

## Metodología de evaluación técnica en campo para proyectos piloto de inyección de agua




### Methodology of technical evaluation on field of water injection pilot projects

Sánchez Cárdenas, Daniel Alexander; Sánchez Toapanta, Bryan Santiago; Alabuella Toapanta, Luis Alberto

 Daniel Alexander Sánchez Cárdenas  
danytohel@hotmail.com  
Investigador independiente. Quito, Ecuador

 Bryan Santiago Sánchez Toapanta  
bryansancheztoapanta@gmail.com  
Investigador independiente. Quito, Ecuador

 Luis Alberto Alabuella Toapanta  
Luis.Alabuella@epetroecuador.ec  
EP Petroecuador, 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: 20 Julio 2021

Aprobación: 08 Julio 2022

URL: <http://portal.amelica.org/ameli/journal/624/6243122003/>

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3204>

Autor de correspondencia: danytohel@hotmail.com



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

**Cómo citar:** Sánchez-Cárdenas, D.A., Sánchez-Toapanta, B. S. & Alabuella-Toapanta, L. A. (2022). Metodología de evaluación técnica en campo para proyectos piloto de inyección de agua. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 14(2), 13–28. <https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3204>

**Resumen:** El presente trabajo tiene la finalidad de evaluar los proyectos piloto de inyección de agua implementados como parte del proyecto de expansión de la recuperación secundaria en el campo Shushufindi, mediante el monitoreo técnico en campo de los parámetros de producción que permiten identificar la influencia del proyecto en los pozos productores durante el periodo 2019-2020. La metodología utilizada se basa en el control y monitoreo de la data que se obtiene en campo la cual permite identificar si existe variación en el comportamiento de los parámetros de producción o inyección. Para el desarrollo de este estudio se realizó la evaluación del desempeño de la inyección de agua, mediante las curvas de Hall y el índice de inyectividad de cada pozo inyector. Además, se analizaron los parámetros de producción de las bombas eléctricas de los pozos seleccionados cercanos al área de influencia. Entre los parámetros que se evaluaron se encuentran: salinidad (trazador natural), presiones, caudales, parámetros eléctricos del equipo de fondo y trabajos de reacondicionamiento realizados durante el periodo de la evaluación. Una vez finalizado la evaluación de la influencia de la inyección se determinó si el mantenimiento de la producción está relacionado a la inyección de agua o a otro tipo de trabajos realizados durante el período de evaluación.

**Palabras clave:** inyección de agua, pozos productores, pozos inyectores, curvas de declinación, salinidad.

**Abstract:** The purpose of this document is to evaluate the water injection pilot projects implemented as part of the secondary recovery expansion project in the Shushufindi oilfield through the technical monitoring on field of the production parameters that allow identifying the influence of the project in the production wells during 2019-2020. The methodology used is based on the control and monitoring of the data obtained on field, which allows identifying if there is variation in the behavior of the production or injection parameters. For the development of this study, the water injection performance was evaluated, using the Hall plot and injectivity index of each injector well. Moreover, the production parameters of the selected wells near the influence area were analyzed. Among the parameters that were evaluated were: salinity, pressures, flow rates, electrical submersible pump parameters, and workovers carried out during the evaluation period. Once the evaluation

of the injection influence was completed, it was determined whether the maintenance of the production is related of the water injection or other types of work performed during the evaluation period.

**Keywords:** water injection, production wells, injection wells, declination curves, salinity.

## INTRODUCCIÓN

El campo Shushufindi pertenece al bloque 57, el cual se divide en cuatro campos: Shushufindi, Aguarico, Drago y Cobra. En la actualidad el campo se divide en cuatro estaciones: Central, Norte, Sur, y Suroeste. Este se encuentra en producción desde enero de 1969 (Baby et al., 2014).

En el año 2010 el gobierno de Ecuador buscó la asociación de una compañía de servicios para revertir la declinación de producción del campo. A finales del año 2012 la empresa pública de hidrocarburos Petroecuador firmó un contrato de servicios integrados por 15 años con el Consorcio Shushufindi S.A., con el objetivo de optimizar la producción y evaluar el potencial para recuperación secundaria y terciaria (Ministerio de Hidrocarburos, 2018).

En el campo se han implementado varios proyectos piloto de inyección de agua y se han realizado trabajos para optimización de la producción en la estación Norte y Central en los años 2019 y 2020 como parte de los trabajos para incrementar la producción del yacimiento U Inferior (Giraldo et al., 2014).

La inyección inició en abril y junio de 2019 en los pozos SHSR-108 y SHST-116 respectivamente en la Estación Norte. Posteriormente, en agosto de 2019 se inicia la inyección en los pozos SHSF-141 y SHSV-292 en la Estación Central. La evaluación de la inyección se realizó hasta octubre de 2020 para los pozos inyectoros y noviembre de 2020 para pozos productores (Petroamazonas EP, 2020).

Los datos de producción se obtienen de los reportes diarios disponibles en campo, los cuales provienen de los parámetros de las bombas electro sumergibles en tiempo real y de las pruebas de producción. Por otro lado, los datos de inyección provienen de los registros diarios de inyección por pozo (Petroamazonas EP, 2020).

La evaluación de los resultados para proyectos piloto de inyección de agua se debe realizar teniendo en cuenta el desempeño del pozo inyector como el del pozo productor (Consorcio Shushufindi, 2018).

Estos datos son analizados y presentados mediante gráficas que nos permiten determinar el comportamiento y tendencias.

- Análisis de los pozos inyectoros mediante las curvas de Hall y el índice de inyectividad.
- Desempeño de la producción de los pozos productores.
- Análisis de las presiones, salinidades y parámetros eléctricos de los equipos de fondo de los pozos productores.
- Influencia de la implementación de tecnologías en el incremento de la producción en los pozos aledaños al área de la inyección.

---

## NOTAS DE AUTOR

danytohel@hotmail.com

## METODOLOGÍA

### Recuperación secundaria por inyección de agua

Esta etapa de recuperación se implementa después que la declinación de la producción primaria es evidente.

Según Paris de Ferrer (2001) la inyección de agua en un yacimiento homogéneo es un mecanismo de desplazamiento en el cual se puede identificar cuatro etapas: Condiciones iniciales, invasión, ruptura, posterior a la ruptura.

El objetivo es restaurar o mantener la presión dentro del yacimiento, dándole un empuje de energía adicional (Paris de Ferrer, 2001).

De acuerdo con Satter y Thakur (1994) la presión de reservorio incrementa y el incremento de caudal de petróleo se mide en los pozos productores.

#### *Mecanismo de desplazamiento*

Dentro de las rocas reservorio se cuenta con más de un fluido, esto provoca y/o altera la capacidad de la roca para transmitir fluidos sin alterar sus propiedades físico-químicas (Vaca, 2020).

De acuerdo con Cobb y Smith (1997) desde el año de 1880 se ha sabido que la inyección de agua en un yacimiento de petróleo tiene el potencial de incrementar la recuperación de petróleo.

Es así que en un proceso de inyección de agua, esta desplaza al petróleo y ocupa el espacio poroso vacío, siendo así el agua el fluido desplazante y el petróleo el fluido desplazado (Cobb y Smith, 1997).

Para que se cumpla el desplazamiento la energía del fluido desplazante debe ser superior a la del desplazado (Monroy y Pérez, 2017).

### Monitoreo Pozos Inyectores

El análisis de los pozos inyectores se realizó mediante la implementación de las curvas de Hall (Hall plot) y el índice de inyectividad, estas herramientas nos permiten determinar los cambios en la admisión del fluido inyectado a medida que progresa el proyecto (Amedu y Nwokolo, 2013).

#### *Hall plot*

La metodología se basa en el análisis de flujo radial de Darcy para una sola fase, en estado estable para identificar los cambios en la capacidad de inyección de un pozo. Para el uso de este método es necesaria la siguiente data:

- Presiones de inyección mensual promedio en el fondo del pozo. Se pueden usar las presiones de inyección en la cabeza del pozo, si se convierten correctamente a presiones del fondo del pozo teniendo en cuenta la carga hidráulica y las pérdidas por fricción en el tubo (Ahmed, 2019).
- Presión promedio del yacimiento.
- Volúmenes mensuales de inyección.
- Días de inyección por mes.

Con los datos obtenidos se procede a graficar la curva de la ecuación 1 en la cual el concepto principal es trazar un producto de tiempo de presión acumulado contra el volumen acumulado de agua que se ha

inyectado, esto nos indica el comportamiento de la inyección; un cambio en la inyección aparece como un cambio en la pendiente de esta gráfica.

$$\int_0^t (P_{iwf} - \bar{P}) dt = \left[ \frac{141,2 * u_w * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_w * h} \right] w_i \quad [\text{Ec. 1}]$$

### *Índice de inyectividad*

Es la capacidad del volumen de inyección de agua en los pozos con respecto al diferencial de presión que existe entre la presión de inyección en fondo y la de reservorio. Se define por la siguiente ecuación (Ec. 2):

$$II = \frac{\text{tasa de inyección}}{\text{diferencia de presión}} = \frac{q_i}{P_{wi} - P_R} = \frac{\text{BBL/D}}{\text{PSI}} \quad [\text{Ec. 2}]$$

Dónde:

II: índice de inyectividad (bbl/día/psi)

qi: caudal de inyección (bbl/día)

P<sub>wi</sub>: presión de inyección en la cara de la formación (psi)

P<sub>R</sub>: Presión de reservorio (psi)

### *Monitoreo Pozos Productores*

#### *Presión de reservorio*

De acuerdo al pozo productor SHS-053, influenciado por la implementación de los pilotos de inyección en el año 2014 en el campo Shushufindi, a los 11 meses del inicio de la inyección se observó un efecto combinado en el incremento de la presión de reservorio y el caudal de petróleo (Paredes et al., 2017).

La evaluación a los pozos productores del presente trabajo se realizó en base a este modelo.

#### *Presión de entrada de la bomba*

Si la eficiencia de la bomba electro sumergible se mantiene y la presión en la entrada de la bomba aumenta, significa que el nivel de fluido dinámico ha aumentado por ende la columna hidrostática, lo cual sugiere que el pozo está siendo influenciado por la inyección recibiendo un mayor aporte de fluidos del yacimiento.

#### *Salinidad*

Cuando se describe la salinidad influenciada por el agua de mar se refiere a la concentración de cloruros en el agua, puede expresarse en términos de concentración a conductividad eléctrica (Comisión Europea, 2021).

En el análisis de estos proyectos piloto la salinidad debe tener una tendencia decreciente relacionada a la salinidad del agua inyección ya que se encuentran en rangos muy inferiores a la salinidad del agua de formación del reservorio U inferior, como el caso del pozo SHS-053 al año tres meses, la salinidad del agua tiene una tendencia decreciente siendo el indicador de la influencia del agua inyectada (Paredes et al., 2017).

En el siguiente esquema (ver figura 1) se detalla la salinidad del agua de inyección por cada estación, diferenciando la arena de donde proviene el agua, la cual se inyecta sin tratamiento previo a cada pozo inyector.

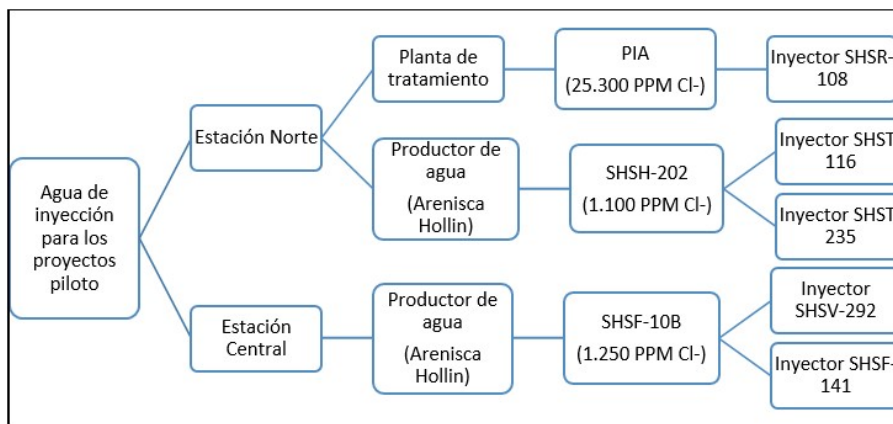


FIGURA 1  
Esquema del agua de inyección para los proyectos piloto  
Petroamazonas, 2017

### Parámetros de producción

**Caudal de petróleo:** El caudal de petróleo tiene una relación directamente proporcional al incremento de la presión de reservorio. Es decir, al incrementar la presión de reservorio por la influencia de la inyección de agua, se espera un incremento representativo en la producción de petróleo.

**Caudal de agua:** El caudal de agua debe disminuir a medida que avanza la inyección y el frente de agua desplaza al petróleo remanente hacia los pozos productores. Este comportamiento se mantiene hasta que ocurre la irrupción del frente de agua que desplazó al petróleo remanente (CIED PDVSA, 1997).

**BSW:** El corte de agua y sedimentos tiende a disminuir debido al incremento de la producción de petróleo. Comportamiento que se mantiene hasta que ocurre la irrupción del frente de agua (Dike et al., 2012).

### Curvas de declinación

Los análisis de declinación de la productividad fueron iniciados por Arps, 1945. El comportamiento de estas curvas nos permite analizar mediante la extrapolación de tendencias pasadas, una proyección a futuro el desempeño del pozo, siendo este uno de los principales valores agregados obtenidos a la hora de implementar las curvas de declinación como técnica de monitoreo en un proceso de inyección (Aragón et al., 2014).

La mayoría de los análisis de curvas de declinación, se basan en la ecuación de declinación empírica de Arps (John y Robert, 1996) (Ver ecuación 3).

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_{it})^{\frac{1}{b}}} \tag{Ec. 3}$$

Dónde:

q(t) = gasto inicial

b= constante de declinación

t= tiempo en días

$$D_i = \frac{-dq(t)}{q(t)dt}$$

Dependiendo del valor del coeficiente b, se genera el tipo de comportamiento (ver figura 2):

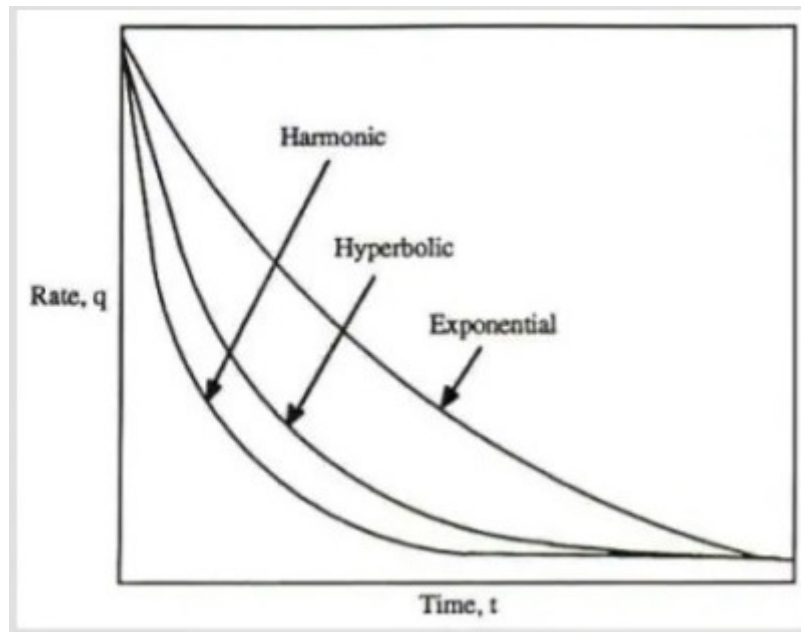


FIGURA 2  
Curvas de declinación  
John & Robert, 1996

## ANÁLISIS DE RESULTADOS

### Para pozos inyectoros

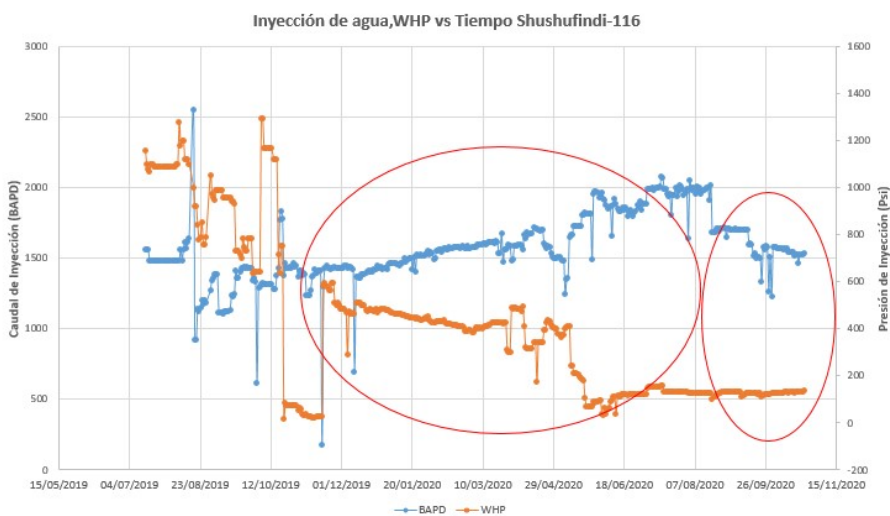
#### *Pozo Inyector Shushufindi-116*

En la figura 3, figura 4 y figura 5 se detallan el histórico de inyección – presión, el gráfico de Hall y el índice de inyectividad del pozo SHST-116 respectivamente, se puede observar que existe una correlación en el desempeño de la inyección en las tres figuras durante el periodo evaluado.

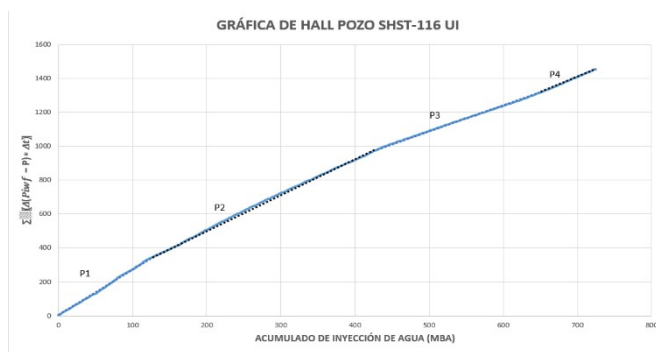
En el inicio de la inyección la admisión de fluidos es normal como se aprecia en la curva de hall, en lo que respecta al índice de inyectividad varía de acuerdo a los cambios en las tasas de inyección.

En la segunda parte de la evaluación el histórico de inyección observamos un cambio de comportamiento en la inyección, la presión de inyección en cabeza disminuye y el caudal de inyección aumenta lo cual se corrobora en la curva de hall donde se observa un cambio en la pendiente que nos indica una estimulación en el yacimiento, en este período existe un buen desempeño del proyecto según el índice de inyectividad.

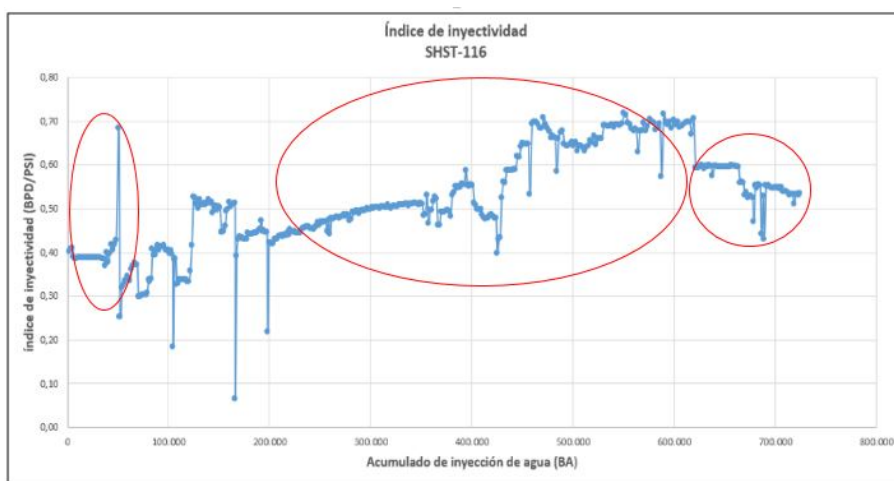
En el período final de la evaluación, la admisión de fluido es menor, este comportamiento se refleja en la curva de hall, en la cual la pendiente incrementa ligeramente, el índice de inyectividad tiende a disminuir debido a la variación del caudal de inyección.



**FIGURA 3**  
 Histórico de inyección Pozo SHST-116  
 Sánchez & Sánchez, 2021



**FIGURA 4**  
 Curva de Hall Pozo SHST-116  
 Sánchez & Sánchez, 2021



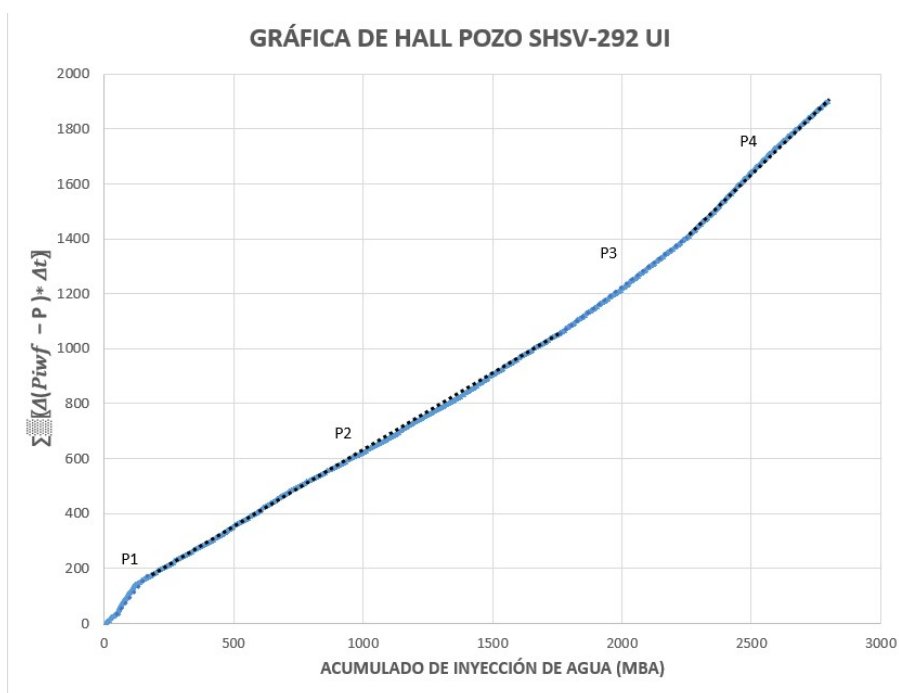
**FIGURA 5**  
 Índice de inyectividad Pozo SHST-116  
 Sánchez & Sánchez, 2021

*Pozo Inyector Shushufindi-292*

En la figura 6, figura 7 y figura 8 se detallan el histórico de inyección – presión, el gráfico de Hall y el índice de inyectividad del pozo SHSV-292 respectivamente, se puede observar que existe una correlación en el desempeño de la inyección en las tres figuras durante el periodo evaluado.

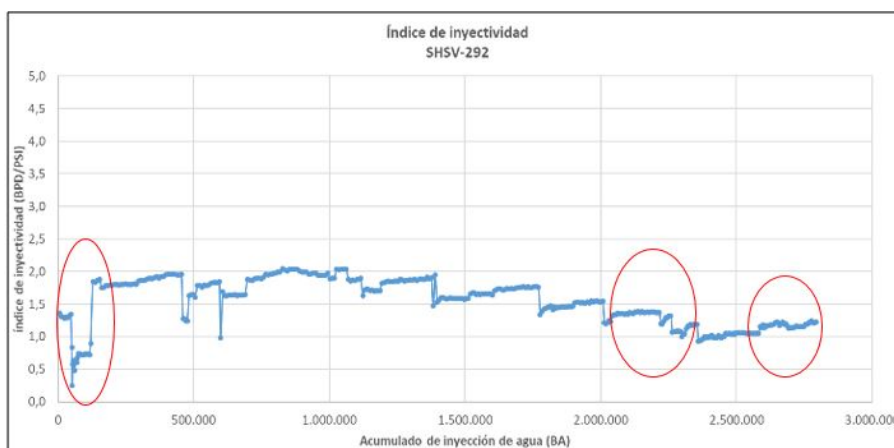


**FIGURA 6**  
 Histórico de inyección Pozo SHSV- 292  
 Sánchez & Sánchez, 2021



**FIGURA 7**  
 Curva de Hall Pozo SHSV- 292  
 Sánchez & Sánchez, 2021





**FIGURA 8**  
**Índice de inyectividad Pozo SHSV- 292**  
 Sánchez & Sánchez, 2021

Al mes del inicio de la inyección se realiza un mantenimiento a las líneas de flujo, lo cual se ve reflejado en la curva de hall y en el índice de inyectividad.

En la segunda parte de la evaluación el histórico de inyección observamos un comportamiento normal en la inyección, la presión de inyección en cabeza y el caudal de inyección se mantienen estables lo cual se corrobora en la curva de hall donde se observa el comportamiento normal de la pendiente, en este período existe un buen desempeño del proyecto según el índice de inyectividad.

En el período final de la evaluación, la presión de inyección tiende a aumentar y la admisión de fluidos es menor, este comportamiento se refleja en la curva de hall, en la cual la pendiente incrementa ligeramente, el índice de inyectividad tiende a disminuir debido a la variación del caudal de inyección. Al finalizar el período de evaluación el índice de inyectividad incrementa ligeramente, lo que nos indica que la restricción de flujo que se presentó se ha superado.

## Para pozos productores

### *Pozo productor SHS-062B*

En el pozo SHS-062B la curva roja de presión de entrada de la bomba nos indica un comportamiento normal de declinación (Ver figura 9).

La salinidad y el BSW se mantiene estables durante el periodo de monitoreo y los parámetros de producción continúan con su comportamiento esperado.

A los 12 meses (julio) del inicio de la inyección, el corte de agua sube y el caudal de petróleo disminuye.

Esto se relaciona al incremento de la frecuencia de la bomba, por lo que el pozo presenta una posible conificación, dado el comportamiento de estos parámetros (ver tabla 1).

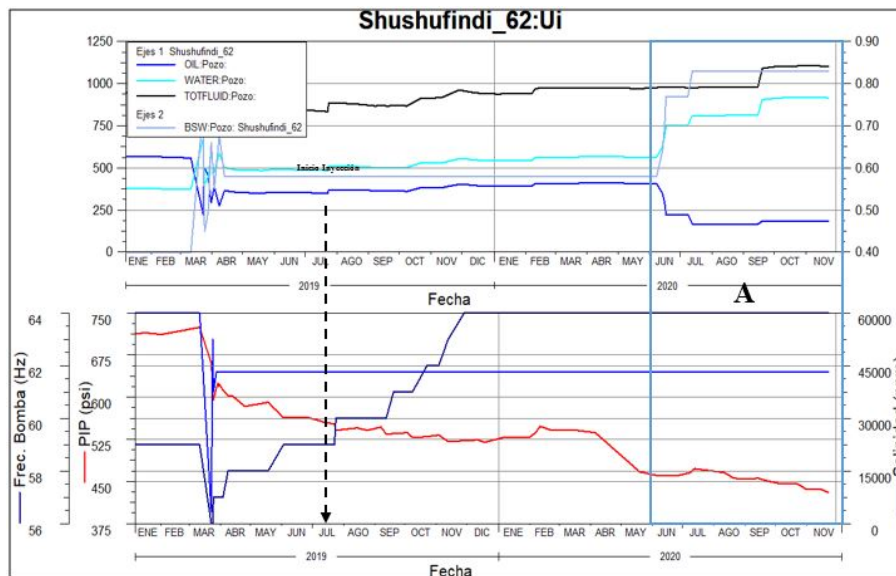


FIGURA 9  
Parámetros del pozo SHS-062B  
Sánchez & Sánchez, 2021

TABLA 1  
Resumen del análisis del pozo SHS-062B

Tiempo (meses)	Producción (BPPD)	PIP (Psi)	Salinidad (ppm)	BSW (%)	Comentarios
0	358	549	43000	58	Inicio Inyección
3	↑ 371	↓ 531	→ 43000	→ 58	
6	↑ 396	↓ 528	→ 43000	→ 58	
9	↑ 411	↑ 537	→ 43000	→ 58	
12	↓ 196	↓ 469	→ 43000	↑ 80	
15	↓ 188	↓ 446	→ 43000	↑ 83	

Sánchez & Sánchez, 2021

### Pozo productor SHSH-154

El pozo SHSH-154 presenta un alto contenido de gas lo cual se ve reflejado en la curva roja de presión de entrada de la bomba la cual indica un comportamiento inestable al inicio y al final de la evaluación (figura 10). A los 12 meses (octubre) se realiza un cambio de bomba por problemas mecánicos (ver tabla 2). La salinidad y el BSW se mantienen estables durante todo el periodo de monitoreo y los parámetros de producción continúan con su comportamiento esperado (tabla 2).

En estos casos la PIP se ve afectada debido a que el espacio anular se llena de gas lo que ejerce presión sobre la columna de fluido. Por ende, en estos casos se procede al manejo recirculando el gas y liberando el gas del anular.

La variación en la PIP está relacionado al alto contenido de gas en el pozo, dado que no existe un incremento en la producción de fluidos en el período de evaluación.

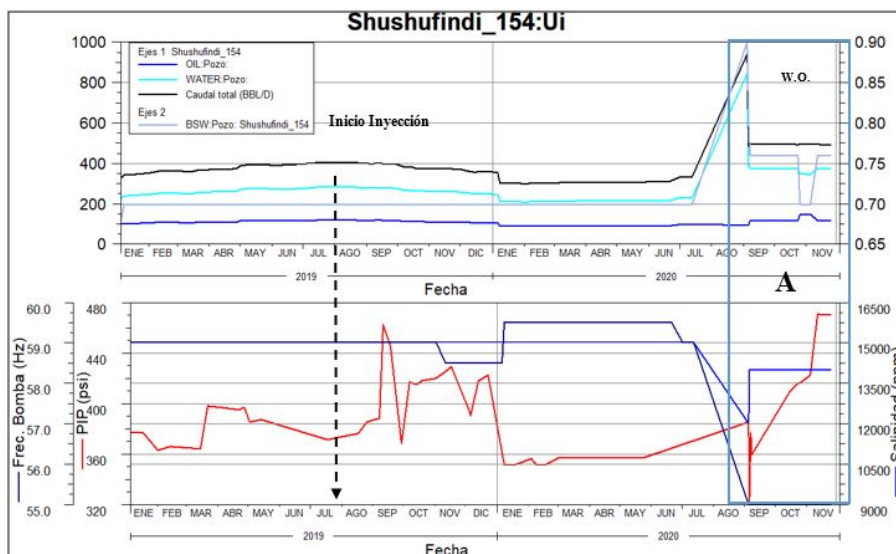


FIGURA 10  
Parámetros del pozo SHSH-154  
Sánchez & Sánchez, 2021

TABLA 2  
Resumen del análisis del pozo SHSH-154

Tiempo (meses)	Producción (BPPD)	PIP (Psi)	Salinidad (ppm)	BSW (%)	Comentarios
0	121	371	15000	70	Inicio de la inyección
3	↓ 115	↑ 417	→ 15000	→ 70	
6	↓ 97	↓ 351	→ 15000	→ 70	
9	↓ 93	↑ 357	→ 15000	→ 70	
12	↑ 100	→ 357	→ 15000	→ 70	
15	↑ 126	↑ 458	↓ 14000	↑ 75	WO: cambio bomba

Sánchez & Sánchez, 2021

### Pozo productor SHSV-192

El pozo SHSV-192 registra la última producción de la arena Ui en diciembre 2018, con 236 BBFP (179 BBPD), posterior empieza su producción en conjunto con la arena Ts, hasta septiembre 2019. Durante febrero 2020 en el W.O. #3 se aísla la arena Ts y se fractura la arena Ui, teniendo un incremento en la producción de aproximadamente 1200 BPPD comparado con la última producción reportada de la arena Ui en diciembre 2018 (figura 11).

Posterior al trabajo de reacondicionamiento los parámetros de BSW y salinidad presentan el mismo comportamiento al reportado en el año 2018, la PIP se estabiliza en su comportamiento esperado. El incremento en la producción de fluidos se debe al trabajo de fracturamiento (ver tabla 3).

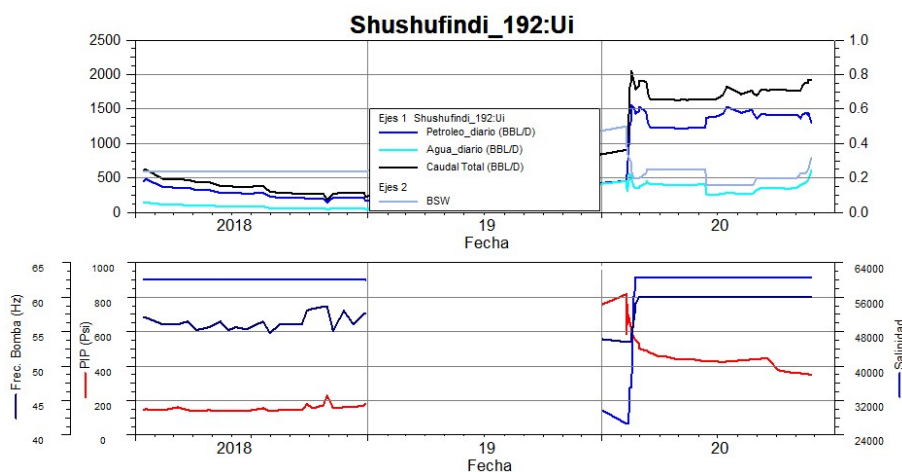


FIGURA 11  
Parámetros del pozo SHSV-192  
Sánchez & Sánchez, 2021

TABLA 3  
Resumen del análisis del pozo SHSV-192

Tiempo (meses)	Producción (BPPD)	PIP (psi)	Salinidad (ppm)	BSW (%)	Comentarios
0	343	202	60000	3	
6	↑ 1359	↑ 599	↓ 44367	↑ 25	WO: Fractura
9	↓ 1231	↓ 436	↑ 60400	→ 25	
12	↑ 1460	↓ 434	→ 60400	↓ 16	
15	↓ 1407	↓ 353	→ 60400	↑ 24	

Sánchez & Sánchez, 2021

Curva de declinación del pozo SHSV-192

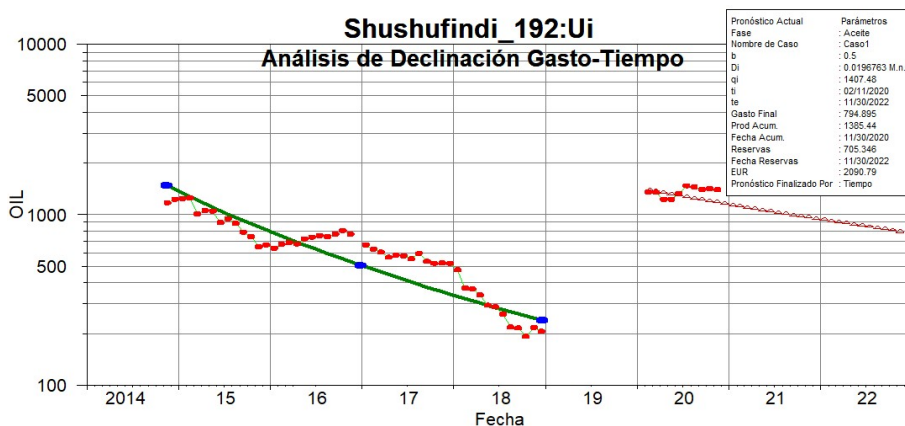


FIGURA 12  
Curva de declinación del pozo SHSV-192  
Sánchez & Sánchez, 2021

En la figura 12 observamos las tendencias de declinación del pozo SHSV 192, en dos casos:  
1. Comportamiento de declinación Pre Fractura (verde)

2. Comportamiento de declinación Post Fractura (roja)

En la curva (verde) se observa la declinación normal del pozo si no se hubiera realizado la intervención, mientras que en la curva (roja), se observa el incremental de producción como resultado del fracturamiento hidráulico realizado.

TABLA 4  
Resumen del análisis del pozo SHSV-192

<b>Declinación anual</b>	23.5%	Departamento de Ingeniero
<b>Fecha</b>	Febrero / 2020 Enero / 2022	Inicio Fin
<b>Caudal inicial Pre-fractura</b>	120,99	BPPD
<b>Caudal inicial Post-fractura</b>	1399,34	BPPD
<b>BSW</b>	24%	Del pozo SHSV-292

Sánchez & Sánchez, 2021

En la tabla 4 se detallan los valores utilizados para la simulación pre y post fractura, teniendo en cuenta que el tiempo óptimo de beneficio para este tipo de trabajos es aproximadamente dos años.

Pozo productor SHST-098

En el pozo SHST-098 la curva roja de presión de entrada de la bomba nos indica un comportamiento normal de declinación. La salinidad se mantiene estable, el BSW tiene tendencia a incrementar y los parámetros de producción continúan con su comportamiento esperado (figura 13).

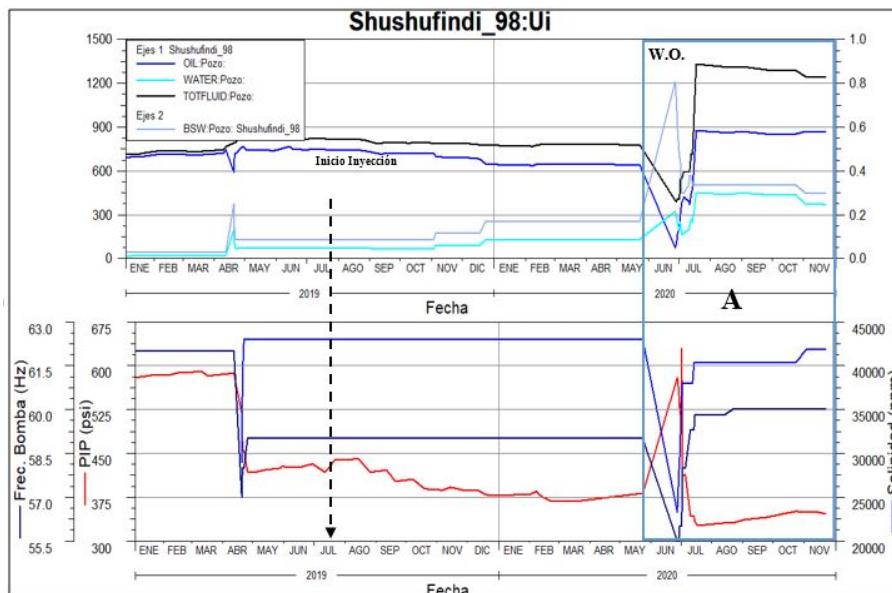


FIGURA 13  
Parámetros del pozo SHST-098

Sánchez & Sánchez, 2021

A los 12 meses (julio) se realiza un trabajo de fracturamiento hidráulico en la arena Ui por lo que la producción se incrementa en aproximadamente 200 BPPD, el BSW incrementa, la salinidad se mantiene estable luego del trabajo de reacondicionamiento y la PIP retorna a su comportamiento esperado (ver tabla 5). El incremento en la producción de fluido está relacionado al trabajo de reacondicionamiento.

TABLA 5  
Resumen del análisis del pozo SHST-098

Tiempo (meses)	Producción (BPPD)	PIP (Psi)	Salinidad (ppm)	BSW (%)	Comentarios
0	749	428	43000	9	Inicio Inyección
3	↓ 723	↓ 399	→ 43000	↓ 9	
6	↓ 643	↓ 378	→ 43000	↑ 17	
9	↑ 646	↑ 381	→ 43000	→ 17	WO: Fractura Ui
12	↑ 868	↓ 330	↓ 40300	↑ 34	
15	↑ 872	↑ 348	↑ 41800	↓ 30	

Sánchez & Sánchez, 2021

### Curva de declinación del pozo SHST 098

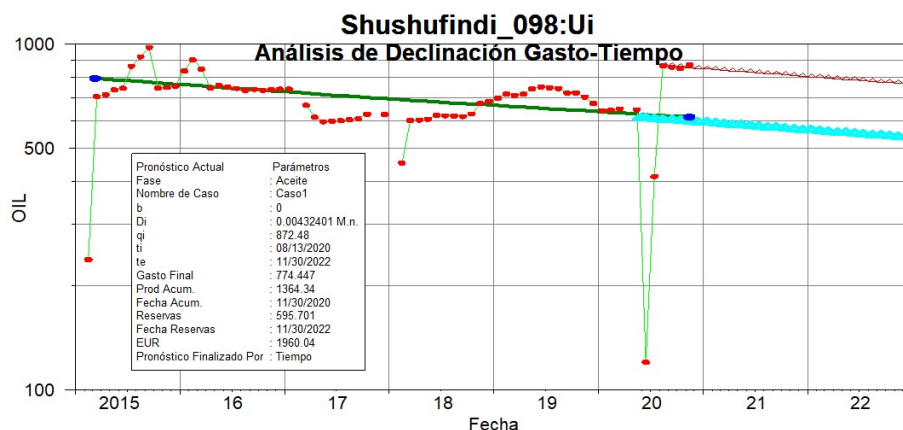


FIGURA 14  
Curva de declinación del pozo SHST-098

Sánchez & Sánchez, 2021

En la figura 14 observamos las tendencias de declinación del pozo SHS 098, en dos casos:

1. Comportamiento de declinación Pre Fractura (celeste)
2. Comportamiento de declinación Post Fractura (roja)

En la curva (celeste) se observa la declinación normal del pozo si no se hubiera realizado la intervención, mientras que en la curva (roja), se observa el incremental de producción como resultado del fracturamiento hidráulico realizado.

En la tabla 6 se detallan los valores utilizados para la simulación pre y post fractura, teniendo en cuenta que el tiempo óptimo de beneficio para este tipo de trabajos es de aproximadamente dos años.

TABLA 6  
Resumen del análisis del pozo SHST-098

<b>Declinación anual</b>	23.5%	Del pozo SHS 098
<b>Fecha</b>	Julio / 2020	Inicio
	Junio / 2022	Fin
<b>Caudal inicial Pre-fractura</b>	610,27	BPPD
<b>Caudal inicial Post-fractura</b>	871,37	BPPD
<b>BSW</b>	30 %	Del pozo SHS 098

Sánchez & Sánchez, 2021

## CONCLUSIONES

La implementación de los cuatro proyectos de inyección – expansión en el año 2019 tienen como objetivo incrementar producción del campo. Estos fueron implementados en un periodo comprendido entre abril y agosto de dicho año. De acuerdo a la evaluación del desempeño de la inyección de agua nos muestra un comportamiento estable de la inyección en los pozos inyectoros.

Uno de los parámetros fundamentales para que la inyección de agua funcione en yacimientos de gran tamaño y condiciones petrofísicas variables es una inyección continua, caso contrario se perdería la presión ejercida por el frente de agua. En el caso del pozo SHSR-108 se detuvo la inyección de agua por un periodo de cuatro meses en el año 2020, mientras que en el pozo SHSF-141 se detuvo la inyección por un periodo de dos meses en el año 2019, en ambos casos por situaciones externas al plan de inyección.

Se determinó que no existe influencia del proyecto de inyección-expansión en el volumen de petróleo incremental obtenido durante este periodo en los pozos productores cercanos al área de influencia de la inyección, debido a que no se observan cambios en los parámetros principales monitoreados en campo con respecto a un proyecto de inyección de agua como son la salinidad, presión de entrada de la bomba y producción de fluidos obtenidos de las bombas electro sumergibles.

El mantenimiento e incremento de la producción durante este periodo de evaluación está relacionado a los trabajos de reacondicionamiento con la implementación de tecnologías para optimización de la producción primaria como: fracturamiento, estimulación, re-disparos y cambios de zona.

El uso de trazadores químicos en un proyecto de inyección de agua permite conocer el avance del frente de agua dentro del yacimiento, monitoreando que el mismo fluya dentro de las zonas planificadas y no se filtre a otras unidades hidráulicas. En el presente proyecto no se utilizó trazadores químicos, debido a que se consideró la baja salinidad del agua de formación inyectada, la cual se obtiene de los pozos productores de agua de la Arenisca Hollín, como el trazador natural que se vería registrado en los parámetros de producción debido al cambio de salinidades entre el agua inyectada y el agua de producción de cada pozo de la Arenisca UI.

Se recomienda continuar con el monitoreo de los parámetros de acuerdo con los valores esperados para este proyecto, los cuales estiman un incremento de presión de reservorio de +/- 300 psi, incremento de la producción y cambio de salinidad de los pozos productores cercanos al área de influencia de los pilotos de inyección.

## REFERENCIAS

- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook* (Quinta ed.). K. Hammon, Ed.) United States: Elsevier Science & Technology
- Amedu, J. & Nwokolo, C. (2013). Improved Well and Reservoir Production Performance in Waterflood Reservoirs-Revolutionizing the Hall Plot. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria, August 2013. <https://doi.org/10.2118/167602-MS>
- Aragón, A., Izquierdo, G., & Gómez, R. (2014). Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. *Tecnología y Ciencias del Agua*, V(6), 119-134.
- Arps, J. (1945). *Analysis of Decline Curves*. Houston: Transactions of the American Institute of Mining Metallurgical and Petroleum Engineers.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (Tercera ed.). Quito. CIED PDVSA. (1997). *Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales* (Segunda ed.). Zulia, Venezuela.
- Cobb, W., & Smith, J. (1997). *Waterflooding*. Dallas: Champaign, III: Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.
- Comisión Europea. (2021). *Inspire-Salinidad del agua*.
- Consorcio Shushufindi. (2018). *Piloto Inyección de agua CSSFD*. Junio, Quito.
- Dike, F., Aboaja, U., Ogunlade, K., Kefe, A. & Rotimi, O. (2012). Determination of Abandonment Reservoir Pressure, GOR and BSW for Well Performance Evaluation. *Paper presented at the Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria, August. doi: <https://doi.org/10.2118/162957-MS>
- Giraldo, F., Lafournere, J., Marín, G., Navarrete, P., Suter, A. & Villanueva, G. (2014). Shushufindi: El renacimiento de un gigante. *Oilfield Review*, 26(3), 47.
- John, L. & Robert, W. (1996). *Gas Reservoir Engineering* (Vol. 5). SPE Textbook Series.
- Ministerio de Hidrocarburos. (2018). *Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador*.
- Monroy, B. & Pérez, J. (2017). *Evaluación técnica y económica de los patrones de inyección de agua mediante la simulación analítica en cinco pozos del bloque v centro del campo Yariguit-Cantagallo mediante el software Sahara*. Repositorio Digital Universidad de América. Bogotá, Colombia.
- Paredes, L., Fonseca, C., David, M., Hensos, R., Withney, P., Jean Paule, L. & Ponce, G. (2017). An Alert-Based Monitoring System to Evaluate a Water Injection Pilot in the Shushufindi Field, Ecuador. *SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, Salvador, Bahia, Brazil, March*. Doi: <https://doi.org/10.2118/184947-MS>
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (Segunda ed.). Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Petroamazonas. (2017). *Diagrama de un proceso de inyección de agua*.
- Petroamazonas EP. (2020). *Departamento de Ingeniería Activo Shushufindi - Bloque 57*
- Sánchez, B. & Sánchez, D. (2021). *Evaluación técnica - económica de los proyectos piloto de inyección de agua implementados en el yacimiento U inferior del campo Shushufindi, estaciones central y norte, durante el periodo 2019-2020*. Quito: Universidad Central del Ecuador
- Satter, A. & Thakur, G. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management. A Team Approach*. P. P. Company, Ed. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
- Vaca, J. (2020). *Análisis técnico del proyecto piloto de inyección de agua implementado en el campo Shushufindi - Aguarico, reservorio U inferior, 10*. Quito, Ecuador. Escuela Politécnica Nacional.