+$ ) y cloro ( $Cl^-$ ). La concentración de estos iones y sales presentes en el ambiente depositario (Aldana, Chourio & Zambrano, 2015) tiende finalmente a caracterizarse como agua subterránea originada por la formación "Hollín Inferior" (HI); es decir, se evidencia la presencia del trazador natural del agua de inyección en la zona influenciada.

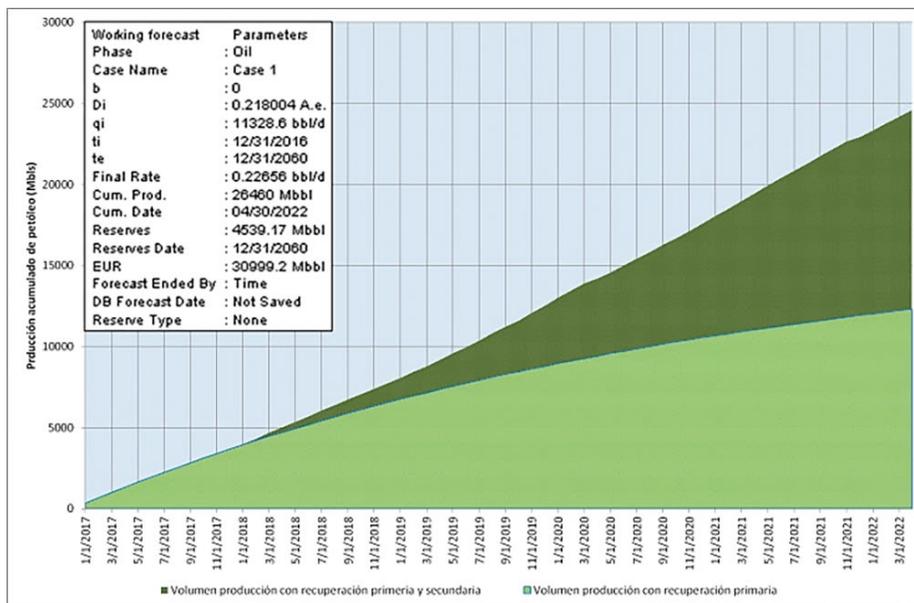


**Figura 6.** (a) Diagrama *Stiff*: muestras de agua de formación en arenisca UI. (b) Comportamiento de producción de pozos influenciados del SCHAF-382. Fuente: EP PETROECUADOR.

Evaluando la influencia de la inyección de agua en el campo Sacha, respecto a la arenisca UI, se realizó un análisis ajuste-historia de producción para observar la incidencia desde la repotenciación del 2017.

(zona verde) y volúmenes de producción acumulada con recuperación secundaria hasta mayo del 2022 (zona azul). Como resultado, se obtuvo un volumen incremental de 13 millones de barriles (MMbbls) de producción de petróleo.

En la Figura 7, se muestran los volúmenes de producción acumulados con recuperación primaria



**Figura 7.** Volumen de producción acumulada aplicando recuperación secundaria Fuente: EP PETROECUADOR.

## 2. Metodología

El yacimiento es idealizado como un contenedor, en donde las expresiones de balance volumétrico se pueden derivar a la cuenta para todos los cambios volumétricos (Ahmed, 2010) que se desarrollarán con el MBAL, a razón del comportamiento histórico del volumen acumulado de producción y presión de reservorio de la arenisca UI.

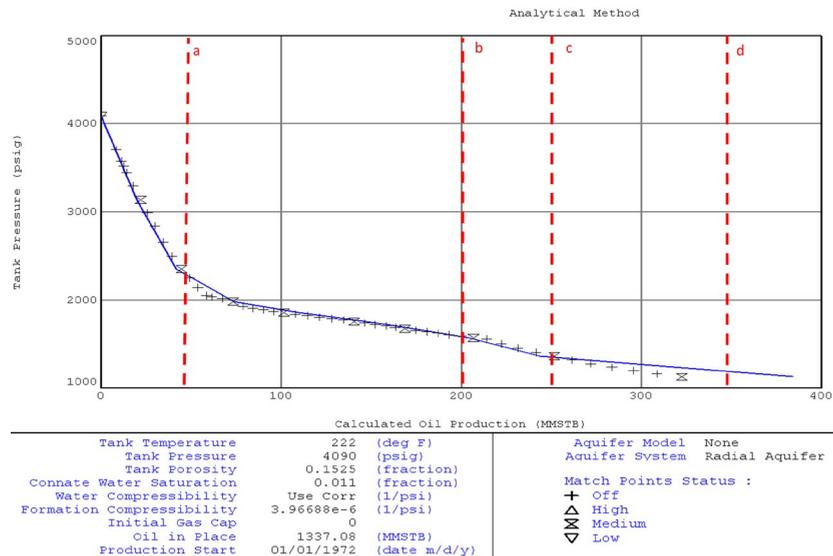
El cálculo de balance de materiales es basado en los cambios de las condiciones del reservorio sobre periodos de tiempo discretos durante el historial de producción. El cálculo se encuentra vulnerable a varias suposiciones: temperatura constante, presión y propiedades del fluido similares en todas las direcciones del reservorio, volumen del reservorio constante (Ahmed, 2010).

En la Figura 8 se muestra el ajuste histórico de producción desde el año 1972 hasta 2022, y la simulación realizada en el mismo periodo en función de la información petrofísica de la arenisca UI generada por MBAL; la desviación estándar entre estos dos escenarios corresponde al 1.37 %; es decir, la predicción y resultados adquiridos en el simulador manejarían un error aceptable.

Para representar las condiciones de reservorio y realizar el balance de materiales en la arenisca UI y realizar el modelo de predicción, se toma en consideración los datos de la tabla 3:

**Tabla 3.** Input para MBAL

Temperatura	Presión inicial de reservorio	POES	Permeabilidad	Porosidad	Gas Oil ratio (GOR)	Association Petroleum Industry (API)	Gravedad específica del gas	Salinidad
(°F)	(lpc)	(MMbls)	(mD)	(%)	(scf/Bls)	(°)	-	ppm
222	4.090	1.337,08	250	15,25	316	28	0,8	35.000



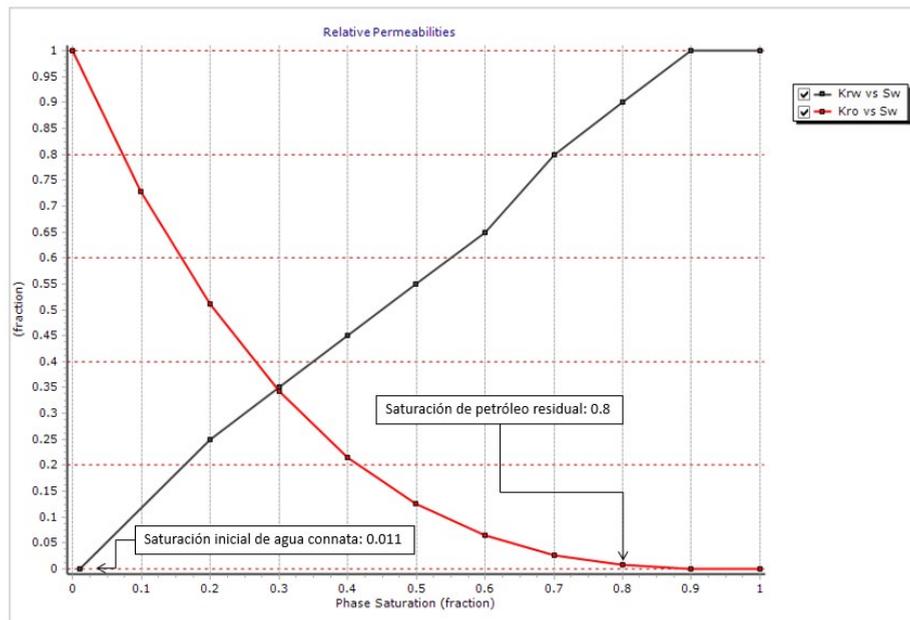
**Figura 8.** Simulación del comportamiento de presión respecto a los acumulados de producción anual en la arenisca UI. Eventos: inyección de agua<sup>a,c</sup>, perforación<sup>b,d</sup>, fracturamiento<sup>c,d</sup>, *commingled*<sup>d</sup> Fuente: Elaborada por autores.

Tomando los análisis de presión, volumen y temperatura (PVT) normalizados de los núcleos de la arenisca UI (Halliburton, 2013), modelo *Black Oil* y en función de las correlaciones de

Vázquez-Beggs y Beggs *et al.*, se obtienen el factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ), factor volumétrico del gas ( $B_g$ ), relación gas disuelto en petróleo ( $R_s$ ), y viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ).

En la Figura 9 se muestran las curvas de permeabilidad relativa de agua y aceite ajustado a partir de la permeabilidad relativa desnormalizado de los núcleos del campo. La fase de saturación residual, conocido

como la cantidad residual que es atrapada o irreductible en el poro, conocido como saturación petróleo residual y saturación de agua connata (Azis & Settari, 2002).



**Figura 9.** Permeabilidad relativa del agua y petróleo en función de la saturación de agua. Fuente: Elaborada por autores.

La capacidad operativa actual en el campo Sacha: manejo en barriles de producción por día (BPD) de fluido, crudo, agua, reinyección e inyección de agua (tabla 4), mismos que se encuentran considerados

como límites del modelo y que permiten determinar el incremental permisible para producir de la arenisca UI.

**Tabla 4.** Capacidad operativa del campo Sacha.

Manejo de producción	Capacidad operativa actual	Capacidad Planta nominal máxima	Capacidad Planta adicional
	(BPD)	(BPD)	(BPD)
<b>Fluido</b>	156.712	199.000	42.288
<b>Crudo</b>	68.906	101.000	32.094
<b>Agua</b>	104.904	129.098	24.194
<b>Reinyección</b>	56.634	70.000	13.366
<b>Inyección</b>	48.270	51.798	3.528

Fuente: EP PETROECUADOR

Considerando que el simulador se ajusta al histórico de producción en la arenisca UI, es preciso mencionar que el denominado *breakthrough* se encuentra implícito en nuestro escenario, por el cual la evaluación del comportamiento del barrido del proyecto considera las características físico-químicas del agua de producción.

agua petróleo), misma que servirá como trazador químico para el monitoreo en cambios del corte de agua o composición del fluido. Los parámetros físico-químicos para el agua de inyección (Tabla 5) se encuentran dados en miliequivalente por litro (meq/l) de acuerdo al siguiente detalle:

Se define como premisa que el agua de inyección será tomada de la formación HI (por debajo del contacto

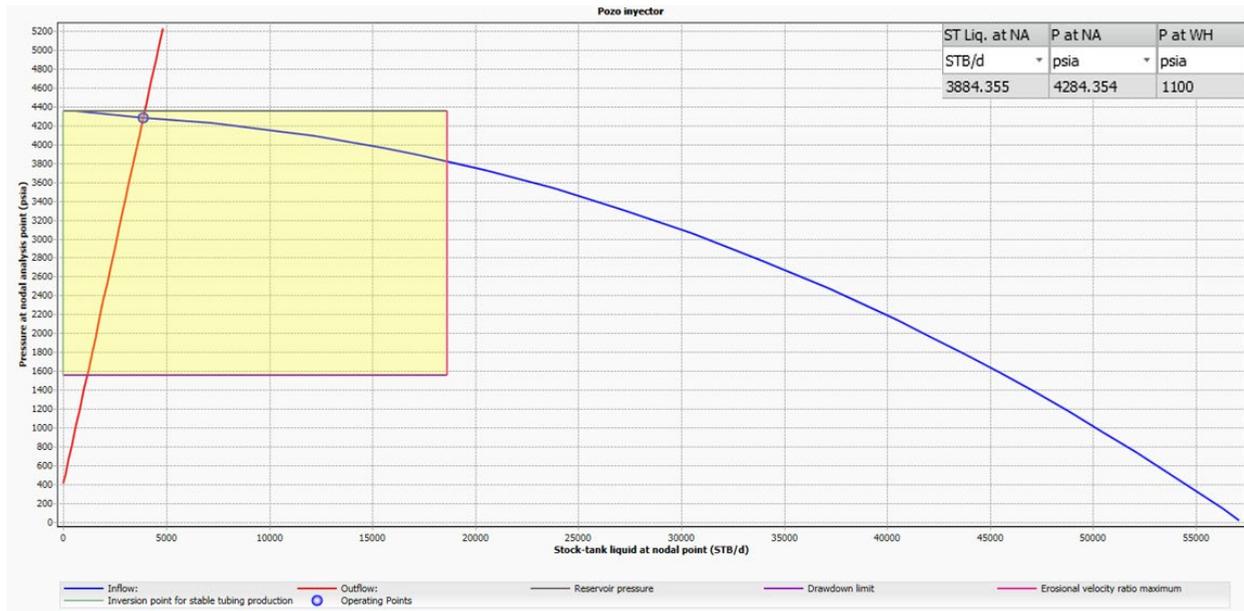
**Tabla 5.** Parámetros físico-químicos del agua de inyección.

Na <sup>+</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Magnesio (Mg <sup>+2</sup> )	Hierro (Fe <sup>+2</sup> )	Cl <sup>-</sup>	Ácido carboxílico (HCO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> )	Sulfato (SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> )
(meq/l)	(meq/l)	(meq/l)	(meq/l)	(meq/l)	(meq/l)	(meq/l)
0,03104	0,00540	0,00058	0,00002	0,03429	0,00238	0,00031

Fuente: EP PETROECUADOR.

Para definir el potencial de admisión del pozo inyector, se genera el siguiente análisis nodal (Figura 10). Considerando un pozo productor de agua completado con equipo electro-sumergible de capacidad de 4.100 barriles de fluido por día (BFPD), operando a 55Hz a una presión de descarga de 5.320 lpc. Línea de flujo de 100 pies de distancia entre el pozo productor-inyector, inyectando por tubería de 4 pulgadas a una

profundidad de 9.450 pies. Los resultados del análisis muestran condiciones de presión en cabeza y caudal de 1.100 lpc y 3.900 barriles de agua por día (BAPD), respectivamente, sin que este exceda el gradiente de fractura, tomado de los resultados y cierres de presión post fractura hidráulica en la arenisca UI del campo Sacha: 0,55 libras por pulgada cuadrada por cada pie (lpc/pie) (Torres *et al.*, 2010).



**Figura 10.** Analisis nodal pozos productor – inyector. Fuente: *Network Simulation – PIPESIM*  
Fuente: Elaborada por autores.

## 2.1. Arreglos de inyección de agua

La revitalización y optimización de la producción en los campos maduros es de gran atractivo e interés comercial; no obstante, para lograr este propósito se requiere de creatividad, experiencia, tecnología y aplicación de métodos holísticos hacia el análisis integral de la información y sobre todo romper paradigmas y mitos para alcanzar resultados satisfactorios Escobar-Segovia *et al.*, 2019.

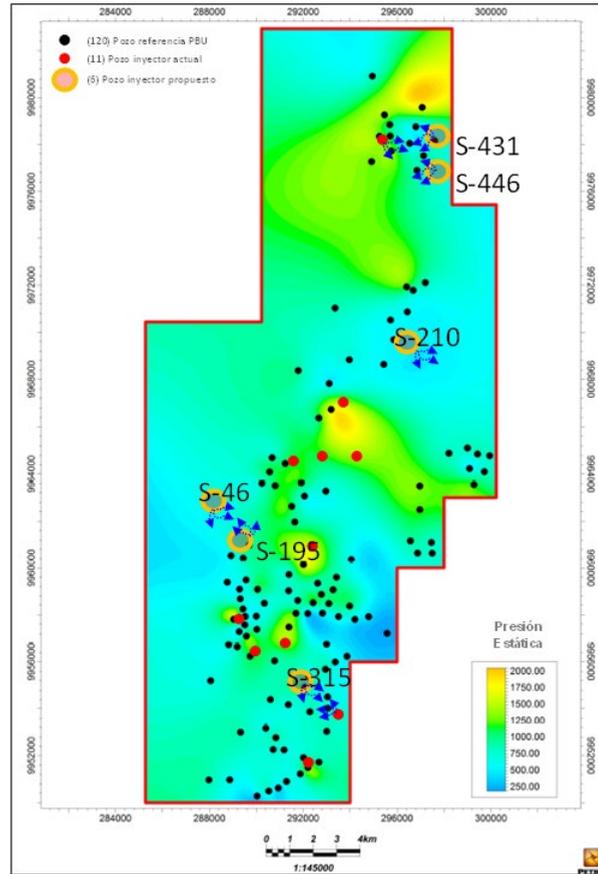
La inversión de perforación de pozos inyectores a corto plazo es un escenario poco favorable en las condiciones actuales, por lo cual, es uno de los principales factores a considerar para determinar los desafíos del campo.

A medida que incrementa el número de actividades de perforación de pozos productores (Coba, 2021), fracturamiento hidráulico, producción *commingled*, estimulaciones, cambios de zona, etc., la presión de la zona continúa depletándose, limitando la recuperación de reservas con los sistemas de levantamiento artificial tradicionales por bloqueos de gas, bajas tasas de producción, entre otros. Los parámetros de perforación que más influyen en la limpieza de pozos y que ayudarán a optimizar la operación son el galonaje y el ROP (Erazo-Bone *et al.*, 2019).

La capacidad operativa juega un rol significativo, al contar con equipos al máximo de su operatividad y en muchos casos sin sistema de soporte redundante. Por tanto, un análisis integral entre facilidades de producción, facilidades de pozo, condiciones de reservorio y condiciones geológicas debe enfocarse paralelamente para considerarlo como parte de un sistema repotenciado.

El plan de masificación considera iniciar el análisis de pozos cerrados que se encuentren ubicados en zonas de baja presión, flancos de estructura y proponerlos como candidatos para conversión a pozo inyector, y de ser viable complementar el mismo con un modelo de arreglo de inyección de agua.

El mapa de presiones (Figura 11) nos muestra las ubicaciones de los pozos inyectores actuales y propuestos, en donde la inyección de agua se complementa periféricamente y con arreglos de inyección.



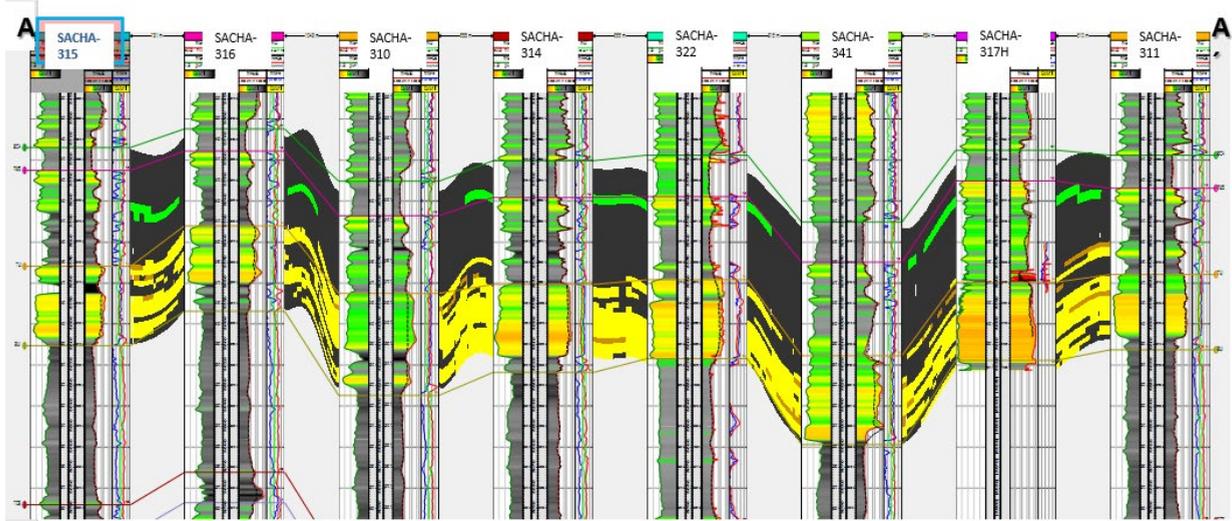
**Figura 11.** Mapa de presión estática de la arenisca UI con pozos inyectores actuales y propuestos.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

La interpretación de mapas estructurales, espesores, porosidad y permeabilidad, así como la correlación estratigráfica y continuidad de arena a lo largo del campo, se encuentran definidos a continuación para delimitar la canalización del agua de inyección.

Las correlaciones A – A' (Figuras 12, 14, 16, 18) que se muestran en los siguientes numerales corresponden a los pozos propuestos para la masificación del campo; estos evidencian la continuidad del reservorio UI con ciertos cambios laterales de facies hacia el tope o base del reservorio.

### 2.1.1. Pozo inyector schab-315

El principal depocentro arenoso que se evidencia en la zona se ubica hacia el sureste del pozo inyector propuesto. Hacia el sureste y noroeste se observan pequeños niveles arenosos.

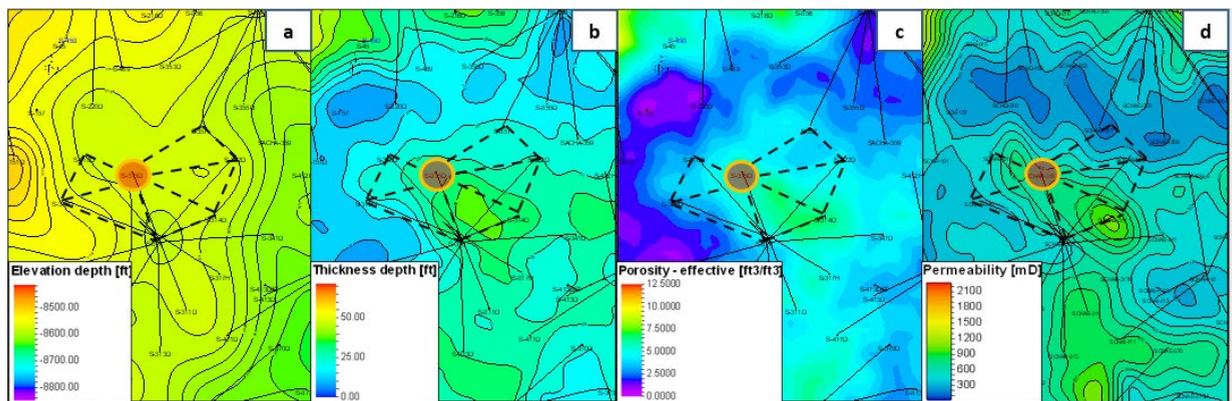


**Figura 12.** Correlación estructural y continuidad en la arenisca UI.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

Estructuralmente, el pozo propuesto se ubica ligeramente en un pequeño flanco estructural de la zona, mismo que coincide con la periferia del depocentro arenoso.

permeabilidad, se definió un patrón geométrico hexagonal de inyección inversa, complementando la inyección de la zona.

Conforme a los siguientes mapas (Figura 13):  
(a) estructural, (b) espesor, (c) porosidad y (d)

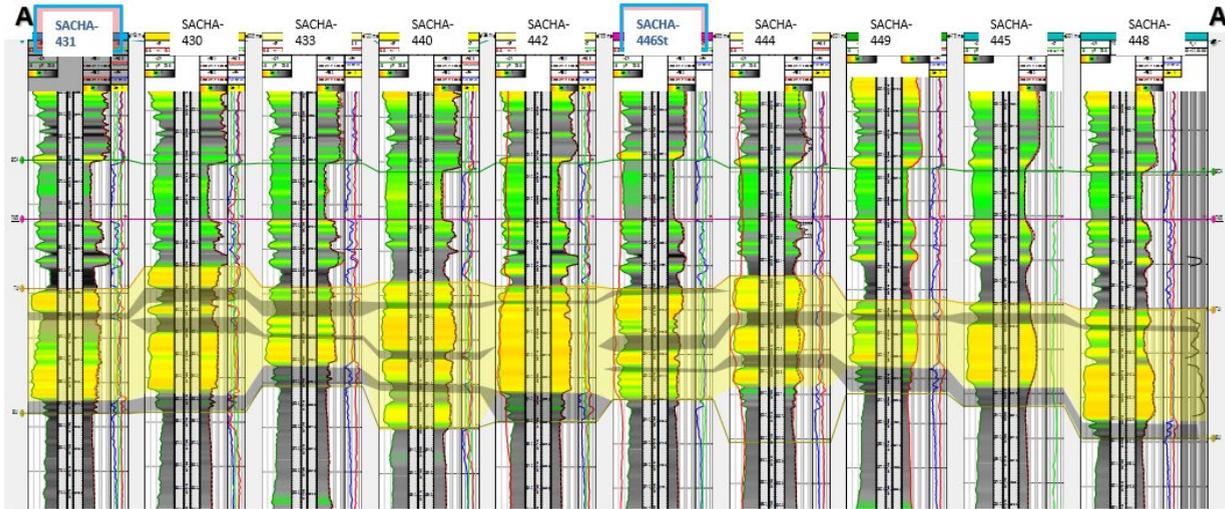


**Figura 13.** (a) Mapa estructural, (b) Mapa de espesores, (c) Mapa de porosidad, (d) Mapa de permeabilidades.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

### 2.1.2. Pozos inyector schak-431 & schal-446

El principal depocentro arenoso que se evidencia en la

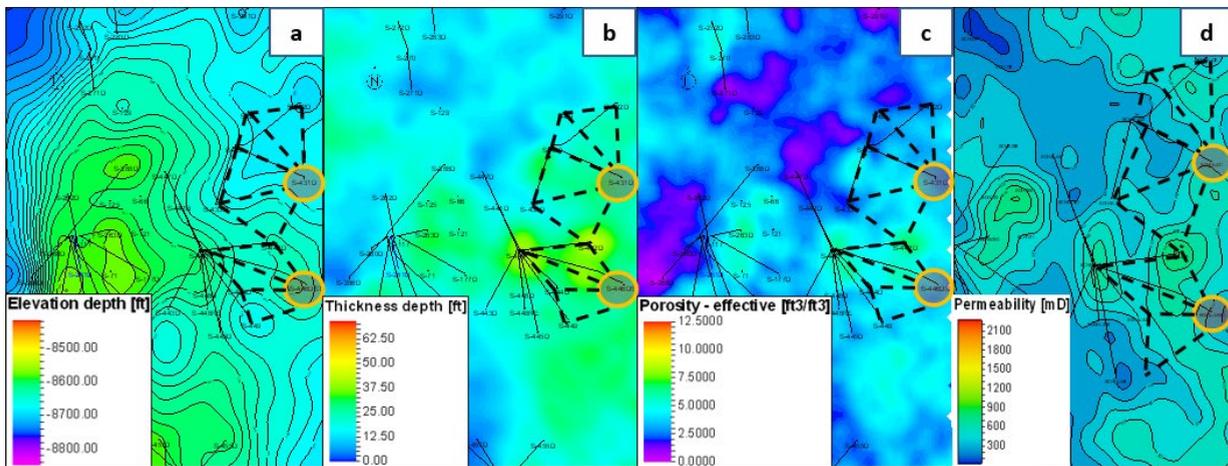
zona, se ubica hacia el oeste y sur-oeste de los pozos inyector propuestos.



**Figura 14.** Correlación estructural y continuidad en la arenisca UI.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

Estructuralmente, el pozo propuesto se ubica en el flanco este de la estructura, mismo que coincide con la periferia del depocentro arenoso de la zona.

Conforme a los siguientes mapas (Figura 15): (a) estructural, (b) espesor, (c) porosidad y (d) permeabilidad, se definió por un patrón periférico irregular, complementando la inyección de la zona con del pozo inyector SCHS-261.

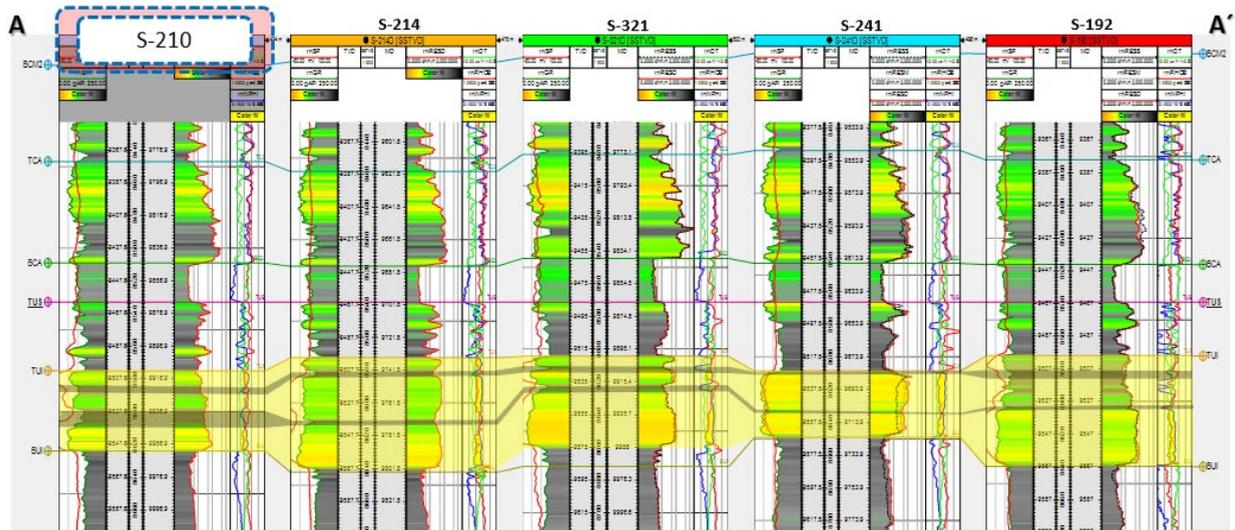


**Figura 15.** (a) Mapa estructural, (b) Mapa de espesores, (c) Mapa de porosidad, (d) Mapa de permeabilidades.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

### 2.1.3. Pozo inyector schv-210

El principal depocentro arenoso que se evidencia en la zona, se ubica hacia el sur-este del pozo inyector

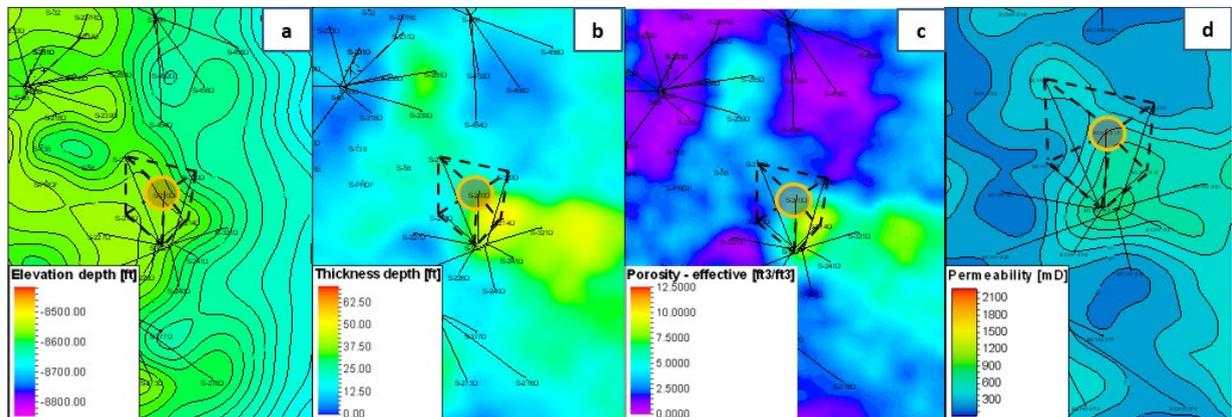
propuesto. Hacia el sur-oeste y nor-oeste se observa pequeños niveles arenosos.



**Figura 16.** Correlación estructural y continuidad en la arenisca UI. Fuente: EP PETROECUADOR.

Estructuralmente, el pozo propuesto se ubica ligeramente en un pequeño flanco estructural de la zona, mismo que coincide con la periferia del depocentro arenoso.

Conforme a los siguientes mapas (Figura 17): (a) estructural, (b) espesor, (c) porosidad y (d) permeabilidad, se definió por un patrón geométrico de inyección inversa de cinco puntos.

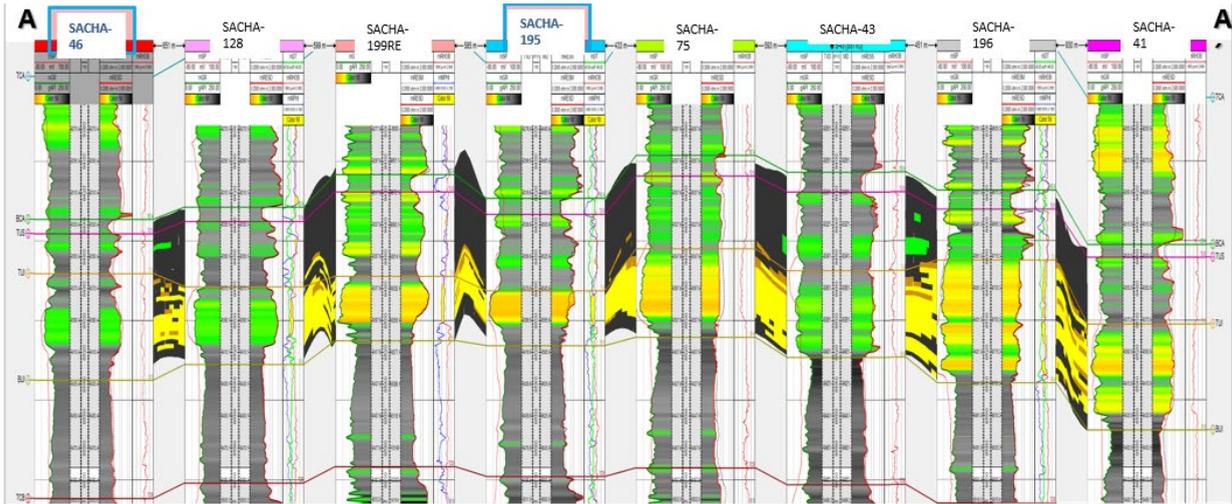


**Figura 17.** (a) Mapa estructural, (b) Mapa de espesores, (c) Mapa de porosidad, (d) Mapa de permeabilidades. Fuente: EP PETROECUADOR.

### 2.1.4. Pozos inyectores sachá-46 & sachá-195

la zona, se ubica hacia el sur y sur-oeste de los pozos inyectores propuestos.

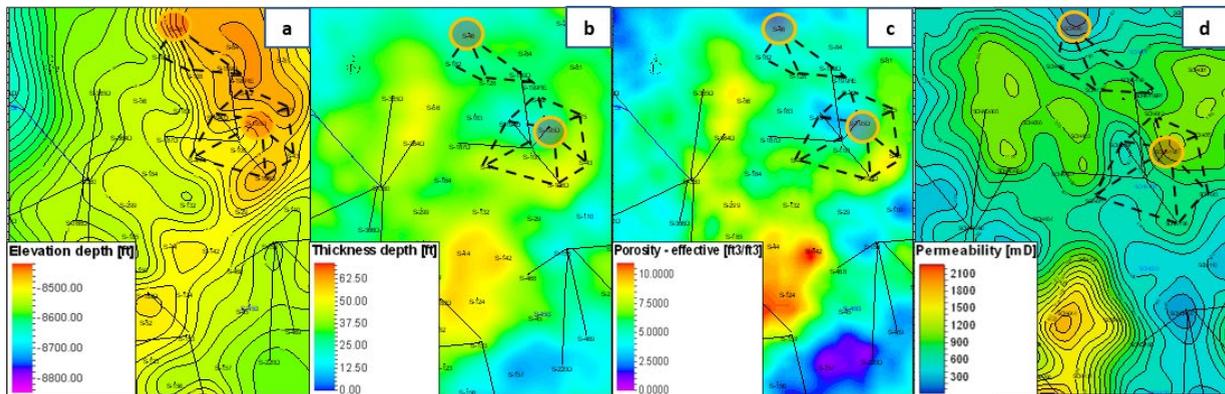
El principal depocentro arenoso que se evidencia en



**Figura 18.** Correlación estructural y continuidad en la arenisca UI.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

Estructuralmente, los pozos propuestos se ubican en el oeste y sur de un pequeño flanco estructural; el cual coincide con zonas de un buen desarrollo arenoso y con la periferia de la mejor porosidad y permeabilidad en la zona.

Conforme a los siguientes mapas (Figura 19): (a) estructural, (b) espesor, (c) porosidad y (d) permeabilidad, se definieron patrones irregulares periférico y geométrico de inyección inversa.



**Figura 19.** (a) Mapa estructural, (b) Mapa de espesores, (c) Mapa de porosidad, (d) Mapa de permeabilidades.  
Fuente: EP PETROECUADOR.

### 3. Resultados: desafíos y perspectivas de la masificación de recuperación secundaria

En el modelo de simulación de MBAL se ha incorporado los arreglos de los seis pozos inyectoros y manejo de fluidos en facilidades. Una vez que se determinó la continuidad estructural en la arenisca UI, se asume que se desarrolla como un paquete y puede considerarse como compartimiento continuo homogéneo para que ocurra un desplazamiento inmisible entre el agua inyectada y aceite, bajo el concepto de permeabilidades relativas y desplazamiento tipo pistón con fugas en donde la cantidad del aceite movable se queda en

el yacimiento debido a las fuerzas capilares y las viscosidades de los fluidos. Solo aplica a un sistema lineal; por lo tanto, el método de cálculo que es aplicable para el presente estudio sería el de *Buckley-Leverett* (Buckley & Leverett, 1941).

Se plantea exponer tres casos para simular los escenarios que se ajusten a la realidad del campo y perspectivas.

#### 3.1. Base

El siguiente caso supone un escenario de declinación normal de la arenisca UI, sin perforación de pozos productores e inyectores, estimulaciones, fracturamiento hidráulico o masificación del sistema de inyección de agua.

de inyección de agua en el proyecto de secundaria actual, es inminente una declinación de presión de aproximadamente 50 lpc por año en el reservorio UI; esto implicaría que el reservorio operaría bajo condiciones críticas de gas libre en el yacimiento, limitando la recuperación de fluido. Como resultado de este escenario se obtuvo un volumen acumulado de 557 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.

Como resultado, en la figura 20 se observa (zona roja) que a pesar de que se mantiene constante el manejo



**Figura 20.** Predicción caso base sin actividad en el campo.  
Fuente: Elaborada por autores.

### 3.2. Masificación de inyección de agua

El siguiente caso considera operar las facilidades de producción al límite y la introducción de los seis pozos inyectoras, manejando una capacidad operativa de 76.000 BAPD del sistema de inyección. En la Figura 21 se puede evidenciar (zona azul) un

leve incremento en la presión de reservorio y en la producción diaria de petróleo. Como resultado de este escenario se obtuvo un volumen acumulado incremental de 20 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050 respecto al caso base.

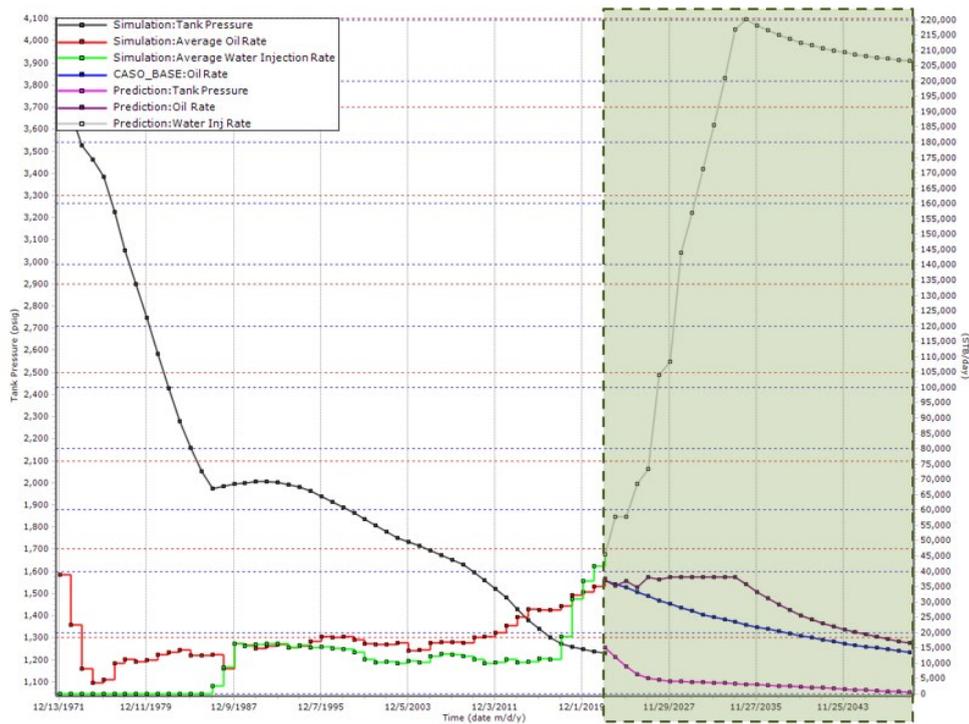


**Figura 21.** Predicción caso masificación del sistema de inyección propuesto.  
Fuente: Elaborada por autores.

### 3.3. Repotenciación de facilidades de producción

Para lograr el mantenimiento de presión de reservorio (Figura 22), se requiere realizar una repotenciación a las facilidades de producción actuales; incrementando el número de bombas centrífugas *pre-booster* y *booster* para alimentar los sistemas de inyección con bombas *horizontal pump system* (HPS), inclusión de nuevas líneas de flujo, suministro de energía, capacidad de proceso, etc.

Se debe incluir en el plan de desarrollo la continuación de la masificación de inyección de agua e inclusión de nuevos pozos inyectoras para manejar un total estimado de 206.000 BAPD en el sistema de inyección del campo Sacha. La perspectiva que se obtendría bajo esta condición sería de un volumen acumulado incremental de 69 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.



**Figura 22.** Predicción caso ideal, repotenciación facilidades de producción.  
Fuente: Elaborada por autores.

Por la cantidad de agua que debería manejarse, el taponamiento de la formación, inyección de agua fuera de la zona objetivo y perfiles no uniformes debido a la estratificación son los problemas más comunes originados por la baja eficiencia areal y vertical de desplazamiento (Ferrer, 2017). Además, la heterogeneidad de la arenisca, daños y fracturas suelen ser inconvenientes impredecibles que podrían afectar al proyecto de masificación.

El manejo de los recursos petroleros se vuelve un tema trascendente para las autoridades debido a la importancia que este producto tiene en las estructuras sociales, económicas y políticas (Mateo & García, 2014); por tanto, es conveniente la planificación de nuevas estrategias de inversión cediendo el paso a un cambio de filosofía operativa para el manejo de agua en estaciones de producción que fueron desarrolladas inicialmente para manejar crudo, y de tal manera se puede crear nuevas oportunidades de optimización para los recursos que obtiene el Estado de la reactivación de pozos cerrados, la reparación de equipos de superficie, repotenciación de facilidades de producción, implementación de completaciones duales e inteligentes, para maximizar el recobro de reservas.

#### 4. Conclusiones

El proyecto de inyección de agua repotenciado para la arenisca UI obtuvo un volumen incremental de 13 MMbbls de producción de petróleo hasta mayo del 2022, con una declinación de presión de aproximadamente 50 lpc por año; de mantenerse el mismo escenario hasta el 2050, se obtendría un volumen acumulado de 557 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.

El primer escenario de optimización de la recuperación secundaria contempla operar las facilidades de producción al límite e introducción de seis pozos inyectoros con sus respectivos patrones; manejando una capacidad operativa actual de 76.000 BAPD del sistema de inyección. El caso considera menor declinación en la presión de reservorio con respecto al proyecto de inyección actual, y se obtuvo un volumen acumulado incremental de 20 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.

El segundo escenario de optimización de la recuperación secundaria contempla la repotenciación a las facilidades de producción para manejar una

capacidad operativa de 206.000 BAPD en el sistema de inyección. El caso considera un mantenimiento de presión de reservorio y se obtuvo un volumen acumulado incremental de 69 MMbbls de producción de petróleo hasta el 2050.

Los desafíos futuros del campo para la masificación de inyección de agua radican en posibles eventos de taponamiento de la formación, inyección de agua fuera de la zona objetivo, perfiles no uniformes debido a la estratificación, heterogeneidad, daños o fracturas no deseadas en la arenisca. Además, de la inversión requerida para la repotenciación de las facilidades de producción.

## 5. Abreviaturas y acrónimos

POES	Petróleo original en sitio
BAPD	Barriles de agua por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPD	Barriles de producción por día
MMbbls	Millones de barriles
mD	<i>Milidarcy</i>
ppm	Partículas por millón
MBAL	<i>Material Balance</i>
GOR	<i>Gas oil ratio</i>
API	<i>Association Petroleum Industry</i>
meq	Miliequivalente
l	Litros
UI	Arenisca "U Inferior"
TI	Arenisca "T Inferior"
BT	Arena "Basal Tena"
HI	Formación "Hollín Inferior"
Na	Sodio
Ca	Calcio
Mg	Magnesio
Fe	Hierro
Cl	Cloro
HCO <sub>4</sub>	Ácido carboxílico
SO <sub>4</sub>	Sulfato
PVT	Presión, volumen y temperatura
B <sub>o</sub>	Factor volumétrico del petróleo
B <sub>g</sub>	Factor volumétrico del gas
Rs	Relación gas disuelto en petróleo
μ <sub>o</sub>	Viscosidad del petróleo
scf	<i>Estandar cubic feet</i>
°F	<i>Fahrenheit</i>
lpc	Libras por pulgada cuadrada
HPS	<i>Horizontal pump system</i>

## 6. REFERENCIAS

- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook, Fourth Edition*. Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Aldana, G., Chourio, A., & Zambrano, O. (2015). Hydro geochemical data on oil field water statistic validation. PPI-201502ZU4659. *Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia*, 297.
- Azis, K., & Settari, A. (2002). *Petroleum Reservoir Simulation First Edition*. Canada: National L.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente Geología y Petróleo*. Quito: Instituto Frances del Petróleo.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1941). Mechanism Of Fluid Displacement in Sands. New York : AIME.
- Coba, G. (2021, Agosto 28). Petroecuador adjudica contrato que incrementará producción del campo Sacha. *Primicias*.
- Erazo-Bone, R., Escobar-Segovia, K., Arcentales-Bastidas, D., Vargas-Gutiérrez, X., Arreaga-Arévalo, Á. and Román-Aguilar, A. (2019) 'Optimization of the drilling parameters in low angle wells by the application of statistical analysis', in Proceedings of the LACCEI international Multi-conference for Engineering, Education and Technology.
- Escobar, J. A. (2018). Rompiendo viejos paradigmas para Rejuvenecer un campo Maduro con mas de 50 años de antigüedad . *PGE Petróleos & Gas*.
- Escobar-Segovia, K., Erazo-Bone, R., Chuchuca Aguilar, F., Murillo, Y., & Solórzano, Y. (2019). Análisis multivariable para la selección de las mejores zonas productivas de la formación Santo Tomás, sección 68, campo Gustavo Galindo Velasco. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 17(1), 47-54.
- Ferrer, J. C. (2017). El seguimiento a proyectos de inyección de agua. *P&G Petróleo & Gas*.
- Halliburton. (2013). *Modelamiento Estático y Dinámico de los Reservorios Hollín, U, T y Basal Tena, del campo Sacha. Capítulo 6. Análisis de Reservorios*. Rio Napo.

Mateo, J. P., & García, S. (2014). El sector petrolero en Ecuador. *Revista Problemas del Desarrollo*.

Padilla, W. (2021). *Informe de Reservas Activo Sacha*. Quito: EP PETROECUADOR.

Torres, M. E., Frydman, M., Goddyn, X., Medina, R., Baker, A., & Bravo, O. (2010). Geomechanics Aspects of the Oriente Basin, Ecuador, South America. SPE-138914. (p. 19). Lima: SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference.