

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Análisis del proyecto de recuperación secundaria del campo Shushufindi  
en el yacimiento U Inferior.

### **PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

#### **Ingeniero en Petróleo**

Presentado por:

Edwin Alberto Catuto Freire

Miguel Enrique Valladarez Olvera

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo en primer lugar a Dios, pues sin Él nada fuera posible, por bendecirme en todo momento y permitirme culminar mi carrera, a mis padres por su amor incondicional e inculcarme valores y principios que me convierten en el ser humano que soy y por apoyarme en mis estudios superiores, a mi hermana por ser un ejemplo y estar siempre a mi lado, motivándome y brindándome su ayuda. Y a todas las personas que de alguna manera aportaron su granito de arena en mi formación profesional.

Edwin Catuto Freire

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a mis profesores MSc. Danilo Arcentales y MSc. Fernando Sagnay, tutor y profesor de la materia integradora respectivamente por su apoyo y guía en cada etapa del proyecto integrador.

A mi compañero de tesis por su dedicación, ayuda y entrega en estos meses de trabajo.

A Petroamazonas EP por brindarnos la información necesaria para realizar el trabajo de evaluación.

Finalmente quiero agradecer a mi familia y amigos por darme ánimos y brindarme su ayuda incondicional cuando la necesitaba.

Muchas gracias a todos.

Edwin Catuto Freire

## **DEDICATORIA**

Dedico el presente trabajo a mi familia, principalmente a mis padres, quienes siempre han estado ahí para brindarme su apoyo para poder culminar mis estudios superiores y convertirme en un profesional.

Miguel Valladarez Olvera

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer en primer lugar a Dios por guiarme y darme fuerzas cada día de mi vida.

A cada uno de los profesores que tuve durante mi camino universitario, por sus conocimientos brindados y dedicación. Ellos representan el pilar fundamental para la formación de cada estudiante.

A Alberto, mi compañero de tesis, que a pesar de los tiempos complicados en los que se encontraba, supo brindarme su ayuda, esfuerzo y dedicación durante el desarrollo del proyecto.

A Petroamazonas EP y la Ing. Carola Freire por brindarnos la información necesaria para realizar el presente trabajo.

Finalmente, quiero agradecer a mi familia y amigos por darme los ánimos para seguir adelante y jamás rendirme, ellos son lo más importante que tengo y nunca existirán palabras suficientes para agradecer todo lo que han hecho por mí.

Muchas gracias a todos.

Miguel Valladarez Olvera

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Edwin Alberto Catuto Freire* y *Miguel Enrique Valladarez Olvera* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

Edwin Alberto Catuto  
Freire

---

Miguel Enrique  
Valladarez Olvera

## **EVALUADORES**

**MSc. Fernando Sagnay Sares**

PROFESOR DE LA MATERIA

**MSc. Danilo Arcentales Bastidas**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

La mayoría de campos petroleros ubicados en la cuenca oriente ecuatoriana son considerados campos maduros, llevando así a implementarse proyectos de recuperación secundaria debido a que la recuperación primaria ya no es factible. Uno de estos es el campo Shushufindi, donde la presión de sus yacimientos presentaban una tendencia clara de declinación, evidenciándose una disminución de su tasa de producción, razón por la que en el año 2014 se implementó un proyecto piloto de inyección de agua y una extensión posterior en el 2019 con el fin de mantener la presión e incrementar el factor de recobro del yacimiento U inferior. El presente trabajo tiene como propósito analizar los resultados de dicho proyecto; para determinar si su implementación pudo cumplir con los objetivos trazados. Primero se realizó una breve revisión de conceptos relacionados a la inyección de agua, luego se establecieron las técnicas de monitoreo y seguimiento para la evaluación de los pozos inyectoros y el yacimiento, siendo estas el gráfico de Hall y el método de la relación VRR respectivamente; además se realizó un análisis que permitió estimar el aumento del factor de recobro, en donde se consideró la teoría de curvas de declinación. Los resultados obtenidos mostraron que los pozos inyectoros desarrollaron comportamientos normales de operación y una re-presurización del yacimiento. Por último se determina un aumento en las tasas de producción y un factor de recobro incremental de petróleo de 7.6% en el yacimiento U inferior gracias a la implementación del proyecto de inyección de agua.

Palabras Clave: Inyección de agua, monitoreo, evaluación, factor de recobro.



## **ABSTRACT**

*Most of the oil fields located in the eastern Ecuadorian basin are considered mature fields, thus leading to the implementation of secondary recovery projects because primary recovery is no longer feasible. One of these is the Shushufindi field, where the pressure of its reservoirs showed a clear trend of decline and a decrease in its production rate. This is the reason why in 2014 a pilot waterflood project and an extension later in 2019 was implemented, in order to maintain pressure and increase the recovery factor of the lower U reservoir. The present work aims to analyze the results of said project; to determine if its implementation could reach the objectives set. First, a brief review of concepts related to water injection was carried out, then the monitoring and follow-up techniques were established for the evaluation of the injection wells and the reservoir, these being the Hall plot and the voidage replacement ratio method respectively. ; Furthermore, an analysis considering the theory of decline curves allowed estimating the increase in the recovery factor. The results obtained showed that the injection wells developed normal operating behaviors and a re-pressurization of the reservoir. Finally, an increase in production rates and an incremental oil recovery factor of 7.6% is determined in the lower U reservoir thanks to the implementation of the waterflood project.*

*Keywords: Water injection, monitoring, evaluation, recovery factor.*

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	7
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGÍA .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS .....	IX
CAPÍTULO 1 .....	1
1. Introducción .....	1
1.1 Descripción del problema .....	2
1.1.1 Localización del campo.....	2
1.1.2 Histórico de producción.....	3
1.1.3 Caracterización de la arena U inferior .....	4
1.1.4 Piloto y expansión del proyecto de inyección de agua .....	5
1.2 Justificación del problema.....	7
1.3 Objetivos.....	8
1.3.1 Objetivo general .....	8
1.3.2 Objetivos específicos .....	8
1.4 Marco teórico .....	8
1.4.1 Fundamentos teóricos en procesos de inyección de agua.....	8
1.4.2 Configuración y arreglos de pozos .....	11
1.4.3 Evaluación de proyectos de inyección de agua .....	13
1.4.4 Revisión de casos de estudio.....	14

CAPÍTULO 2.....	18
2. Metodología .....	18
2.1 Técnicas de Monitoreo y seguimiento para el proyecto de inyección de agua 18	
2.1.1 Evaluación de pozos inyectores.....	18
2.1.2 Evaluación del yacimiento.....	22
2.2 Estimación del aumento del factor de recobro de petróleo.....	23
2.2.1 Curvas de declinación.....	23
CAPÍTULO 3.....	26
3. Resultados y análisis .....	26
3.1 Evaluación del proyecto de inyección de agua.....	26
3.1.1 Evaluación y seguimientos de pozos inyectores .....	26
3.1.2 Comportamiento de la presión en el yacimiento .....	35
3.1.3 Comportamiento de la producción en el yacimiento U inferior .....	36
3.1.4 Análisis de declinación y factor de recobro .....	39
CAPÍTULO 4.....	42
4. Conclusiones Y Recomendaciones.....	42
4.1 Conclusiones .....	42
4.2 Recomendaciones .....	43
BIBLIOGRAFÍA.....	44
APÉNDICES .....	46

## ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de Agua por Día
BPPD	Barriles de Petróleo por Día
BPPM	Barriles de Petróleo por Mes
BPPA	Barriles de Petróleo por Año
BLPD	Barriles de Líquido por Día
BW	Barriles de Agua
BWPM	Barriles de Agua por Mes
EA	Eficiencia de Barrido Areal
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
EV	Eficiencia de Barrido Volumétrico
EWO	Espera de Workover
FR	Factor de Recobro
GOR	Gas-Oil Ratio (Relación Gas-Petróleo)
NE	Noreste
NR	No Result (Sin Resultado)
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
PAM	Petroamazonas
POES	Petróleo Original en Sitio
PVT	Parámetros Presión Volumen y Temperatura
SO	Suroeste
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
SPE	Society of Petroleum Engineers
VRR	Voidage Replacement Ratio
WO	Workover
WS	Well Services

## SIMBOLOGÍA

bbbl	Barriles
$B_g$	Factor volumétrico del gas
$B_o$	Factor volumétrico del petróleo
$B_w$	Factor volumétrico del agua
by	Barriles yacimiento
cp	Centipoise
ft	Pies
iw	Agua inyectada
k	Permeabilidad
mD	Mili Darcy
$N_p$	Producción acumulada de petróleo
P	Presión
$P_b$	Presión de burbuja
$P_i$	Presión inicial
psi	Libras por pulgada cuadrada
$P_{wi}$	Presión de agua inyectada
q	Caudal
$q_o$	Caudal de petróleo
$q_w$	Caudal de agua
$R_s$	Relación de solubilidad del gas en el petróleo
s	Skin (Daño)
$S_w$	Saturación de agua
scf	Pies cúbicos estándar
t	Tiempo
$\mu$	Viscosidad
$U_i$	U inferior
$W_i$	Volumen acumulado de agua inyectada

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización del campo Shushufindi [Petroamazonas EP, 2018] .....	3
Figura 1.2 Patrones comunes en inyección de agua [Rose, E. Buckwalter, J. and Woodhall, R. 1989] .....	12
Figura 1.3 Patrones irregulares en inyección de agua [Rose, E. Buckwalter, J. and Woodhall, R. 1989] .....	13
Figura 2.1 Representación idealizada del diagrama de Hall [Amedu, J. y Nwokolo, C. 2013].....	20
Figura 2.2 Ejemplo de curva de historial de producción y declinación exponencial [Forero, Castro y Vivas, 2012] .....	24
Figura 3.1 Cronología de inicio de inyección .....	26
Figura 3.2 Gráfico de hall pozo SSF-003.....	27
Figura 3.3 Gráfico de hall pozo SSF-244.....	28
Figura 3.4 Gráfico de hall pozo SSF-247.....	29
Figura 3.5 Gráfico de hall pozo SSF-108.....	30
Figura 3.6 Gráfico de hall pozo SSF-116.....	31
Figura 3.7 Gráfico de hall pozo SSF-292.....	32
Figura 3.8 Gráfico de hall pozo SSF-235.....	33
Figura 3.9 Gráfico de hall pozo SSF-141 .....	34
Figura 3.11 Proyecto piloto de inyección de agua [Petroamazonas EP, 2019].....	36
Figura 3.12 Expansión del proyecto de inyección de agua [Petroamazonas EP, 2019] .....	37
Figura 3.13 Historial de producción con la implementación de la inyección de agua y predicción de declinación sin la implementación de la misma. ....	39
Figura 3.14 Factor de recobro con y sin la implementación de la inyección de agua.	40
Figura 3.15 Comparación de las curvas de factor de recobro de petróleo con y sin la implementación de la inyección de agua. ....	41



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Propiedades de la roca del yacimiento U inferior [Petroamazonas EP, 2015] .....	4
Tabla 1.2 Propiedades PVT de la arena U [Petroamazonas EP, 2014].....	5
Tabla 1.3 Petrofísica de los pozos inyectoros a la arena U inferior [Petroamazonas EP, 2020].....	6
Tabla 1.4 Principales pozos productores influenciados por inyección de agua en U inferior [Petroamazonas EP, 2019] .....	7
Tabla 2.1 Estructura de la tabla para la generación del gráfico de hall.....	20
Tabla 3.2 Estado de los pozos del área de la expansión del proyecto de inyección de agua.....	37





# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

Cuando se perfora un pozo, la variación de presión dentro de la formación empuja los depósitos de petróleo de las fisuras y poros donde se acumula, hacia el pozo donde este puede recuperarse. La presión es la clave para recolectar petróleo de las formaciones rocosas subterráneas naturales en las que se forma, pero esta presión inicial es finita. Para continuar recolectando el crudo, la presión debe mantenerse por otros medios. Estas tácticas se denominan técnicas de recuperación secundaria.

Dentro de estas tácticas encontramos la inyección de agua, que tiene como objetivo incrementar el factor de recobro del reservorio y aumentar la presión del yacimiento. La inyección de agua mejora el desplazamiento de petróleo y por lo tanto produce un mejor barrido del yacimiento, permitiendo que las reservas probadas se incrementen.

El campo Shushufindi es un campo maduro ubicado en la amazonia ecuatoriana en el cual más del 50% de las reservas ya han sido explotadas. La presión como energía principal ha disminuido por efectos de la producción en sus yacimientos principales, lo cual ha generado una disminución en la tasas de producción y de reservas de los mismos.

Un proyecto de inyección de agua ha sido puesto en marcha en estos yacimientos con el fin de incrementar la energía y la producción. La necesidad de un análisis para determinar si la implementación de este proyecto de recuperación secundaria en el yacimiento U inferior del campo Shushufindi fue el correcto y llegó a cumplir los objetivos, se hace cada vez más presente puesto que la aplicación no adecuada de métodos y la falta de control de los procedimientos en estos proyectos, pueden llegar a afectar a la recuperación de las reservas de petróleo.

## **1.1 Descripción del problema**

A lo largo de la historia petrolera del Ecuador, la producción de crudo ha sido sustentada por aquellos campos que se encuentran ubicados en la cuenca Oriente. Actualmente, la mayoría de estos campos son considerados como campos maduros, puesto que la recuperación primaria ya no es viable y por ende deben realizarse muchos proyectos de recuperación secundaria.

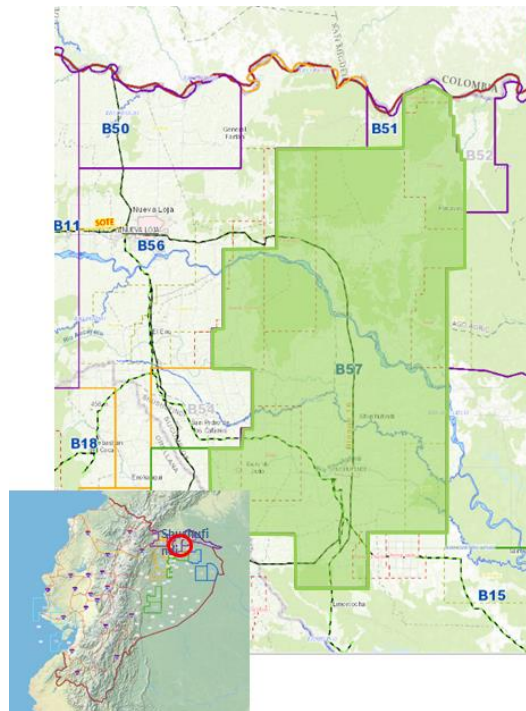
A pesar de que se ha buscado producir el petróleo de manera más competente, las campañas de producción se fueron tornando más agresivas. Esto afectó principalmente a los campos maduros como es el caso del campo Shushufindi, que ha presentado una caída de presión en sus yacimientos principales, lo que ha provocado una baja en las tasas de producción y reservas, razón por la cual se ha aplicado un proyecto de recuperación secundaria.

Existen muchos factores problemáticos que influyen en el grado de éxito que deberíamos esperar en un proyecto de recuperación secundaria, problemas que pueden aparecer incluso durante la etapa de planificación. Sin embargo, es indudable que uno de los principales problemas es la falta de implementación de técnicas adecuadas que permitan incrementar el factor de recobro de petróleo en los campos de la amazonia ecuatoriana.

Esta situación crea la obligación al sector hidrocarburífero de realizar evaluaciones y diagnósticos a estos tipos de proyectos, para así poder garantizar de manera constante los ingresos obtenidos por la recuperación eficaz de las reservas y el aumento del factor de recobro.

### **1.1.1 Localización del campo**

Shushufindi-Aguarico es el campo más grande de la Cuenca Oriente del Ecuador, se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos dentro del Bloque 57 en la región amazónica del país, a 250 kilómetros al este de Quito y a 35 kilómetros al sur de la frontera con Colombia, limita al NE con Libertador, al SO con Sacha y al Sur con Limoncocha.



**Figura 1.1 Localización del campo Shushufindi [Petroamazonas EP, 2018]**

### **1.1.2 Histórico de producción**

El campo Shushufindi tiene cinco niveles productivos: Napo T Inferior, Napo T Superior, Napo U Inferior, Napo U Superior y Basal Tena. Los reservorios principales son Napo T Inferior y U Inferior que han aportado más del 90% de la producción acumulada.

El pozo descubridor (Shushufindi-01) fue perforado en 1968 y la producción comercial inició en el año 1972, con 19,200 BPPD sin agua. Con la campaña de perforación realizada entre 1972 – 1977 se incrementó la producción a 120,000 BPPD con bajo corte de agua. Sin embargo, como comúnmente sucede en yacimientos con acuífero lateral, el frente de agua llegó hacia los pozos productores después de seis años de haberse iniciado la explotación, incrementarse así el corte de agua a partir del año 1978.

Para el año 1994, la mayoría de pozos producen de un solo reservorio y existe una producción de 140,000 BLPD, 100,000 BPPD y un corte de agua del 30%. A partir de esa fecha la producción de petróleo ha declinado proporcional al incremento del corte de agua, mientras la producción de fluido se ha mantenido en el orden de 130,000 BLPD (Petroamazonas EP, 2014).

En los últimos años se han realizado proyectos con el fin de aumentar la energía del yacimiento e incrementar la producción del campo.

### 1.1.3 Caracterización de la arena U inferior

#### Propiedades de la roca

La determinación de los parámetros petrofísicos de la roca se realizó a partir de los datos de núcleos y de perfiles de los pozos: 02A, 03, 27, 41, 51, 63, 68, 82, 87, 88 para determinar las propiedades de la zona piloto de la inyección en el yacimiento U inferior, para posteriormente ser analizados en laboratorio.

**Tabla 1.1 Propiedades de la roca del yacimiento U inferior [Petroamazonas EP, 2015]**

Arena	Profundidad (Pies)	Espesor Neto (Pies)	Ø (%)	Sw (%)	Vol. Arena Limpia (%)
Ui	9,100	61.76	18.96	21.4	16.01

#### Propiedades de los fluidos

Para la arena U se cuenta con pruebas PVT en seis pozos, SSF-001, SSF-027, SSF-041, SSF-082, SSF-087 y SSF-088 distribuidos en diferentes áreas del campo. Todas las muestras son de fondo y fueron conservadas a condiciones de reservorio.

Los pozos ubicados en el centro y norte de Shushufindi, SSF-087, SSF-088, SSF-082, tienen propiedades PVT similares en función de la profundidad y presión de saturación. De manera que se puede concluir de qué se trata de un mismo fluido y región de equilibrio. Las propiedades PVT para esta región son: presión de burbuja 1140 – 1240 psi, relación gas en solución @ Pb 263 – 320 scf/bl, API @ 60F 25.5 – 31.2, viscosidad del petróleo a P inicial 2.4 – 2.57 cp.

El pozo SSF-027 está ubicado al sur del campo, tiene propiedades PVT diferentes al resto del campo: presión de burbuja 980 psi, relación gas en solución @ Pb 140 scf/bl, API @ 60F 15- 17, viscosidad del petróleo a P inicial 12 cp. Adicional a la diferencia de propiedades PVT en esta área se

tiene un nivel de agua libre original más bajo y tiene un comportamiento de depletación de presión diferente.

**Tabla 1.2 Propiedades PVT de la arena U [Petroamazonas EP, 2014]**

Pozo	Arena	Fecha	P (psig)	Pb (psia)	Rs (scf/bbl)	API @ 60F	Uo @ Pi	origen
SSF-87	U	Nov 1996	NR	1240	319	27.3	2.4	PPR
SSF-88	Ui+Us	Dec 1996	NR	1190	263	25.5	2.46	PPR
SSF-01	U	APR 1970	3869 @ 9000FT	1325	3339	26.5	1.9	CORELAB
SSF-27	U	OCT 1998	2853 @ 9200FT	977	141	17	12.3	PPR

#### 1.1.4 Piloto y expansión del proyecto de inyección de agua

El proyecto de inyección de agua fue implementado el 29 de noviembre de 2014 en la zona centro-norte del campo Shushufindi-Aguarico con el objetivo de incrementar el factor de recobro del reservorio “U Inferior”, partiendo del Pad B con un piloto conformado por tres (3) patrones invertidos de cinco puntos (5), siendo los pozos inyectoras: Shushufindi-244D WIW (SHSB-244IU), Shushufindi-247D WIW (SHSC-247IU) y Shushufindi-B3 WIW (SHSB-003IU).

Al momento de iniciar la inyección, la presión estática de la arenisca objetivo U inferior estaba en el orden de los 1,400 psi con tendencia clara de declinación. Actualmente la presión aumentó a valores en el orden de 2,500 psi.

En el año 2019 se dió inicio a la expansión del proyecto de inyección (Fase I) teniendo como objetivo fundamental apuntar al barrido y re-presurización de las zonas más prospectiva de “U inferior” y “U superior”, donde se realizaron 5 conversiones de pozos productores a inyectoras, siendo el arreglo general combinado de inyección periférica desde el oeste

(Shushufindi-116DWIW, Shushufindi-235DWIW y Shushufindi-141DWIW) y el este hacia el centro de la estructura (Shushufindi-292DWIW) y por arreglos de 5 puntas (Shushufindi-108D WIW) desplazando petróleo desde el centro hacia los flancos.

La zona hacia donde se planteó la expansión es más frecuente encontrar la arenisca U inferior desarrollada en lóbulos con algunas barreras verticales. Debido a esto, la implementación de la inyección en esta zona se realizó en la medida de lo posible en forma selectiva, para evitar que la distribución de fluidos esté controlada por la gravedad y la permeabilidad creciente hacia la base de la secuencia de U inferior.

En la Tabla 1.3, se detalla los parámetros petrofísicos de los pozos inyectoros y también los intervalos de inyección.

**Tabla 1.3 Petrofísica de los pozos inyectoros a la arena U inferior**  
[Petroamazonas EP, 2020]

<b>Piloto</b>					
<b>Pozo</b>	<b>Intervalo</b>	<b>Espesor (ft)</b>	<b>Porosidad %</b>	<b>K mD</b>	<b>Estado</b>
SSFD 244	9408' - 9422' 9428' - 9436'	25,5	12	164	Inyectando
SSFD 247	9438' - 9446' 9457' - 9469'	20	12	170	Convertido a productor
SSFD 003	9099' - 9102' 9108' - 9117' 9125' - 9150'	36	16	451	Inyectando
<b>Expansión</b>					
<b>Pozo</b>	<b>Intervalo</b>	<b>Espesor (ft)</b>	<b>Porosidad %</b>	<b>K mD</b>	<b>Estado</b>
SSFD 108	9623' - 9653'	22	14	200	Inyectando
SSFD 141	9464' - 9469' 9472' - 9477' 9483' - 9488' 9504' - 9526'	24	16	377	Inyectando
SSFD 235	9884' - 9893' 9906' - 9937'	40	16	484	Inyectando
SSFD 116	9618' - 9638'	40	16	265	Inyectando

	9656' - 9673'				
SSFD 292	9986' - 10013' 10016' - 10020' 10033' - 10043' 10059' - 10067'	31	14	339	Inyectando

Para el desarrollo de procesos en posteriores capítulos es necesario definir los pozos que sienten el efecto de la inyección de agua. La tabla 1.4 muestra los pozos identificados por PAM como principales pozos influenciados por el piloto y expansión del proyecto.

**Tabla 1.4 Principales pozos productores influenciados por inyección de agua en U inferior [Petroamazonas EP, 2019]**

Pozo Inyector	Pozo Productor Ui Influenciado
Piloto (SHS-244-247-003)	SHS: 151-150-46-86-205-36-66-49-145-136-208-53-70-206
Expansión	Pozo Productor Ui Influenciado
SHS-108	SHS: 49-66-86-205-87
SHS-141	SHS: 190-84
SHS-116	SHS: 62-234-98-261-233-238-155
SHS-292	SHS: 109-43-159
SHS-235	SHS: 234-81-62-233

## 1.2 Justificación del problema

Este proyecto se realiza por la necesidad de conocer si la implementación del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en el reservorio UI del campo Shushufindi, fue la apropiada para conseguir los objetivos principalmente trazados: aumento de la producción, incremento de las reservas recuperables de petróleo y la mejora del factor de recobro.

La aparición de inconvenientes durante la aplicación de este tipo de proyectos provocaría que los campos maduros poco a poco vayan perdiendo su rentabilidad, en algunos casos hasta llegar al punto en que la producción de petróleo ya no sea económicamente justificable. Es por ello que se considera fundamental reconocer



y evaluar las diferentes variables que se tuvieron en cuenta para las aplicaciones de las técnicas y procedimiento usadas en el campo.

Por tal razón, se ha decidido hacer un análisis de los resultados del proyecto en cuestión. De manera general este análisis abarca un estudio de la caracterización de los yacimientos, estudio del comportamiento que han tenido los yacimientos con el método de recuperación secundaria aplicado, la ingeniería de yacimiento, el comportamiento de la producción, entre otros.

De esta manera se busca que los resultados de este análisis brinden un aporte teórico-práctico para proyectos futuros de métodos de recuperación secundaria por inyección de agua que se lleven a cabo en el oriente ecuatoriano.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo general**

Evaluar los resultados del proyecto de Inyección de agua implementado en el campo Shushufindi en el yacimiento U Inferior.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

1. Identificar las técnicas para el monitoreo y seguimiento del proyecto de inyección de agua.
2. Comprobar el aumento de la producción en los pozos influenciados por la inyección de agua.
3. Analizar el comportamiento de la eficiencia volumétrica de reemplazo en el yacimiento U Inferior luego de la inyección de agua.
4. Verificar el aumento del factor de recobro de petróleo comparando con el escenario de recuperación primaria.

### **1.4 Marco teórico**

#### **1.4.1 Fundamentos teóricos en procesos de inyección de agua**

El método de recuperación de petróleo por inyección de agua se originó accidentalmente en el año 1865, en la ciudad de Pithole al oeste de Pennsylvania, cuando una fuga de agua proveniente de un acuífero poco profundo se filtró en las formaciones produciendo un aumento en la producción de los pozos adyacentes, sin embargo, no fue hasta el año

1890, cuando los operadores se dieron cuenta de este hecho, (Paris de Ferrer, 1984).

Este método consiste básicamente en el desplazamiento de los fluidos del reservorio hasta los pozos productores. En la actualidad este método se considera el más efectivo y sigue siendo el más implementado como recuperación secundaria a nivel mundial, lo cual se debe a factores tales como:

- Alta eficiencia de desplazamiento de petróleo, generada por el agua.
- Regularidad de la disponibilidad de agua y su relativa facilidad de inyección.
- Costos operativos razonables.
- Inversiones de capital más bajas que para otros procesos de recuperación secundaria o mejorada.

Teniendo en cuenta que el desplazamiento se genera con la acción del petróleo y del agua, los cuales poseen polaridad opuesta, este método es considerado como un desplazamiento de fluidos inmiscibles, mismo que involucra el accionar de un fluido desplazante de mayor energía (agua) que pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, a este último se lo conoce como fluido desplazado (en este caso, el petróleo).

A medida que se inyecta el fluido desplazante, se crea un frente de separación y se comienza a diferenciar dos zonas en el yacimiento: una zona no invadida, donde se va formando un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia adelante; y detrás de ese banco se tiene la zona invadida, la cual es formada por el agua inyectada y el petróleo remanente.

Estos desplazamientos inmiscibles en un medio poroso se pueden dar de 2 tipos:

- Pistón sin fuga, cuando no existe movilidad del petróleo remanente en la zona invadida; y
- Pistón con fuga, donde el petróleo remanente posee cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida.

A su vez, en estos desplazamientos se pueden diferenciar 2 fases: antes de la ruptura, cuando el fluido producido no tiene fluido desplazante; y después de la ruptura, cuando se producen ambos fluidos (Paris de Ferrer, 1984).

En este método de recuperación secundaria el desplazamiento es un proceso fluctuante con respecto a la saturación y tiempo, el cual tiene como efectos el cambio en: las permeabilidades relativas, las presiones y las viscosidades de las fases. Para un mejor entendimiento de este método se procede a describir el mecanismo de desplazamiento en un yacimiento homogéneo, el cual consta de las siguientes etapas:

#### **Antes de la ruptura**

Condiciones iniciales: Etapa previa a la inyección en la cual se tiene como asunciones que los fluidos se mueven horizontalmente y la saturación a través del yacimiento es constante. Además, considerando que el yacimiento desarrolló producción primaria y este eventualmente declinó su presión por debajo de la presión de burbujeo, existirá una fase de gas uniforme a través del yacimiento.

Invasión: Al inicio de la inyección de agua, se presenta una elevación de la presión del yacimiento alrededor de los pozos inyectores y declina hacia los pozos productores. En cuanto se siga inyectando el agua, parte del petróleo se desplaza hacia adelante para formar un banco de petróleo, el cual también empuja al gas, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede quedar atrapado en dicho banco, ocupando espacio que de otra manera contendría petróleo residual; detrás del banco de petróleo viene el frente del banco de agua donde se encuentran el agua inyectada y el petróleo residual junto al gas atrapado.

Llenado: En esta etapa el gas es desplazado (exceptuando el gas atrapado) de la porción inundada del yacimiento, para tal efecto, el volumen acumulado del agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil del yacimiento. A lo largo de este proceso, parte del gas se disuelve nuevamente con el petróleo que va contactando, y el remanente se produce a través de los pozos productores.

Ruptura del agua: Si la saturación inicial de agua de la formación es menor a la necesaria para fluir, la producción de petróleo será libre de agua. Mientras que la ruptura del frente de agua en el pozo se puede detectar debido a una significativa producción de agua.

#### **Después de la ruptura**

Posterior a la ruptura del frente de agua: En esta etapa, la producción de agua aumenta, por lo cual se necesitará de la circulación de grandes cantidades de agua para poder obtener el recobro gradual del petróleo detrás del frente. El proceso se dará por finalizado cuando los costos de operación proporcionen una tasa interna de retorno menor que la mínima establecida. Finalmente, una vez en la etapa de agotamiento de la inyección de agua, la porción inundada del yacimiento únicamente contendrá agua inyectada y petróleo residual (Paris de Ferrer, 1984).

En base a lo descrito sobre el mecanismo se puede observar que, uno de los principales factores para lograr una eficiente recuperación de petróleo es el desplazamiento o barrido, los cuales son: eficiencia de barrido areal (EA), eficiencia de barrido vertical (E<sub>v</sub>), y eficiencia de barrido volumétrico (EV).

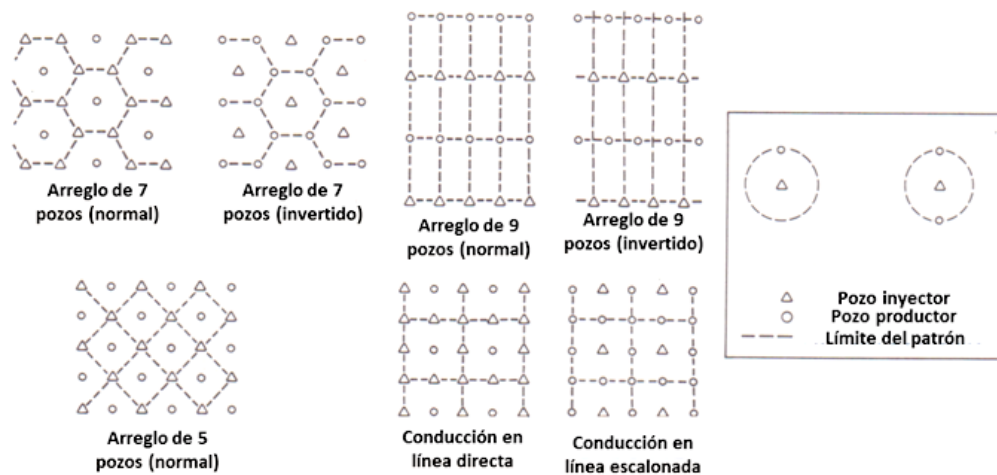
#### **1.4.2 Configuración y arreglos de pozos**

Como se puede observar un aspecto importante en la inyección de agua para la producción de petróleo, es el arreglo y espaciamiento de los pozos. Por lo tanto, para este tipo de proyectos es importante un análisis al esquema de inyección, en la cual, la selección de pozos es basada según en los patrones de arreglos, pero considerando las condiciones del campo en específico este puede ser modificado, (Rose, Buckwalter, and Woodhall, 1989). A pesar de que muchos campos ya depletados han sido desarrollados utilizando un espaciamiento irregular de pozos, gracias al entendimiento de la mecánica de reservorio se han obtenido resultados útiles para crear modelos de perforación y espaciamiento uniforme de pozos.

Si bien se conoce que la recuperación del crudo por la inyección de agua es más efectiva en muchos yacimientos homogéneos y continuos, cuando

se mantiene la presión por inyección en la periferia. Sin embargo, cuando esta falla por falta de continuidad entre la periferia y el centro del yacimiento, se recomienda aplicar el proceso de inyección y producción de los fluidos en patrones o arreglos de pozos (Paris de Ferrer, 1984).

Por lo general, se recomienda usar arreglos de 5, 7 o 9 pozos (ejemplo, en Figura 1.2) en yacimientos con poco buzamiento o cierto grado de heterogeneidad en proyectos pilotos de inyección de agua, pues han presentado mejores resultados que los arreglos en línea. Pero, cuando se desea tener menor número de pozos inyectoros y mayor eficiencia de barrido areal, es preferible elegir arreglos de 7 pozos en lugar de arreglos de 5 pozos. También es favorable usar arreglos en línea en yacimientos inclinados, pues ayudan a obtener un buen control del frente de barrido.

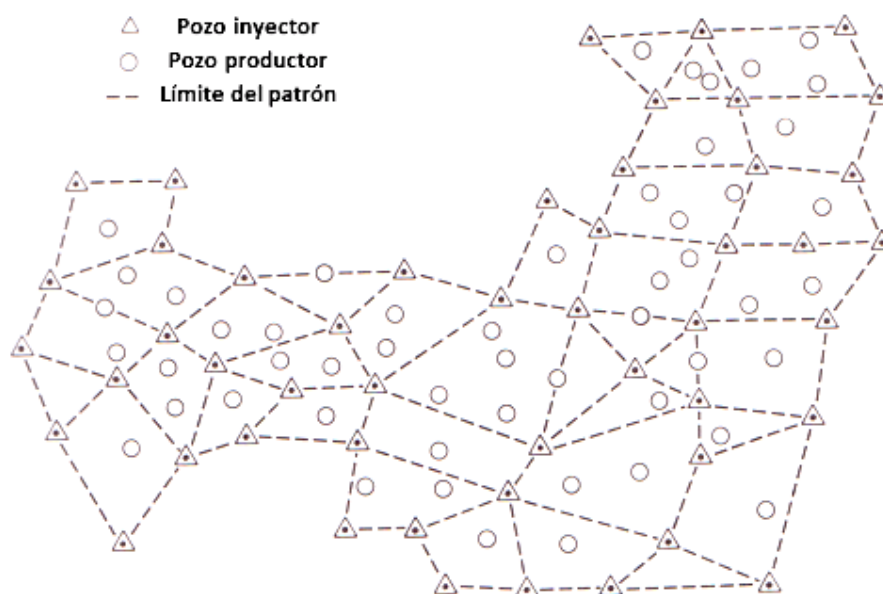


**Figura 1.2 Patrones comunes en inyección de agua [Rose, E. Buckwalter, J. and Woodhall, R. 1989]**

De acuerdo con las movilidades de los fluidos: desplazante y desplazado; resulta favorable la siguiente configuración:

- En caso de que la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo, usar un arreglo de 7 pozos invertido.
- Si la movilidad del fluido desplazante es menor que la del petróleo, utilizar un arreglo de 7 pozos normal.
- Si la movilidad del fluido desplazante es igual a la del petróleo, usar un arreglo de 5 pozos.

En la práctica, la selección final del tipo de arreglo a aplicarse dependerá de la distribución geométrica de los pozos ya existentes lo que podría dar a un arreglo irregular de pozos (ejemplo, Figura 1.3) y de los análisis económicos de los planes de explotación.



**Figura 1.3 Patrones irregulares en inyección de agua [Rose, E. Buckwalter, J. and Woodhall, R. 1989]**

Sin embargo, se debe tener en cuenta que el número óptimo de pozos para desarrollar un yacimiento es proporcional a la cantidad de petróleo in situ y a la productividad por pozo individual, por esta razón yacimientos de mayor espesor deben desarrollarse con un espaciamiento menor que los yacimientos delgados. Mientras más desfavorable sea la razón de movilidad ( $M > 1$ ), más corto deberá ser el espaciamiento para poder aumentar la eficiencia del barrido (Paris de Ferrer, 1984).

### **1.4.3 Evaluación de proyectos de inyección de agua**

Una vez puesto en marcha el proceso de inyección, este debe ser evaluado ya que en base al monitoreo y seguimiento se puede determinar factores claves para comprender el rendimiento del yacimiento e identificar oportunidades que mejorarán la recuperación final de petróleo. Por ejemplo, un estudio realizado por ingenieros de Chevron en el año 2007 indicó que la aplicación de estas prácticas ha llevado a contrarrestar las

tasas de disminución nominal, pues esta base mejoró de 33% a 18% por año sin ninguna perforación de relleno en el área piloto del campo El Trapial.

Con respecto al seguimiento de la inyección de agua, se requieren de diversas técnicas que permitan evaluar tanto el estado de los pozos productores como inyectores y el yacimiento. Estas técnicas aplicadas a pozos de este tipo de proyectos efectuados cronológicamente según los planes establecidos y la información disponible, permiten realizar una evaluación para determinar el avance, eficiencia del proceso de recuperación secundaria. Además, se vuelven de suma importancia al momento de la toma de decisiones para mejorar o corregir el proceso de inyección.

Dentro de las técnicas implementadas en este proyecto encontramos el método gráfico de Hall, el cual permite evaluar el comportamiento de los pozos inyectores mediante un análisis gráfico donde se hace uso de datos de presiones acumuladas y fluido inyectado, por lo cual se requiere del registro histórico de aquellos.

Además, para el seguimiento a nivel de yacimiento se considerará la técnica denominada relación VRR por sus siglas en inglés (voidage replacement ratio) también conocida como eficiencia volumétrica de reemplazo, misma que permite diagnosticar el comportamiento de la presión en el yacimiento mediante una relación entre los fluidos inyectados y los fluidos producidos.

#### **1.4.4 Revisión de casos de estudio**

La inyección de agua es uno de los métodos de recobro secundario más utilizados alrededor del mundo, generalmente contribuyendo eficientemente a la producción de petróleo liviano – mediano, sin embargo, debido a la disminución de estas reservas, también es utilizado en la recuperación de petróleo pesado, la cual, basada en experiencias en campos del oeste de Canadá podrían mejorarse maximizando la inyección de agua y minimizando el espacio entre pozos, como lo manifiesta (Alvarez

& Sawatzky, 2013) en su artículo denominado “Waterflooding: Same Old, Same Old?” presentado en SPE Heavy Oil Conference.

Los objetivos claves de este método de recuperación secundaria es mantener o elevar la presión del yacimiento y el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores, estos factores claves se pueden evidenciar en el trabajo denominado “Evaluación de Resultados del Proyecto de Inyección de Agua Implementada en los Campos Hormiguero-Nantu en el Yacimiento “M1” y “U Inferior”. Diciembre 2013” en el cual (Telenchana, 2014) observó que la presión inicial de la arena M1 (3014 Psi) que declinó hasta valores de 1000 Psi, incrementó a valores de 2900 Psi, gracias a la inyección de agua, mismo efecto ocurrió en la arena U inferior la cual presentaba una presión inicial de 3950 Psi y disminuyó a 2700 Psi, y por efecto de la inyección de agua aumentó a 3000 Psi; con este proyecto se logró recobros de petróleo de 30,73% y 30,22%, para las arenas respectivas.

Resultados favorables también fueron obtenidos en el “Proyecto de Inyección de Agua de Formación para Incrementar el Factor de Recuperación en un Campo X de la Amazonía Ecuatoriana” desarrollado por (Córdova, 2016), donde manifiesta que, mediante la implementación de un arreglo periférico de 5 pozos invertidos, en el cual el pozo inyector se encuentra en un área de buenas condiciones petrofísicas, se espera obtener un factor de recobro final de petróleo del 19,44% en la arena U inferior, y 21,38% en la arena T inferior, hasta el momento de la rentabilidad de la inyección de agua (limitada por la producción con 95% de corte de agua).

No obstante no siempre los planes suelen desarrollarse de manera perfecta, tal como se reporta en el “Análisis Técnico – Económico del Plan Piloto de Recuperación Secundaria en Campos Maduros a través de Inyección de Agua” desarrollado por (Miranda, 2016) en el cual, manifiesta que en el inicio de la inyección se consideraba 3 pozos inyectores, para un arreglo de 5 pozos invertidos, siendo así configurado un arreglo de 3 compartimientos contiguos; el cual, motivado por los problemas de



taponamiento en un pozo productor se decide convertirlo en pozo inyector y a su vez modificar el arreglo de los pozos, dando así dos modelos de inyección: el primero, con cinco pozos invertidos; y el segundo, un arreglo irregular con 3 pozos inyectoros.

Este plan, con base en el modelamiento matemático genera un aumento del 4% del factor de recobro con respecto al recobro primario, el cual mediante un análisis económico considerando precios del barril de petróleo igual a 39,97 USD y 45 USD presentan TIR del 17,28% y 29,17% respectivamente. Además, teniendo en cuenta la tendencia a disminuir del precio del petróleo en los años recientes, concluyen que con un valor de 35 USD por barril el proyecto no sería rentable.

Otra observación importante se da considerando los resultados de monitoreo y seguimiento de este plan, en la cual se observó problemas de taponamiento por espesor de inyección y sólidos disueltos a un pozo inyector, por lo cual recomiendan realizar un fracturamiento hidráulico a fin de reactivar el desempeño de este pozo debido a que por su ubicación puede afectar en un barrido eficiente.

La inyección de agua puede tener un mejor desempeño en yacimiento de petróleos pesados como se puede corroborar en el “Estudio de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Agua Caliente en un Yacimiento de Crudos Pesados de un Campo del Oriente Ecuatoriano”, desarrollado por (Maiquiza, 2008), en el cual indica que si bien los procesos de inyección de agua fría o caliente tienen elementos en común, el método de recuperación mediante agua caliente permite mejorar la movilidad del petróleo debido a la reducción de su viscosidad a causa del aumento de temperatura dando como efecto una mejor eficiencia en el desplazamiento. Además, realizando una comparación de los dos modelos, determinó que la eficiencia de recuperación hasta la ruptura del frente de agua, mediante la inyección de agua caliente es aproximadamente el doble comparada con el del método convencional, dando como resultados una recuperación de 296697 y 153831 barriles de petróleo, respectivamente.

En base a la revisión bibliográfica descrita, se puede observar la eficiencia de la inyección de agua como método de recuperación secundaria, tanto en petróleos liviano, medianos y pesados, el cual dependerá de una correcta determinación de parámetros operacionales, de la selección de pozos tanto productor como inyectores, y análisis de las características roca - fluido. Cabe mencionar que si bien el método puede brindar buenos resultados en base a la producción este proyecto sería descartable al no dar créditos debido a la actual tendencia de la caída del petróleo.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

El presente trabajo está basado en una metodología descriptiva teórica-práctica. Es descriptivo debido a la descripción de los métodos y técnicas aplicados en el proyecto, tales como: métodos de inyección, métodos de monitoreo y evaluación del proceso de inyección y de los fluidos inyectados; teórico porque para su desarrollo se utilizaron estudios y trabajos previos, y finalmente, es práctico pues el análisis y los resultados de este proyecto podrán servir para realizar un mejor control en futuros planes de recuperación secundaria mediante la inyección de agua.

Cabe recalcar que, debido a las restricciones que se dieron por la pandemia de COVID-19 durante el año 2020, actividades como visitas de campo quedaron totalmente prohibidas por parte de las empresas, lo que dificulta la obtención de información y uso de recursos sofisticados como es el caso de softwares de simulación.

Las técnicas implementadas en este trabajo fueron seleccionadas debido su sencilla pero efectiva implementación. A pesar de que aún se necesita mucha data específica del campo, estas técnicas pueden aplicarse sin la necesidad de recursos tecnológicos elevados.

### 2.1 Técnicas de Monitoreo y seguimiento para el proyecto de inyección de agua

#### 2.1.1 Evaluación de pozos inyectoros

##### Gráfico de Hall

Para la aplicación del método de Hall se requiere de los siguientes datos:

- Presión de inyección mensual promedio en el fondo del pozo, ( $p_{wi}$ , psi).
- Presión promedio del yacimiento, ( $\bar{p}$ , psi).
- Volúmenes de inyección mensual, ( $i_w$ , BWPM).
- Días de inyección en el mes.

Este método considera las siguientes asunciones:

- Se ha producido un llenado de gas (el GOR ha colapsado).
- La relación de movilidad es 1.

- La inyección en estado estacionario está presente de tal manera que la tasa de inyección se puede expresar como:

$$i_w = \frac{0.00707kh(P_{wi} - \bar{P})}{\mu \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (2.1)$$

En este punto, asumimos que  $k$ ,  $h$ ,  $\mu$ ,  $r_e$ ,  $r_w$  y  $S$  son constantes. Por lo tanto, eq se reduce a:

$$i_w = C(P_{wi} - \bar{P}) \quad (2.2)$$

Donde:

$$C = \frac{0.00707kh}{\mu \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (2.3)$$

Reorganizamos la ecuación 2.2:

$$(P_{wi} - \bar{P}) = \frac{i_w}{C} \quad (2.4)$$

Integrando a cada lado de la ecuación 2.4 respecto a un tiempo dado:

$$\int_0^t (P_{wi} - \bar{P}) dt = \frac{1}{C} \int_0^t i_w dt \quad (2.5)$$

La integral en el lado derecho es agua acumulada inyectada. Por lo tanto, la ecuación 2.5 en:

$$\int_0^t (P_{wi} - \bar{P}) dt = \frac{W_i}{C} \quad (2.6)$$

Donde  $W_i$  es el volumen acumulado de agua inyectada en el tiempo  $t$ , (bbls).

La ecuación 2.6 muestra que la gráfica de la integral versus  $W_i$  debe ser una línea recta con pendiente de  $\frac{1}{C}$ . Al considerar que tanto  $P_{wi}$  y  $\bar{P}$  son valores promedio del mes, la integral en el lado izquierdo de la ecuación 2.6, puede aproximarse a:

$$\int_0^t (P_{wi} - \bar{P}) dt \cong \sum \Delta P * \Delta t \quad (2.7)$$

Donde:

$\sum \Delta P * \Delta t$  : Diferencial de presión mensual por  $\Delta t$  acumulado, siendo  $\Delta t$  el número de días de inyección en el mes.

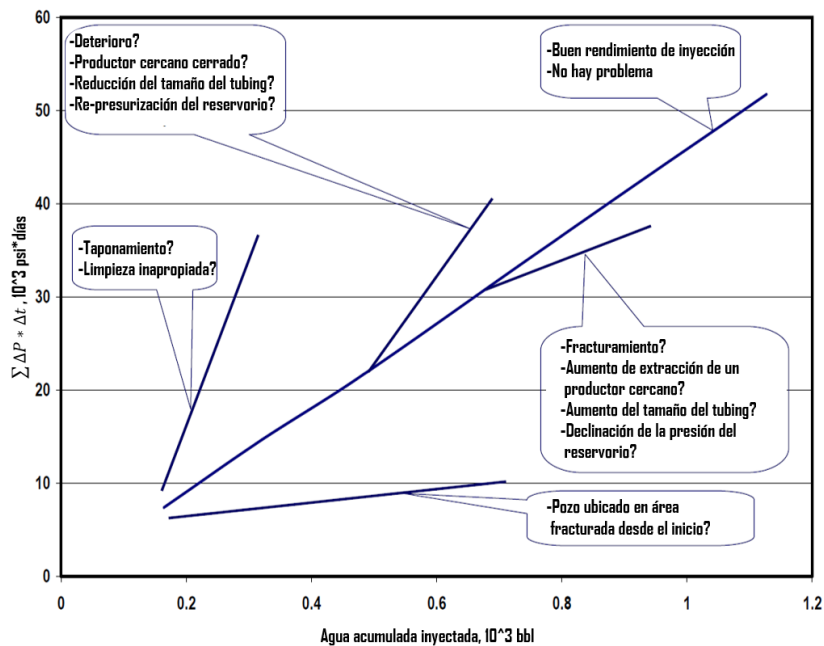
Una vez establecidas todas estas asunciones, los gráficos de Hall se generaron de los datos de diferencial de presión mensual por  $\Delta t$  acumulado vs el volumen acumulado de agua inyectada. Por lo que se previamente se

procede a construir tablas de datos en una hoja de cálculo, que tienen la siguiente estructura:

**Tabla 2.1 Estructura de la tabla para la generación del gráfico de hall**

Datos Grafico de Hall					
Mes	$\Delta P$ (psi)	$\Delta t$ (días)	$\sum \Delta P * \Delta t$ (psi*días x10 <sup>3</sup> )	$i_w$ (BWPM)	$W_i$ (BW)

Luego se determinaron los cambios de pendiente del gráfico los cuales son causados por variaciones en las condiciones de inyección. La grafica 2.3 a continuación presenta una representación idealizada del diagrama de Hall que muestra varias posibles interpretaciones que podrían resultar de cambios en la pendiente.



**Figura 2.1 Representación idealizada del diagrama de Hall [Amedu, J. y Nwokolo, C. 2013]**

Un incremento de pendiente puede darse debido a:

- Un pozo productor cercano en comunicación directa con el pozo inyector está cerrado o su tasa de producción se encuentra reducida por alguna razón, esto provoca que  $\Delta p$  se reduzca conduciendo a una disminución de la tasa de inyección.

- La reducción del tamaño del tubing en el pozo inyector, que conlleva al aumento de las pérdidas por fricción y al considerar una misma presión de inyección en superficie la tasa de inyección disminuiría con lo que la pendiente del gráfico de Hall tendería a inclinarse hacia el eje Y. Cabe indicar que una reducción similar en el tamaño del tubing en el pozo productor podría producir el mismo efecto que en el inyector.
- La represurización del yacimiento, provoca también que la pendiente del gráfico de Hall se incline hacia el eje Y, lo que indica un deterioro aparente del inyector, ya que cuando aumenta la presión del yacimiento,  $\Delta p$  se reduce.

Una reducción en la pendiente puede ser debido a:

- Aumento del caudal de un pozo productor evidentemente apoyado por el inyector, con lo que  $\Delta p$  aumentaría.
- Aumento de la tubería en el pozo de inyección como resultado las pérdidas de presión por fricción disminuyen. En consecuencia, para una misma presión de inyección en superficie, la tasa de inyección aumenta y la pendiente del gráfico Hall se inclina hacia el eje X. De manera similar, el aumento en el tamaño de la tubería de un pozo productor en comunicación con un inyector, provoca que  $\Delta p$  aumente y hace que la pendiente del gráfico de Hall se incline hacia el eje X.
- La estimulación induce un cambio en la pendiente similar a la fractura (inclinación hacia el eje X). Cuanto mayor sea la presión del yacimiento en el momento de la estimulación, más plana será la pendiente.
- Declinación de la presión del yacimiento, cuando esta disminuye con el tiempo,  $\Delta p$  se hace cada vez mayor al igual que la tasa de inyección (con un índice de inyectividad constante) y la pendiente del gráfico de Hall se inclina hacia el eje X, lo que indica una aparente fractura del inyector.

## 2.1.2 Evaluación del yacimiento

### Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (Relación VRR)

Aunque el cálculo de la VRR generalmente se evalúa mensualmente, para este estudio se decidió realizar un cálculo de VRR diario para realizar un mejor análisis del yacimiento.

La VRR del yacimiento, evaluado en condiciones de yacimiento, se calcula usando:

$$VRR = \frac{i_w * B_w}{(q_o * B_o) + (q_w * B_w) + q_o(GOR - R_s) B_g} \quad (2.8)$$

Dónde:

$i_w$ : Caudal de inyección de agua diario, (bbl/d).

$q_o$ : Caudal de producción de petróleo diario, (bbl/d).

$q_w$ : Caudal de agua diaria producida, (bbl/d).

GOR: Relación gas petróleo diaria producida, (scf/bbl).

$R_s$ : Relación de solubilidad, (scf/bbl).

$B_o$ : Factor volumétrico de petróleo, (by/bbl).

$B_w$ : Factor volumétrico del agua, (by/bbl).

$B_g$ : Factor volumétrico de gas, (by/scf).

En esta ocasión el término de gas no fue considerado, por lo cual la ecuación se redujo a:

$$VRR = \frac{i_w * B_w}{(q_o * B_o) + (q_w * B_w)} \quad (2.9)$$

Una vez que se calcularon todos los valores del VRR, se procedió a realizar gráficas de VRR vs tiempo.

Para el análisis se realizaron las siguientes consideraciones:

- Cuando la VRR instantánea calculada es igual a 1, la presión del yacimiento se mantiene.
- Si la relación es mayor a 1, después de tomar en cuenta las pérdidas de inyección, la presión del yacimiento desde el inicio de la inyección de agua aumentará.

- Debido a las fallas, fugas, la mala unión de la cubierta de cemento, las arenas discontinuas agotadas antes de la inyección de agua, un tapón de gas o un acuífero inactivo, es común perder parte del agua inyectada en áreas fuera del volumen de poro inundable.
- El volumen de agua perdida varía de un reservorio a otro, pero según estudios realizados por varios autores, se pierde del 10 al 50 por ciento del agua inyectada.

## 2.2 Estimación del aumento del factor de recobro de petróleo.

### 2.2.1 Curvas de declinación

Considerando el historial de producción reportado para el yacimiento U inferior entre el año 2010 y el año 2014 (hasta el mes de octubre, en el cual se implementa el primer pozo inyector denominado SSFD-003IUI), se realizó una predicción aplicando la teoría de curvas de declinación, aplicando la siguiente fórmula:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (2.10)$$

En la cual se tiene a  $D_i$  y  $D$ , mismas que son las tasas de declinación inicial y a cualquier período, expresados en días-1, meses-1, años-1. Mientras que  $q_i$  y  $q$  son las tasas de producción inicial y a cualquier período, expresados en BPPD, BPPM, BPPA; además del exponente de declinación  $n$ , el cual es adimensional, (Cuaical, 2017).

Para el presente trabajo se consideró la teoría de la curva de declinación exponencial, la cual es la más usada debido a su simplicidad, cabe recalcar que esta curva considera una declinación constante por lo cual el exponente  $n$  será 0, dando así una igualdad entre las declinaciones inicial y a diferentes períodos.

Las ecuaciones en las cuales se basa este método son presentadas a continuación.

$$q = q_i e^{-D_i t} \quad (2.11)$$

$$D_i t = \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad (2.12)$$



Mismas que pueden ser corroboradas en el artículo de (Gentry y McCray, 1978), donde t es referida a los períodos de producción sean estos días, meses, años.

La figura 2.4 presenta a continuación una gráfica de predicción de producción aplicando la declinación exponencial.



**Figura 2.2 Ejemplo de curva de historial de producción y declinación exponencial [Forero, Castro y Vivas, 2012]**

El procedimiento es el siguiente:

- 1) Graficar el historial de producción desde el año 2010 hasta el 2014.
- 2) Definir un período de producción que represente la actual declinación de la producción.
- 3) Determinar la ecuación 2.11, con valores acordes al período de producción definido.
- 4) Estimar los caudales de producción desde la fecha posterior a octubre del 2014.
- 5) Estimar los valores de petróleo acumulado, acorde a las tasas de predicción (declinación), hasta la fecha de agosto del 2020.

Una vez estimada la producción a la fecha de agosto del 2020 se procede a determinar el factor de recobro, que se hubiera alcanzado con la recuperación primaria, a través de la siguiente ecuación.

$$Fr = \frac{\text{Producción acumulada (SB)}}{\text{POES (SB)}} \quad (2.13)$$

Para la estimación del factor de recobro considerando la implementación del proyecto de inyección de agua se consideró el historial de producción desde la fecha del 1 de junio del 2010 hasta la fecha del 19 agosto del 2020. Donde la producción de petróleo ya incorpora el efecto debido al proyecto piloto y la extensión.

Finalmente, para determinar el aumento del factor de recobro se realizó la diferencia de los valores alcanzados en los dos escenarios.

$$\Delta Fr = Fr_{con\ la\ implementación\ de\ inyección} - Fr_{sin\ la\ implementación\ de\ inyección} \quad (2.14)$$

# CAPÍTULO 3

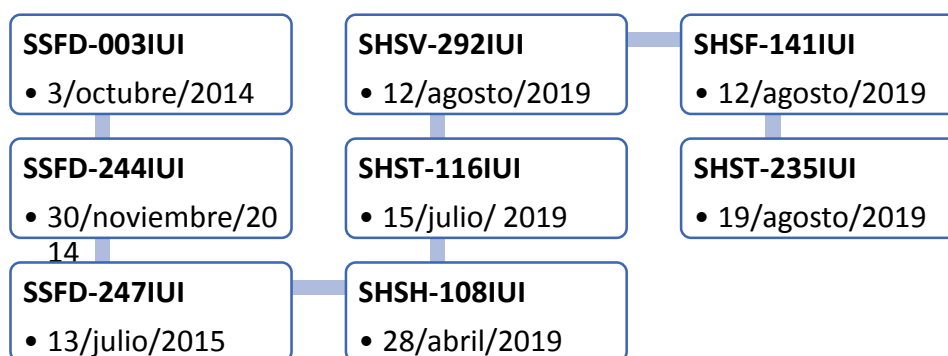
## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 3.1 Evaluación del proyecto de inyección de agua

Se realizó un análisis y evaluación del comportamiento que ha tenido el yacimiento U inferior con la implementación del piloto y la extensión del proyecto de inyección de agua. Los datos más representativos del análisis se detallan a continuación.

#### 3.1.1 Evaluación y seguimientos de pozos inyectoros

En los siguientes puntos se presentan las curvas de Hall generadas mediante la información del historial de presión y caudal de inyección de cada pozo inyector del proyecto. Dicha gráfica, posee una o varias pendientes las cuales permiten observar posibles casos a favor o en contra de la inyección, aumento de pendiente (pérdida de inyectividad) y disminución de pendiente (aumento de inyectividad).



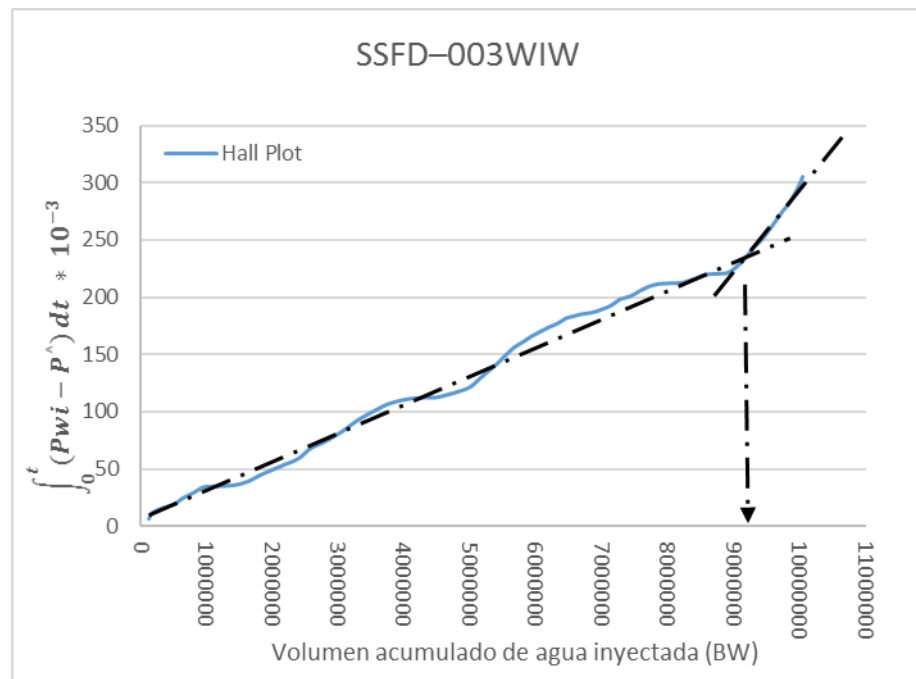
**Figura 3.1 Cronología de inicio de inyección**

Cabe recalcar que para el proyecto piloto también se consideró inicialmente el pozo SSFD-246IUI como pozo inyector, en noviembre de 2014, el cual actualmente se encuentra cerrado debido a problemas de taponamiento.

### 3.1.1.1 Gráfico de Hall de pozos inyectores del piloto

#### SSFD-003IUI

Este pozo fue quien inició el proyecto piloto de inyección de agua con 4273 BAPD @ 1600 psi, mismo que muestra la siguiente Hall plot.



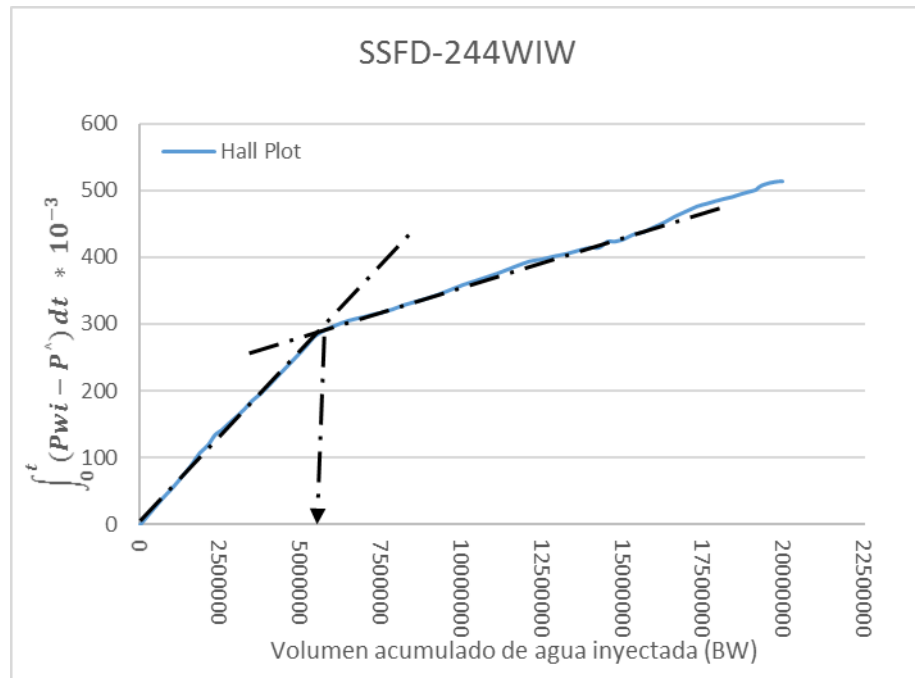
**Figura 3.2 Gráfico de hall pozo SSF-003**

Como se puede observar el pozo presenta un pendiente prácticamente constante hasta la fecha julio de 2019 (9002628 barriles acumulados de agua inyectada) en el cual se reduce el caudal de inyección y aumento del diferencial de presión dando así un aumento de la pendiente.

Considerando el registro de caudal y presión de inyección hasta el 19 de agosto de 2020 se tiene las siguientes condiciones de operación promedio 4706 BAPD y 1383 psi.

#### SSFD-244IUI

El presente pozo comenzó su operación como pozo inyector con un caudal de 8330 BAPD @ 1580 psi en noviembre del 2014.



**Figura 3.3 Gráfico de hall pozo SSF-244**

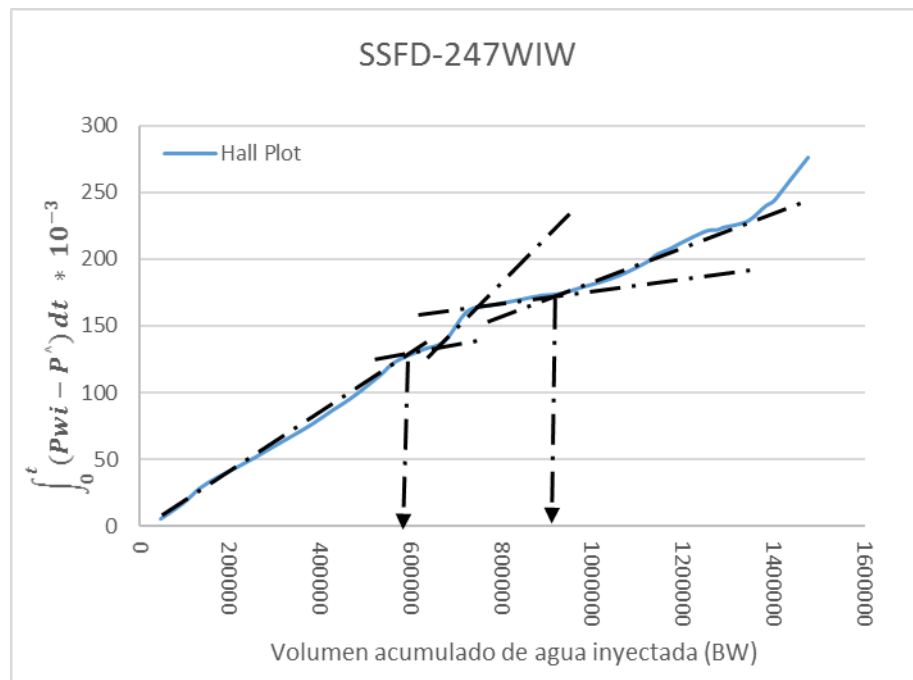
La Figura 3.3, muestra el Hall Plot del pozo en el cual se puede observar una pendiente constante y un poco elevada hasta los 5000000 barriles acumulados de agua inyectada (septiembre del 2016).

A partir de octubre del mismo año la pendiente disminuye señalando una mejora en la inyectividad pasando de inyectar 8000 BAPD a 15000 BAPD a causa del cambio del FRV y la conversión del pozo SHSH-246 en un pozo reinector (reducción de contrapresión en el sistema de PIA). Notamos que si bien la pendiente aumenta ligeramente al final de la gráfica esta presenta un comportamiento normal de inyección.

El pozo a la fecha de 19 de agosto del 2020 presenta un caudal promedio de 9997 BAPD (19943979 barriles acumulados de agua inyectada) y 1622 psi.

**SSFD-247IUI**

Este pozo inicia su inyección con 2270 BAPD @ 84 psi, el cual considerando un mes de operación se refleja en 46037 BAPM y 1231 psi.



**Figura 3.4 Gráfico de hall pozo SSF-247**

Como se puede observar en la Figura 3.4, el Hall Plot muestra una curva con diferentes pendientes esto debido a problemas por inconsistencia y mala calibración del medidor de flujo. Razón por la cual se realiza una limpieza del medidor en las fechas de agosto de 2016 y marzo de 2017 (563239 y 881719 barriles acumulados de agua de inyección, respectivamente). En la Hall plot del presente pozo se puede evidenciar al final que la pendiente retoma valores altos lo cual es resultado de la disminución de inyectividad.

Cabe recalcar que este pozo se mantuvo como inyector hasta febrero del 2019, para pasar a ser convertido en un pozo productor de petróleo.

Como pozo inyector mantuvo un promedio de 1156 BAPD y 1707 psi en sus condiciones operacionales y finalizo con un acumulado de Inyección de 1.47 MMBIs.

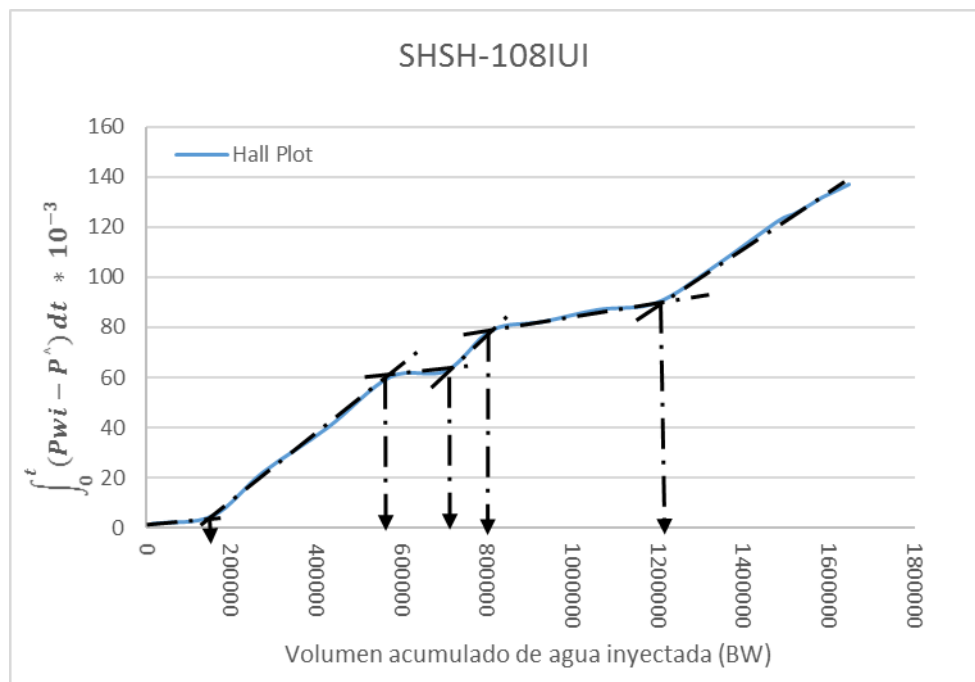
### **3.1.1.2 Gráfico de Hall de pozos inyectores de la extensión del proyecto**

Además de los pozos del proyecto piloto, también se realiza una evaluación a la extensión, misma que empieza con el pozo SHSH-108IUI.

### SHSH-108IUI

De acuerdo a registros del pozo, este empezó su inyección con un caudal igual a 300 BAPD @ 600 psi, el cual considerando los días restantes del mes representa 12500 BAPM.

El comportamiento del Hall plot desarrollada por el pozo es mostrada en la Figura 3.5.



**Figura 3.5 Gráfico de hall pozo SSF-108**

Como se puede observar, la curva al inicio presenta una pendiente baja, pero aproximadamente a partir de los 150000 barriles de agua inyectada esta incrementa su pendiente, esto debido al cierre de los pozos SHS-066 y SHS-086 dado entre el mes de mayo y junio de 2019, la cual se mantiene constante hasta aproximadamente el mes de agosto.

En septiembre debido a la disminución del caudal debido al WO del pozo SHSR-049, se puede apreciar una pendiente alta entre los 700000 y 800000 barriles de agua inyectada, misma que empieza a disminuir debido a la reactivación de los pozos antes mencionados a mediados de octubre.

Cabe recalcar que en septiembre del 2019 se realiza cambio de tramo de spoll de descarga de unidades de inyección. Además, en enero del

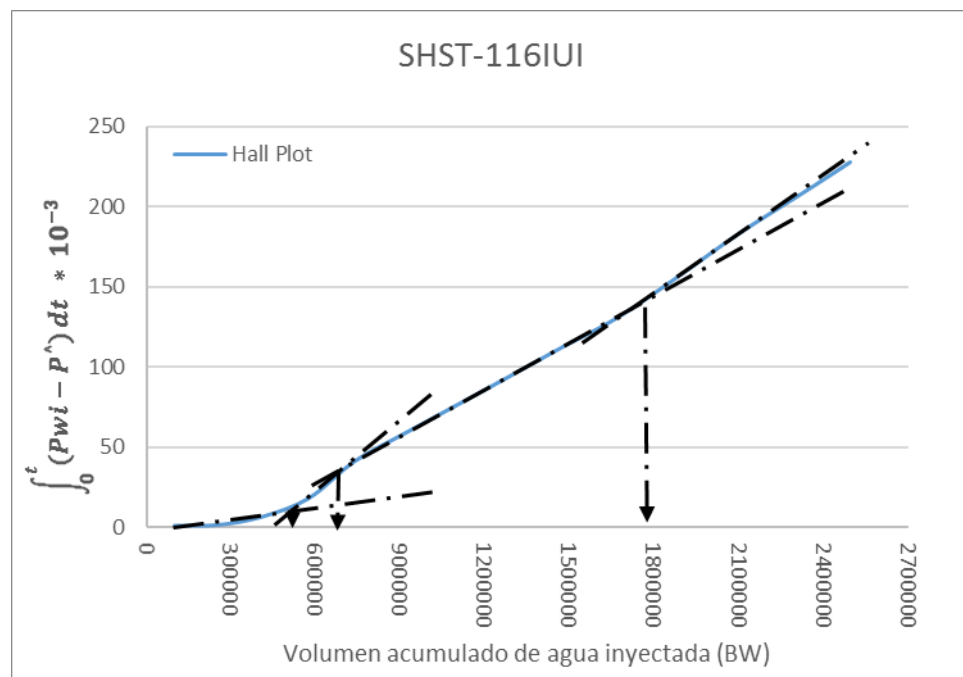
presente año se incrementa tanto la producción como la inyección por lo cual se puede apreciar un aumento de la pendiente a partir de los 1200000 barriles de agua inyectada.

Para este pozo se tiene una inyección promedio de 4340 BAPD @ 1168 psi.

### SHST-116IUI

El pozo inicia operaciones de recuperación secundaria con 6240 BAPD @ 1160 psi. La información tomada de registros de presión y caudal de inyección de este pozo es procesada para obtener el Hall plot mostrada en la Figura 3.6.

Como se puede observar la curva Hall plot del pozo SHST-116IUI, Ilustración 5, presenta un incremento en la pendiente a los 550000 barriles acumulados de agua inyectada, esto debido a la disminución del caudal con el objeto de manejar el colchón de agua en la Estación Norte.



**Figura 3.6 Gráfico de hall pozo SSF-116**

Entre octubre y noviembre del 2019 (576140 y 737773 barriles acumulados de agua inyectada, respectivamente) existe una regulación del caudal a 7200 BAPD además de la reducción de la presión de inyección, lo cual es reflejado en una disminución de la pendiente, misma



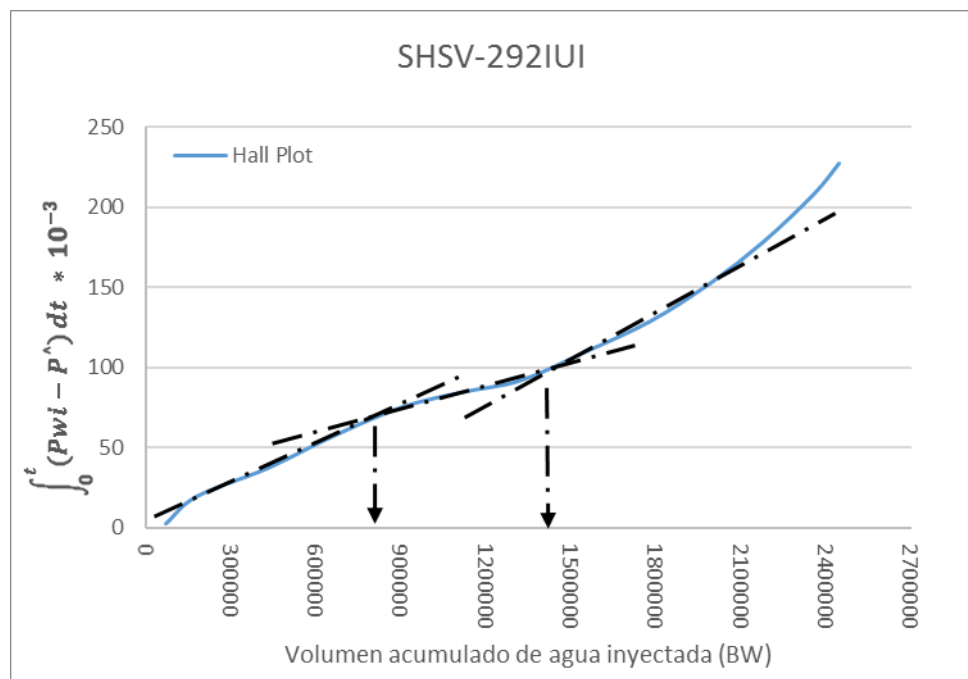
que se mantiene constante con un ligero aumento a los 1800000 barriles acumulados de agua inyectada.

Este pozo hasta el 19 de agosto de 2020 presenta un caudal promedio de 6274 BAPD y una presión de inyección de 455 psi.

### SHSV-292IUI

Las condiciones de operación al inicio del pozo se desarrollaron con un caudal de 6183 BAPD @ 1780 psi, y a la fecha 19 de agosto del 2020 con 4766 BAPD @ 2065 Psi.

Acorde a los valores de presión e inyección se obtiene el coeficiente Hall y el acumulado de agua inyectada con lo que se genera el siguiente Hall plot, Figura 3.7.



**Figura 3.7 Gráfico de hall pozo SSF-292**

Como se puede observar, al inicio de la inyección se presenta una pendiente pronunciada, pero por no tan prolongada, debido a que a inicios de la operación se procede a apagar el pozo productor SHSF-10B para repotenciar VSD.

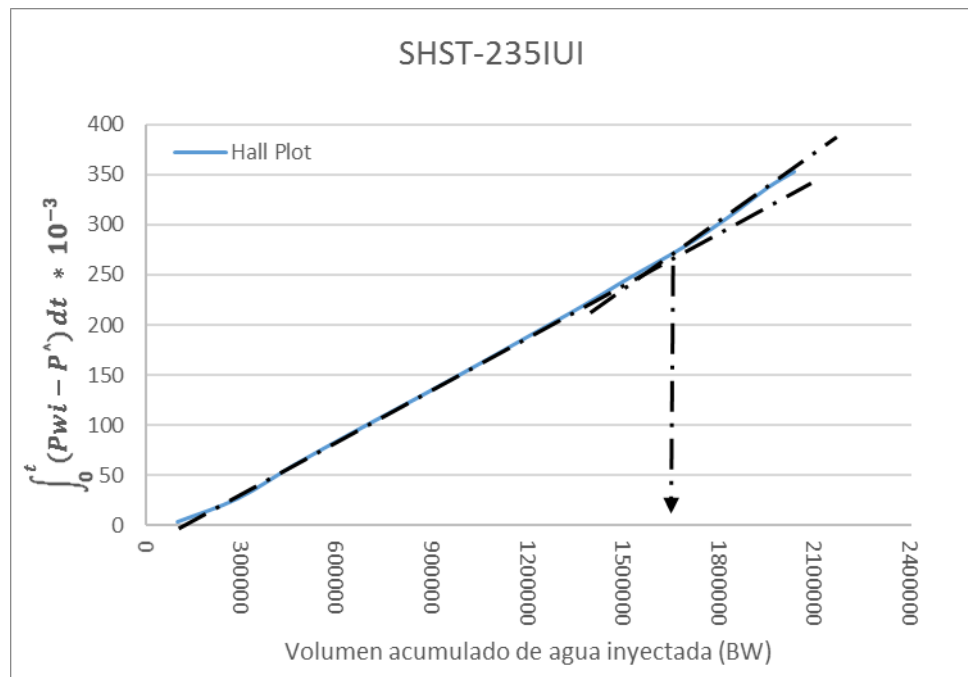
Sin embargo, en diciembre del 2019 se desarrolla una para limpieza de la línea de 4" con lo cual se mejora la inyectividad y se corrobora con una disminución de la pendiente a partir de los aproximados 850000 barriles

acumulados de agua inyectada, posterior a aquello se presenta un aumento de la pendiente al mes de marzo (1450000 barriles acumulados de agua inyectada) misma que sigue aumentando con lo cual se puede intuir a un eventual taponamiento.

Este pozo presenta un promedio de inyección de 6774 BAPD y 1659 psi de presión de inyección.

### SHST-235IUI

Este pozo inició la inyección con las siguientes condiciones de operación: 7800 BAPD @ 900 psi, dando así una presión de inyección promedio en el mes de 863,08 psi y 99865 BAPM. Además al principio de la inyección se reduce su caudal por manejo de colchón de agua en la Estación Norte.



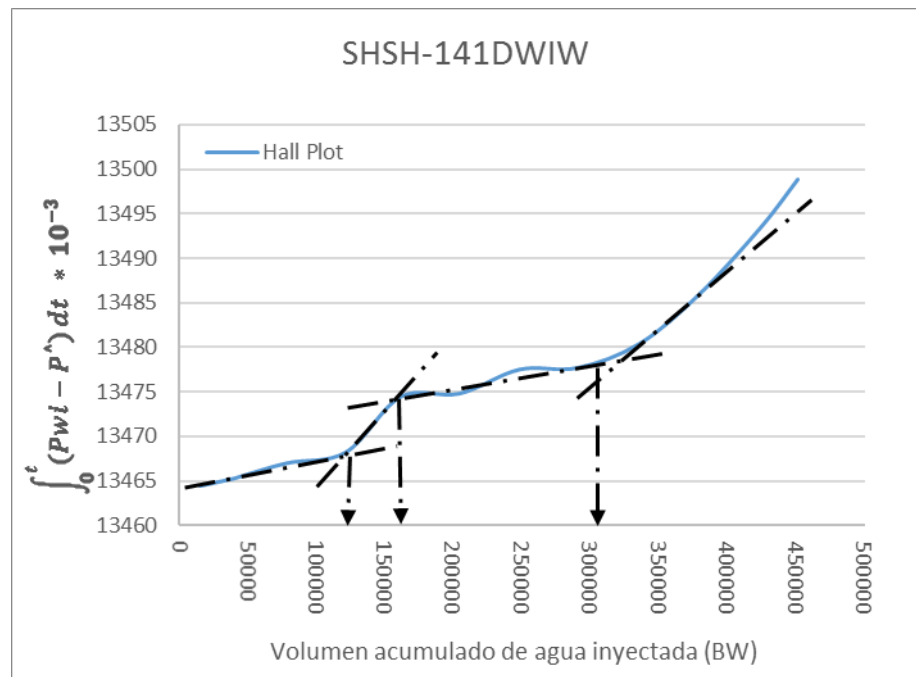
**Figura 3.8 Gráfico de hall pozo SSF-235**

De acuerdo a la figura 3.8, se puede definir a esta curva como una pendiente casi constante, tan solo desarrolla un leve aumento de la misma aproximadamente a los 1600000 de barriles acumulados de agua inyectada.

Este pozo a la fecha del 19 de agosto operó con 5100 BAPD @ 364 psi, dando así un promedio de 5553 BAPD y 137 psi durante la inyección.

### SHSF-141IUI

El inicio de inyección de este pozo se desarrolló con 1343 BAPD de inyección @ 1860 psi, que considerando el resto de días del mes registra una inyección de 15595,75 BAPD.



**Figura 3.9 Gráfico de hall pozo SSF-141**

Entre septiembre y octubre se presenta una inyección de 0 BAPD debido a que se realiza trabajo de pesca para recuperar standing valve.

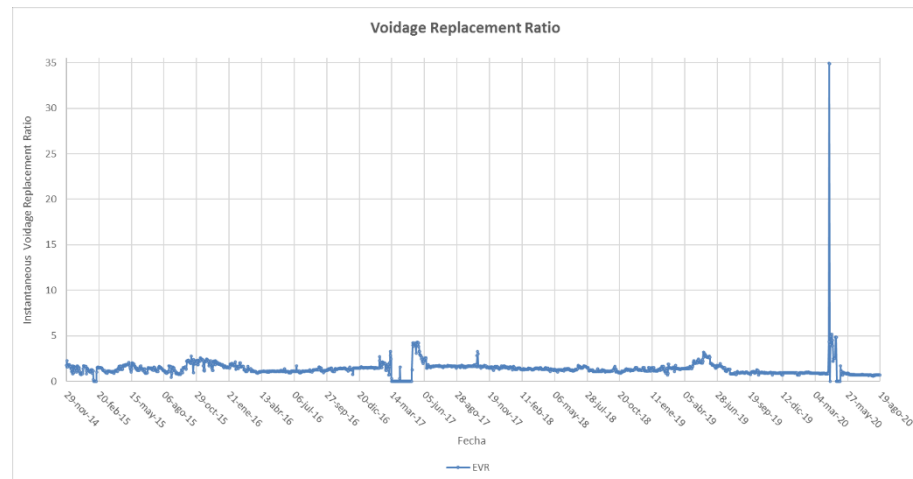
El comportamiento de la curva en la Figura 3.9 presenta una pendiente baja y constante hasta diciembre del 2019 (120000 barriles acumulados de agua inyectada), fecha en la que se desarrolla una limpieza de la línea de 4" y además se disminuye la presión de inyección (variación en el diferencial de presión) reflejando así un aumento de pendiente hasta enero del 2020 (160000 barriles acumulados de agua inyectada).

En esta fecha se aumenta la inyección y es reflejada en una disminución de la pendiente que posteriormente vuelve a elevarse sustancialmente, con lo cual podría estar a expensa de un taponamiento del pozo.

Este pozo presenta una caudal promedio de 1413 BAPD y 1846 psi en su presión de inyección hasta la fecha de 19 de agosto del 2020.

### 3.1.2 Comportamiento de la presión en el yacimiento

#### 3.1.2.1 Evaluación a nivel yacimiento (VRR)



**Figura 3.10 Gráfico VRR del área del yacimiento U inferior influenciado por la inyección de agua**

Como se logra observar en la figura 3.10, la curva del VRR instantáneo muestra picos con valores mayores a 1 en la mayoría del tiempo, denotando así un aumento de la presión del yacimiento. Sin embargo, esto también nos indica que parte del agua se está direccionando a otros lugares o pueden existir pérdidas de agua por zonas de robo, fracturas en el yacimiento o existe mala calidad en la unión del cemento.

Los valores VRR menores a 1 que se determinaron, en los cuales la producción de fluido fue mayor que lo inyectado; se deben a que en muchos casos se regula la tasa de inyección debido a controles del colchón de agua que se realizan en la estación Norte. No obstante se determinó un periodo corto de VRR igual a 35, esto debido a que entre los meses de abril y mayo del presente año se apagaron los pozos productores por motivos de problemas con el sistema de oleoductos del Ecuador (SOTE y OCP). Este valor extremadamente alto, tiene su origen considerando la fórmula del VRR instantáneo, donde se presenta valores en el numerador igual al caudal de inyección y en el denominador igual a 0 (ausencia de producción), dando así una indeterminación.

Considerando todos los valores de VRR se obtiene un promedio de 1,39 con lo cual se determinó que existe una re-presurización del yacimiento,

especialmente en la zona cercana al piloto cuya presión al inicio de la inyección fue de 1400 psi, mientras que actualmente está presenta valores cercanos a 2500 psi.

### 3.1.3 Comportamiento de la producción en el yacimiento U inferior

Desde el año 2014, año en el que se implementó el proyecto piloto de inyección de agua en el campo Shushufindi, se ha presenciado un aumento de la producción en los pozos productores aledaños al sector donde se ubican los pozos inyectores. Con la llegada de la expansión del proyecto e incorporación de 5 pozos inyectores en el año 2019, la producción de la zona centro sur del yacimiento U inferior, también mostró una elevación en sus tasas de producción.

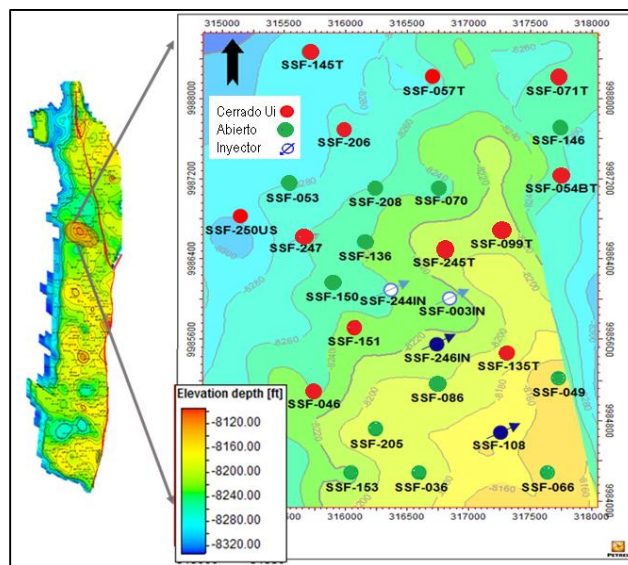
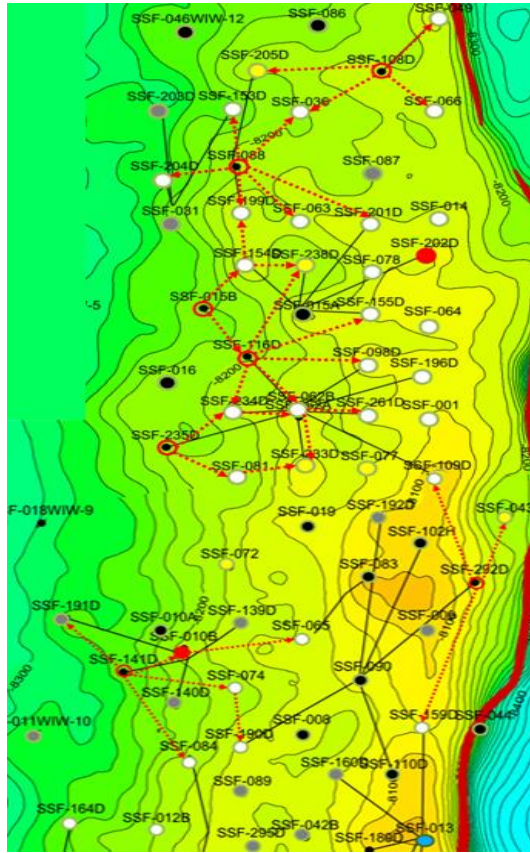


Figura 3.11 Proyecto piloto de inyección de agua [Petroamazonas EP, 2019]



**Figura 3.12 Expansión del proyecto de inyección de agua [Petroamazonas EP, 2019]**

A continuación se van detallar los datos más relevantes de la situación de los pozos en respuesta al proyecto de inyección, luego de aproximadamente 5 meses de implementarse la extensión.

**Tabla 3.2 Estado de los pozos del área de la expansión del proyecto de inyección de agua**

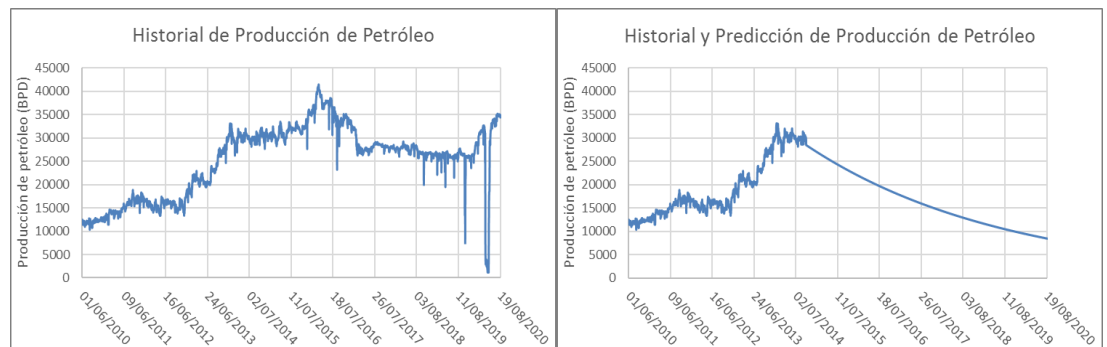
Pozo prod UI	Estado	Comentario	BPPD	BAPD	Fecha
SHS-036	cerrado	En espera de WO			EWO
SHSR-049	Abierto	Leve incremento + 6 bppd	173.7	1756.3	12/18/2019
SHS-066	Abierto	Sin respuesta	130.2	489.8	12/17/2019
SHS-086	Abierto	Sin respuesta	133.2	14.8	12/21/2019

SHSW-205	Abierto	Incremento + 130 bppd	401.93	1345.58	1/1/2020
SHS-087	Abierto	Sin respuesta	1649	1649	12/19/2019
SHSE-084	Abierto	Incremento + 112 bppd	207.4	97.6	12/20/2019
SHSV-190	Abierto	Sin respuesta	356.2	2383	12/21/2019
SHST-109	Abierto	Sin respuesta	910.65	490.35	12/18/2019
SHST-098	Abierto	Sin respuesta	647.4	132.6	12/24/2019
SHST-062B	Abierto	Leve incremento + 18 bppd	396.9	548.1	12/18/2019
SHST-261	Abierto	Incremento + 453 bppd	950.8	747.12	12/15/2019
SHST-196	Abierto	Incremento + 174 bppd	1156,24	30	1/2/2020
SHST-234	Abierto	Incremento + 95 bppd	352	235	12/15/2019
SHS-081	Abierto	Sin respuesta	346.5	703	12/26/2019
SHST-233	Abierto	Incremento + 210 bppd	452.4	127.6	12/15/2019

La tabla 3.2 fue construida a partir del análisis de las pruebas de producción que se registran diariamente en el campo. En esta tabla se aprecia que 8 pozos productores fueron influenciados por la expansión del proyecto de inyección de agua, estos pozos son SSFD: 49, 205, 84, 62B, 261, 196, 234 y 233, siendo los pozos SFFD 205, 84, 261, 196 y 233 los que mejor respuesta han obtenido. Estos pozos se encuentran en las cercanías de los pozos inyectoros, razón por la cual presentaron mayor respuesta en producción. Sin embargo, se encuentra el caso del pozo SSFD 196 que no había sido considerado dentro del rango principal de influencia de los pozos inyectoros pero ha demostrado un aumento en la producción desde el inicio de la inyección del pozo SHST-116.

### 3.1.4 Análisis de declinación y factor de recobro

Partiendo del método de curvas de declinación se determinó el aumento del factor de recobro, mediante una comparación del valor que se alcanzaría en el caso de no haber realizado la implementación del proyecto de inyección de agua (piloto más extensión).



**Figura 3.13 Historial de producción con la implementación de la inyección de agua y predicción de declinación sin la implementación de la misma.**

Como se logra observar en la parte izquierda de la figura 3.13, la producción de U inferior fue incrementando desde el año 2010 debido al aumento de pozos productores. Sin embargo, a inicios del 2014 comienza a declinar por lo que se implementa la inyección de agua a partir de octubre del 2014 con los pozos pilotos, eventualmente en el 2016, la producción comienza a declinar nuevamente dando paso a la ejecución de la extensión de la recuperación secundaria iniciada en abril del 2019.

En la curva de la parte derecha de la figura 3.13 corresponde a la predicción de la declinación de producción de petróleo sin considerar la implementación de inyección de agua, en cuyo caso se obtendría un caudal 8544 BPD a la fecha del 19 agosto del 2020.

Considerando dichos perfiles de producción y el POES del yacimiento en estudio (370 MMBbl), mismo que es determinado y reportado en los informes de PAM, se obtuvieron los siguientes resultados para los 2 escenarios planteados.

Considerando la implementación de la inyección de agua, se obtiene los siguientes valores:



$Np_{con\ la\ implementación\ de\ inyección\ @\ 19/08/2020}$

$= 94357257,4\ Barriles\ de\ petróleo.$

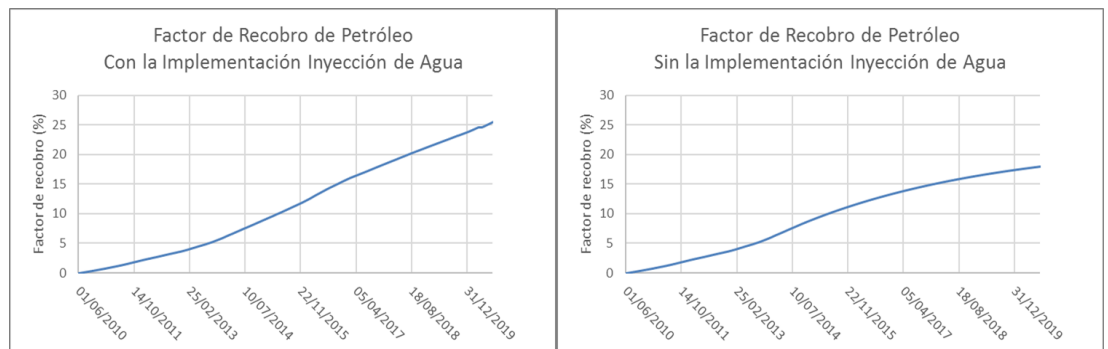
$$Fr_{con\ la\ implementación\ de\ inyección} = \left( \frac{94,36\ MMBbl}{370\ MMBbl} \right) * 100\% = 25,50\%$$

Mientras que sin la implementación del proyecto, se obtuvo:

$Np_{sin\ la\ implementación\ de\ inyección\ @\ 19/08/2020}$

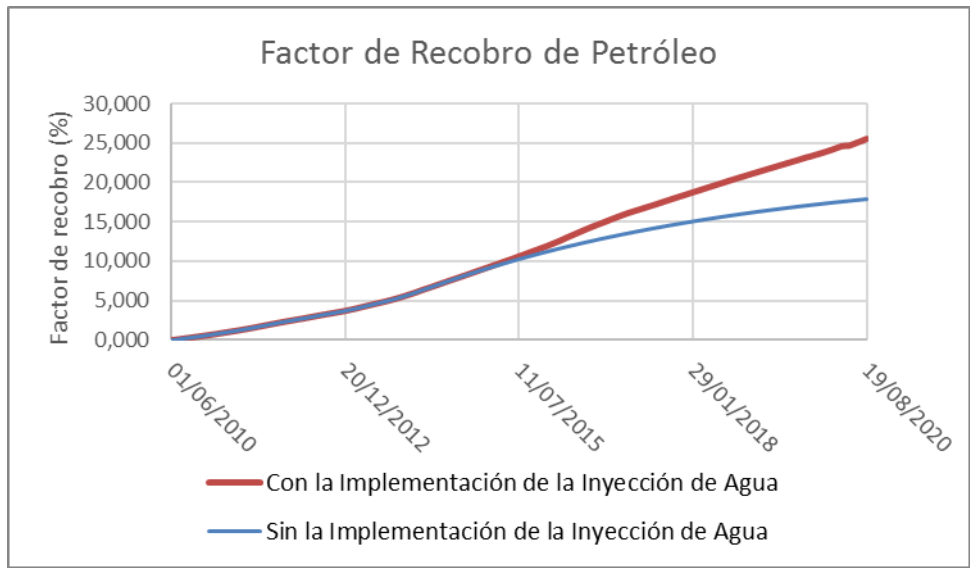
$= 66240208,8\ Barriles\ de\ petróleo.$

$$Fr_{sin\ la\ implementación\ de\ inyección} = \left( \frac{66,24\ MMBbl}{370\ MMBbl} \right) * 100\% = 17,90\%$$



**Figura 3.14 Factor de recobro con y sin la implementación de la inyección de agua.**

Comparando las curvas de factor de recobro para cada caso de la figura 3.14, se determinó un factor de recuperación incremental de petróleo igual a 7,6 %, dado entre el 2014 y 2020. Esto se evidencia a continuación en la figura 3.15.



**Figura 3.15 Comparación de las curvas de factor de recobro de petróleo con y sin la implementación de la inyección de agua.**

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

1. Los pozos inyectoros han presentado una disminución de caudal y/o presión de inyección debido a eventualidades como apagado de pozos productores por WO, manejo de colchón de agua en las estaciones y demás inconvenientes menores, lo cual ha permitido que estos hayan desarrollado comportamientos normales, y no se llegue al cierre o su inactividad total.
2. Actualmente los pozos SSFD-003 WIW, SHSV292IUI y SHSH-141DWIW presentan una disminución considerable en su inyectividad. A los dos últimos pozos mencionados se les ha realizado una limpieza de líneas en el pasado, lo que puede indicar que han presentado problemas de taponamiento y esté ocurriendo nuevamente.
3. El VRR promedio igual a 1,39 describe que existió mayor cantidad de agua inyectada que fluido producido. Esto indica pérdida o fuga del agua inyectada en zonas de “robo”, muy probablemente a causa del acuífero lateral que se tiene como principal mecanismo de producción en U inferior, el cual eventualmente gracias a su restablecimiento ayuda a mejorar la presión de yacimiento, de 1400 psi (inicio de la implementación de recuperación secundaria) a aproximadamente 2500 psi en zonas cercanas al piloto.
4. La expansión del proyecto de inyección de agua permitió el aumento de producción de petróleo a pocos meses de su implementación, no solo en pozos de primera y segunda línea de influencia, sino también en pozos aledaños como es el caso del pozo SSF-196 con un incremento de 174 bppd a inicios del año 2020.
5. A través del análisis de curvas de declinación y factor de recobro, se ha determinado que con la inyección de agua se obtiene un recobro incremental del 7% en comparación con el caso de recuperación primaria.

6. Aunque los gráficos de Hall y VRR son técnicas relativamente fáciles de usar, son herramientas muy efectivas para controlar y monitorear un proyecto de inyección de agua, que nos permiten evaluar el éxito de la inyección, detectar problemas y proponer soluciones mediante ingeniería de las áreas.

## **4.2 Recomendaciones**

1. Prevalerse de los eventos de workover/wellservices de los pozos inyectoros y productores aledaños, para identificar las causas del aumento o disminución de inyectividad que se refleja en las gráficas de Hall.
2. Generar reportes de presión de yacimiento de manera frecuente y junto con los gráficos VRR, detectar anomalías en el comportamiento de la presión en el área influenciada por la inyección.
3. Validar la información de los pozos y el campo, para la correcta determinación de resultados de la recuperación secundaria que permita realizar la evaluación y monitoreo del proceso de manera veraz.
4. Utilizar de manera adicional los resultados de las simulaciones realizadas por la empresa (si se encuentran disponibles) para evaluar de mejor manera el escenario actual del proyecto y comprobar si los valores esperados han sido alcanzados.

# BIBLIOGRAFÍA

Craig, F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Dallas, Estados Unidos de América: Millet.

Rose, E. Buckwalter, J. and Woodhall, R. (1989). *The Design Engineering Aspects of Waterflooding*. Richardson, Estados Unidos de América: SPE.

Smith, J. T., & Cobb, W. M. (1997). *Waterflooding*. Dallas: Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.

París de Ferrer M., (2001) *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, Segunda Edición, Maracaibo: Venezuela.

Alvarez, J. and Sawatzky, R. (2013). *Waterflooding: Same Old, Same Old?*. SPE 165406.

Telenchana, J. (2014). *Evaluación de Resultados del Proyecto de Inyección de Agua Implementada en los Campos Hormiguero-Nantu en el Yacimiento “M1” y “U Inferior”*. Diciembre 2013. (Tesis de pregrado). Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.

Córdova, D. (2016). *Proyecto de Inyección de Agua de Formación para Incrementar el Factor de Recuperación en un Campo X de la Amazonía Ecuatoriana*. (Tesis de pregrado). Universidad Tecnológica del Ecuador. Quito, Ecuador.

Miranda, C. (2016). *Análisis Técnico – Económico del Plan Piloto de Recuperación Secundaria en Campos Maduros a través de Inyección de Agua*. (Tesis de pregrado). Universidad Tecnológica del Ecuador. Quito, Ecuador.

Maiquiza, K. (2008). *Estudio de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Agua Caliente en un Yacimiento de Crudos Pesados de un Campo del Oriente Ecuatoriano*. (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.

Cuaical, M. (2017). *Desarrollo del Software Visual Production Analysis (VPA) para Gerenciamiento de Datos de Producción de Petróleo*. (Tesis de pregrado). Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.

Gentry, R. y McCray, A. (1978). *The Effect of Reservoir and Fluid Properties on Production Decline Curves*. *Journal of Petroleum Technologies*. Vol (30). Septiembre. 1978.

Forero, A, Castro, R. y Vivas, Y. (2012). *Modelamiento Estadístico para la Predicción Analógica del Proceso de Inyección de Agua en Yacimientos de la Cuenca del Valle Superior de Magdalena*. Fundación Universidad de América.

Dalimunthe, Y., Hanifah, A. y Setiati, R. (2019). Application hall plot method for surveillance waterflood in oil reservoir. *Journal of Physics: Conference Series*, 1402(5), 1-7. doi: 10.1088/1742-6596/1402/5/055104

Zechner, M. (s.f.). *Methods of monitoring flow paths in the gaiselberg-field with a special focus on tracers*. Recuperado de <https://docplayer.me/175884411-Methods-of-monitoring-flow-paths-in-the-gaiselberg-field-with-a-special-focus-on-tracers.html>

Salgado, E. (2016). *Estudio del monitoreo del proyecto de inyección de agua en el campo Mauro Dávalos Cordero (MDC)* (tesis de pregrado). Escuela politécnica nacional, Quito, Ecuador.

# APÉNDICES

## APÉNDICE A