

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

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

**ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE  
RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN CAMPO SECOYA**

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

**Jean Carlos Prieto Oviedo  
Marco Israel Ramírez Carbo**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**2020**

## **DEDICATORIA**

A Dios porque sin el nada de esto sería posible, a mis padres Martha Lucrecia Oviedo Mantilla y Fausto Gustavo Prieto por su amor y sacrificio en todos estos años, que me han enseñado que con esfuerzo y dedicación todo es posible, gracias por ser los pilares fundamentales en mi vida, por alentarme a seguir siempre adelante, por los consejos, valores y principios que me han inculcado, espero poder recompensarlos y que siempre se sientan orgullosos de mí.

A mis hermanos Xavier y Karen por siempre estar presentes, por apoyarme, motivarme y guiarme en todo momento.

Gracias a todos los que han sido parte de este duro camino, que con consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona, mil gracias a todos por creer en mí.

**¡LO HICIMOS!**

Jean Carlos Prieto Oviedo

## **DEDICATORIA**

Lleno de regocijo y agradecimiento a cada uno de mis seres queridos, quienes han sido mis pilares fundamentales para seguir adelante. Es para mí una gran satisfacción poder dedicarles a ellos que con mucho esfuerzo y trabajo me lo he ganado.

A Dios por sobre todo, ya que sin él no podría hacer absolutamente nada, a mis padres Marco Ramírez, a mi Madre Mauri Carbo que siempre me repetía “Avanza y no te rindas”, a mi segunda mamá Norma Carrillo que me ayudó psicológica y económicamente de manera sincera para culminar esta meta en mi vida, a mi ahora esposa Gabriela Ponguillo porque es mi ayuda idónea, y siempre estuvo para ayudarme; porque ellos son motivación en mi vida, mi orgullo de ser, porque gracias a Dios los puso en mi vida y son testigos de este primer logro profesional.

Marco Israel Ramírez Carbo

## **AGRADECIMIENTO**

Un agradecimiento enorme a la Ingeniera Carolina Gualavasi, ingeniera de Pardaliservicios por guiarnos, y darnos el tiempo necesario para realizar y terminar este Proyecto Integrador.

A nuestro profesor tutor de la Materia Integradora Xavier Vargas, y profesores de Materia Integradora, Fernando Sagnay y Danilo Arcentales por responder nuestras dudas y guiarnos adecuadamente para llegar a cumplir los objetivos propuestos.

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme el reglamento de propiedad intelectual de la institución; Prieto Oviedo Jean Carlos y Ramírez Carbo Marco Israel 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”

---

Prieto Oviedo Jean Carlos

---

Ramírez Carbo Marco Israel

## **EVALUADORES**

---

**MSc Fernando Sagnay**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**MSc. Danilo Arcentales**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**MSc. Xavier Vargas**

TUTOR DE LA MATERIA

## RESUMEN

Conforme transcurre el tiempo los campos maduros aumentan cada vez más, ya que la presión del yacimiento decae de una manera considerable, debido a la producción del mismo por un tiempo considerable, lo que ocasiona que los índices de producción dejen de ser económicamente rentables, es ahí cuando entra en consideración la aplicación de la técnica de recuperación secundaria, en este caso por inyección de agua, con el objetivo de incrementar la cantidad de petróleo a producir aumentando la energía en el yacimiento. El uso de esta técnica puede llegar a producir hasta un 40% del petróleo original existente en el yacimiento, aumentando de manera significativa la recuperación de reservas y el factor de recobro del yacimiento.

El presente proyecto se enfoca en el campo Secoya específicamente en su arena productora U Superior, para ello se llevó a cabo una revisión de las operaciones de producción en los pozos productores SCY-19, SCY-22, SCY-38, SCY-39, SCY-44, SCY-45 y SCY-50 que son beneficiados por los tres pozos inyectores SCY-26, SCY-27 y SCY-40 que cuentan con un total de inyección de 6200 BAPD. Lo cual sirvió para establecer la incidencia que tuvo la aplicación de recuperación secundaria en cada uno de los pozos ya mencionados, dando como resultado que la producción acumulada por producción primaria paso de 5,99 MMBbbls a 7,43 MMBbbls, lo cual representa un incremental de petróleo de aproximadamente 1,4 MMBbbls, generando una utilidad total del proyecto de \$21,63 MMUSD y un aumento de factor de recobro del 5% en el yacimiento, gracias a la aplicación de la técnica.

**Palabras clave-** Reservas, incremental de petróleo, factor de recobro, utilidad.

## ***ABSTRACT***

According to the pass time, mature fields increase more and more because of the pressure of the reservoir decrease considerably, it is due to the production of the reservoir for a long time. This causes that the production rates stop being economically profitable. In this kind of scenary is where the application of secondary recovery technique by water injection comes into consideration with the objective of increase the production of petroleum increasing the energy of the reservoir. The use of this technique can produce up to 40% of the original oil in the field, significantly increasing the recovery of reserves and the recovery factor of the field.

This project focuses on the Secoya field specifically in its U Superior producing sand, for which a review of production operations was carried out in the producing wells SCY-19, SCY-22, SCY-38, SCY-39, SCY-44, SCY-45 y SCY-50 that are benefited by the three injection wells SCY-26, SCY-27 y SCY-40 that have a total injection of 6200 BAPD. This served to establish the impact of the secondary recovery application in each of the wells already mentioned, resulting in the accumulated production of primary production going from 5.99 MMBbls to 7,43 MMBbls, which represents an incremental oil of approximately 1.4 MMBbls, generating a total profit of the project of \$21.63 MMUSD and an increase in the recovery factor of 5% in the field, thanks to the application of the technique.

**Keywords-** Reserves, incremental oil, recovery factor, profit.



## INDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT .....	II
INDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
INDICE DE FIGURAS .....	VIII
INDICE DE TABLAS .....	X
CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Descripción del Problema .....	2
1.2 Justificación del problema .....	3
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 Marco Teórico .....	4
CAPÍTULO II.....	18
2. METODOLOGÍA.....	18
2.1 Parámetros para llevar a cabo un proceso de inyección.....	19
2.1.1 Selección del área de interés.....	19
2.1.2 Elección del pozo inyector.....	19
2.1.3 Pozos productores .....	19
2.1.4 Determinación del POES, reserva remanente y factor de recobro.....	19
2.1.5 Parámetros actuales .....	20
2.2 Análisis a los pozos del campo Secoya.....	21
2.2.1 Análisis de la Producción actual del campo Secoya.....	22
2.2.2 Comparación de producción inicial y actual del campo Secoya. ....	24
2.2.3 Ubicación estructural de los pozos Inyectores y Productores.....	25
2.2.4 Pozos inyectores del campo Secoya.....	25
2.2.5 Pozos benefactores con pozo inyector.....	26
2.2.6 Petrofísica de las arenas.....	30
2.2.7 Monitoreo de los pozos.....	31
2.2.8 Historial de producción de pozos benefactores.....	38
2.2.9 Análisis físico-químico .....	45
2.2.10 Análisis de salinidad .....	49
2.2.11 Análisis de la presión de reservorio de pozos beneficiarios.....	50
2.3 Predicciones.....	56
2.3.1 Caso Base .....	56
2.3.2 Caso Uno .....	56
2.4 Análisis económico de la recuperación secundaria .....	57
2.4.1 Ingresos del proyecto.....	57
2.4.2 Indicadores financieros .....	57

2.4.3	Flujo neto de caja.....	57
2.4.4	Valor actual neto (VAN).....	57
2.4.5	Tasa interna de retorno (TIR).....	58
2.4.6	Tiempo de retorno de la inversión.....	59
CAPITULO III.....		60
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	60
3.1	Propiedades PVT .....	60
3.2	POES .....	62
3.3	Factor de Recobro (%FR).....	62
3.3.1	Factor de recobro Primario .....	63
3.3.2	Factor de recobro Actual.....	63
3.3.3	Incremental del Proyecto .....	64
3.4	Recuperación Primaria, Secundaria, Tasa de Inyección, Incremental y Acumulado del Proyecto. ....	64
3.4.1	Tasa de Inyección (inyector) , Tasa de Producción (productor) vs el Tiempo 66	
3.4.2	Tasa de inyección de pozos inyectores con cada pozo productor.....	73
3.4.3	Incremental Total del Proyecto.....	80
3.4.4	Acumulado de petróleo producido del Proyecto .....	81
3.5	Análisis económico .....	82
3.5.1	Ingresos del proyecto.....	82
3.5.2	Flujo de caja.....	83
3.6	Oportunidad de habilitar el pozo SEC-12 .....	84
3.6.1	Primera etapa, en el momento de la ruptura .....	86
3.6.2	Segunda etapa, etapa después de la ruptura .....	90
CAPITULO IV.....		93
4.	Conclusiones y Recomendaciones .....	93
4.1	Conclusiones .....	93
4.2	Recomendaciones .....	95
BIBLIOGRAFÍA.....		96

## **ABREVIATURAS**

<b>ESPOL</b>	Escuela Superior Politécnica del Litoral
<b>POES</b>	Petróleo Original en SITIO
<b>CEPE</b>	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>PVT</b>	Pressure Volúmen Temperature
<b>BUP</b>	Build Up
<b>GR</b>	Gama ray
<b>SG</b>	Gravedad específica
<b>BSW</b>	Basic Sediment and Water

## SIMBOLOGÍA

<b>mD</b>	Milidarcy
<b>ft</b>	Feat
<b>bbbl</b>	Barriles
<b>H</b>	Espesor
<b>K</b>	Permeabilidad
<b>Bpd</b>	Barriles por día
<b>Psi</b>	Libra por pulgada al cuadrado
<b>A</b>	Área
$\emptyset$	Porosidad
<b>Cp</b>	Centipoise
<b>MMbbls</b>	Millones de barriles
<b>MMUSD</b>	Millones de dólares
<b>Vsh</b>	Volumen de arcilla
<b>%</b>	Porcentaje
<b>FR</b>	Factor de recobro
<b>Np</b>	Producción acumulada
<b>POES</b>	Petróleo originalmente en sitio
<b>Swi</b>	Saturación de agua irreducible
<b>Sw</b>	Saturación de agua
<b>Fw</b>	Flujo fraccional
<b>d(Fw)</b>	Derivada del flujo fraccional
<b>So</b>	Saturación de petróleo
<b>Pr</b>	Presión de reservorio
<b>Pb</b>	Presión de punto de burbuja

<b>Ppm</b>	Partes por millón
<b><math>\mu_o</math></b>	Viscosidad del petróleo
<b><math>\mu_w</math></b>	Viscosidad del agua
<b>kro</b>	Permeabilidad relativa al petróleo
<b>krw</b>	Permeabilidad relativa al agua
<b>Sor</b>	Saturación residual de petróleo
<b>Swc</b>	Saturación de agua connata
<b>Swo</b>	Saturación de agua inicial
<b>qi</b>	Caudal inicial de inyección de agua
<b>Np pe</b>	Producción acumulada primera etapa
<b>Fwf</b>	Flujo fraccional en el momento de la ruptura
<b>Swf</b>	Saturación de agua en el momento de la ruptura
<b>Swp</b>	Saturación de agua promedio en el momento de la ruptura
<b>Fwf2</b>	Flujo fraccional después de la ruptura
<b>Swf2</b>	Saturación de agua después de la ruptura
<b>Swp</b>	Saturación de agua promedio después de la ruptura

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa Estructural para el reflector BCA Libertador. ....	5
Figura 1.2 Mapa estructural del Campo Secoya a tope de la arena U Superior. ....	6
Figura 2.1 Mapa Estructural de los pozos inyectoros del campo Secoya .....	26
Figura 2.2 Ubicación del pozo inyector SEC-26 y benefactores SEC-19, SEC-22.....	27
Figura 2.3 Ubicación del pozo inyector SEC-27 y benefactores SEC-38, SEC-39 y SEC-50	28
Figura 2.4 Ubicación del pozo inyector SEC-40, SEC-26 y benefactores SEC-44, SEC-50 .....	29
Figura 2.5 Ubicación del pozo inyector SEC-40 y pozo productor SEC-45.....	30
Figura 2.6 Producción de crudo del pozo SEC-26 de U inferior .....	31
Figura 2.7 Producción de crudo del pozo SEC-19 de U Superior.....	32
Figura 2.8 Producción de crudo del pozo SEC-22 de U Superior.....	33
Figura 2.9 Producción de crudo del pozo SEC-27 de U Superior.....	34
Figura 2.10 Producción de crudo del pozo SEC-38 de U Superior.....	34
Figura 2.11 Producción de crudo del pozo SEC-39 de U Superior.....	35
Figura 2.12 Producción de crudo del pozo SEC-40 de U Superior.....	36
Figura 2.13 Producción de crudo del pozo SEC-44 de U Inferior .....	37
Figura 2.14 Producción de crudo del pozo SEC-50 de U superior.....	38
Figura 2.15 Producción de crudo del pozo SEC-45 de U superior.....	38
Figura 2.16 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-19.....	51
Figura 2.17 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-22.....	52
Figura 2.18 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-38.....	53
Figura 2.19 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-39.....	54
Figura 2.20 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-50.....	55
Figura 2.21 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-45.....	56
Figura 3.1 Factor volumétrico del petróleo vs. Presión. Análisis PVT Pozo Shuara-12 arena Napó U Superior .....	61
Figura 3.2 Viscosidad del petróleo vs. Presión. Análisis PVT Pozo Shuara-12 arena Napó U Superior .....	61
Figura 3.3 Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-26 y Producción SEC-19 con respecto al tiempo .....	66
Figura 3.4 Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-26 y Producción SEC-22 con respecto al tiempo .....	67
Figura 3.5 Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-27 y Producción SEC-38 con respecto al tiempo .....	68
Figura 3.6 Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-27 y Producción SEC-39 con respecto al tiempo .....	69
Figura 3.7 Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-40 y Producción SEC-44 con respecto al tiempo .....	70

Figura 3.8 Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-40 y Producción SEC-50 con respecto al tiempo .....	71
Figura 3.9 Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-40 y Producción SEC-50 con respecto al tiempo .....	72
Figura 3.10 Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-19, secundaria y primaria con respecto al tiempo.....	73
Figura 3.11 Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-22, secundaria y primaria con respecto al tiempo.....	74
Figura 3.12 Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-38, secundaria y primaria con respecto al tiempo.....	75
Figura 3.13 Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 49, Producción de pozo SEC-39, secundaria y primaria con respecto al tiempo.....	76
Figura 3.14 Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-44, secundaria y primaria con respecto al tiempo.....	77
Figura 3.15 Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-50, secundaria y primaria con respecto al tiempo.....	78
Figura 3.16 Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-45, secundaria y primaria con respecto al tiempo.....	79
Figura 3.17 Grafica del incremental unificado del proyecto .....	80
Figura 3.18 Grafica del Petróleo Acumulado del proyecto .....	81
Figura 3.19 Histórico de precios de crudo WTI (INVESTING 2020).....	83
Figura 3.20 Ubicación del pozo productor SEC-12.....	85
Figura 3.21 Ubicación del pozo productor SEC-12.....	86
Figura 3.22 Curva de permeabilidades relativas al agua ( $k_{rw}$ ) y petróleo ( $k_{ro}$ ) respectivamente.....	88
Figura 3.23 Curva del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua.....	88
Figura 3.24 Curva de la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua. ..	89
Figura 3.25 Curva del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua, variando la curva tangente. ....	91

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Pozos productores y arena de la que producen.....	22
Tabla 2.2 Características del crudo de campo Secoya .....	23
Tabla 2.3 Producción inicial promedio de los pozos en campo Secoya. ....	24
Tabla 2.4 Producción actual promedio de los pozos en campo Secoya.....	24
Tabla 2.5 Petrofísica de las arenas de los pozos inyectores.....	30
Tabla 2.6 Producción por año desde el inicio del pozo hasta el 2016 .....	39
Tabla 2.7 Producción de crudo y agua 2017-2018.....	39
Tabla 2.8 Producción desde el inicio del pozo hasta el 2016.....	40
Tabla 2.9 Producción de crudo y agua 2017 – 2019 .....	40
Tabla 2.10 Producción desde el inicio del pozo hasta el 2016.....	41
Tabla 2.11 Producción de crudo y agua 2017-2019.....	41
Tabla 2.12 Producción desde el inicio del pozo hasta el 2016.....	42
Tabla 2.13 Producción de crudo y agua 2017-2019.....	42
Tabla 2.14 Producción de crudo y agua 2019.....	43
Tabla 2.15 Producción de crudo y agua 2018-2019.....	43
Tabla 2.16 Producción desde el inicio del pozo hasta el 2016.....	44
Tabla 2.17 Producción de crudo y agua 2017-2019.....	44
Tabla 2.18 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-19.....	45
Tabla 2.19 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-22.....	46
Tabla 2.20 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-38.....	46
Tabla 2.21 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-39.....	47
Tabla 2.22 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-44.....	47
Tabla 2.23 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-45.....	48
Tabla 2.24 Parámetros físico-químico del agua de formación en la estación Secoya (SCY WT).....	49
Tabla 2.25 Salinidad del agua de los pozos inyectores .....	50
Tabla 2.26 Salinidad del agua de los pozos inyectores .....	50
Tabla 2.27 Presión de Reservorio de SEC-19 .....	51
Tabla 2.28 Presión de Reservorio de SEC-22 .....	52
Tabla 2.29 Presión de Reservorio de SEC-38 .....	53
Tabla 2.30 Presión de Reservorio de SEC-39 .....	54
Tabla 2.31 Presión de Reservorio de SEC-50 .....	54
Tabla 2.32 Presión de Reservorio de SEC-45 .....	55
Tabla 3.1 Propiedades PVT Pozo Shuara-12 arena Napo U Superior.....	60
Tabla 3.2 Data para el cálculo del POES .....	62
Tabla 3.3 Factor de Recobro Primario .....	63



Tabla 3.4 Factor de Recobro Actual .....	64
Tabla 3.5 Incremental del Proyecto .....	64
Tabla 3.6 Costos operativos del proyecto .....	82
Tabla 3.7 Flujo de caja .....	83
Tabla 3.8 Datos obtenidos de correlaciones estratigráficas de los registros. ....	85
Tabla 3.9 Datos de permeabilidades obtenidas por las correlaciones de Corey. ....	87
Tabla 3.10 Datos de Sw y Fw en el momento de la ruptura. ....	89
Tabla 3.11 Datos obtenidos a partir de los datos obtenidos de las ecuaciones para el método de Buckley Leverett, para la primera etapa. ....	90
Tabla 3.12 Datos obtenidos a partir de la variación de la curva tangente a la curva del flujo fraccional. ....	91
Tabla 3.13 Datos obtenidos a partir de los datos obtenidos de las ecuaciones para el método de Buckley Leverett, para la segunda etapa. ....	92

# CAPÍTULO I

## 1. INTRODUCCIÓN

La recuperación de petróleo se puede clasificar en tres grandes grupos, recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria. La recuperación primaria se da por medio de la energía natural que posee el reservorio, los cuales son: compresibilidad de la roca y los fluidos, liberación de gas en solución, segregación gravitacional, empuje por capa de gas y empuje hidráulico.

Cuando la producción del yacimiento empieza a decaer debido a la presión es necesario utilizar métodos de levantamiento artificial ya sea bombeo hidráulico, electro sumergible o levantamiento artificial por gas. Esta etapa alcanza su límite cuando la presión de yacimiento es demasiado baja o cuando se empieza a producir grandes cantidades de agua y gas, lo cual provoca que los índices de producción dejen de ser económicamente rentables. Es ahí cuando entra en consideración aplicar la técnica de recuperación secundaria con el objetivo de aumentar la producción de petróleo, ya que con la recuperación primaria tan solo se produce un pequeño porcentaje de los hidrocarburos inicialmente en el lugar.

El uso de esta técnica en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar, aumentando de manera significativa el factor de recobro del yacimiento.

El campo al cual va dirigido el estudio técnico-económico para implementar esa recuperación es el campo Secoya descubierto en el año 1980 con la exploración y explotación del pozo Secoya-01, por (CEPE) Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (Padilla et al. 2019).

El campo empezó su producción en agosto de 1982, en donde alcanzó una producción 56615 BPPD, se han perforado 40 pozos, de los cuales 24 son productores, 14 se encuentran cerrados y 2 pozos son reinyectores. De los 40 pozos perforados, el 84% es producido por el método de bombeo electrosumergible, el 8% con bomba de gas y tan solo el 3% utiliza bombeo hidráulico. Para realizar un correcto análisis es importante conocer la actividad de los pozos que fueron beneficiados por la aplicación de recuperación secundaria en el campo, demostrando que una vez aplicada la técnica se verá la recuperación de la presión del yacimiento y con esto la recuperación de reservas.

## **1.1 Descripción del Problema**

El principal problema que tienen los pozos maduros del Ecuador y el campo Secoya es la inminente caída de la producción primaria debido a que han sido explotados por un periodo de tiempo considerable, lo cual conlleva a una caída de la presión en sus yacimientos, aumentado su tasa de declinación, lo que representa una reducción notoria de la producción de petróleo en dichos pozos.

Por esta razón se aplican diferentes técnicas de recuperación de petróleo, en este caso recuperación secundaria, que consiste en inyectar un fluido externo (agua o gas) en el yacimiento a través de un pozo inyector ubicado en la roca que tenga comunicación de fluidos con los pozos productores, con el objetivo de mantener o aumentar la presión del yacimiento y así desplazar los hidrocarburos hacia el pozo.

El uso de esta técnica en un yacimiento de petróleo produce hasta el 40% del petróleo original existente en el lugar. Lo cual beneficiaría de gran manera al campo Secoya que

actualmente cuenta con 3 pozos inyectores en la arena U Superior con un total de inyección de 6200 BAPD.

Ecuador se vería en la necesidad de aplicar técnicas que ayuden a mejorar la situación actual de sus campos y así optimizar la producción, de manera que sea económicamente rentable seguir produciendo petróleo.

## **1.2 Justificación del problema**

Junto con la recaudación de impuestos el petróleo se considera uno de los rubros más importantes para el presupuesto del estado, es por ello que el principal objetivo de las compañías es incrementar la producción de dicho hidrocarburo. Esto se lograría con la implementación de técnicas alternativas para recuperar una mayor cantidad de petróleo como lo es la recuperación secundaria, que permite aumentar el factor de recobro de un yacimiento y que la producción sea económicamente rentable.

El campo Secoya presenta pozos que fueron perforados con fines de producción, sin embargo solo produjeron agua o bajas tasas de petróleo, de la misma manera existen pozos cerrados definitivamente que podrían entrar en consideración de reactivarlos ya sea como pozos productores o convertirse en pozos inyectores si cumplen ciertas características (comunicación entre pozos y arenas productoras, buena permeabilidad, área de la arena, buen historial de producción), por ejemplo los pozos SEC-23 y SEC-12 que fueron cerrados por bajo aporte y alto %BSW y el pozo SEC-26 que fue cerrado por alto %BSW (96%) y ahora es uno de los pozos inyectores de nuestro arreglo de pozos.

La finalidad de este proyecto es realizar un análisis de la recuperación secundaria que se aplicó en el campo Secoya, ya que el objetivo de este método es aumentar la producción de

petróleo en el campo con una inversión relativamente baja en comparación con otras técnicas de recuperación adicional de petróleo, garantizando un aumento en la recuperación de reservas y por ende en la utilidad del proyecto.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

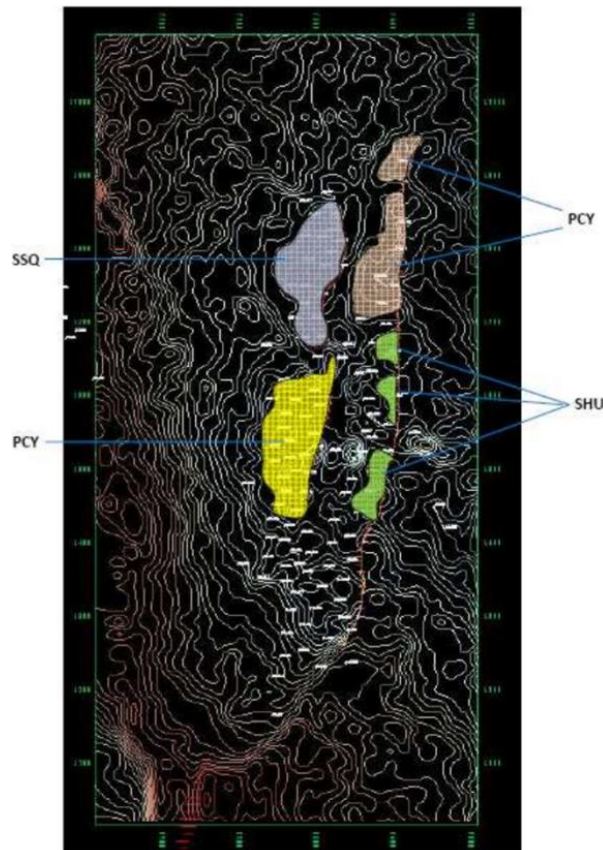
Realizar un adecuado análisis técnico y económico de la ventaja al estar aplicando Recuperación Secundaria en campos maduros, particularizando el aspecto inversionista en el campo Secoya, bloque 57.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Analizar las curvas de producción primaria y secundaria para justificar la recuperación secundaria
- Determinar el incremento de factor de recobro del yacimiento al haber aplicado recuperación secundaria y así evaluar la eficiencia del método.
- Desarrollar un análisis económico de la aplicación de recuperación secundaria en el campo.
- Identificar oportunidades para habilitar pozos a fin de aumentar la recuperación actual de hidrocarburos.

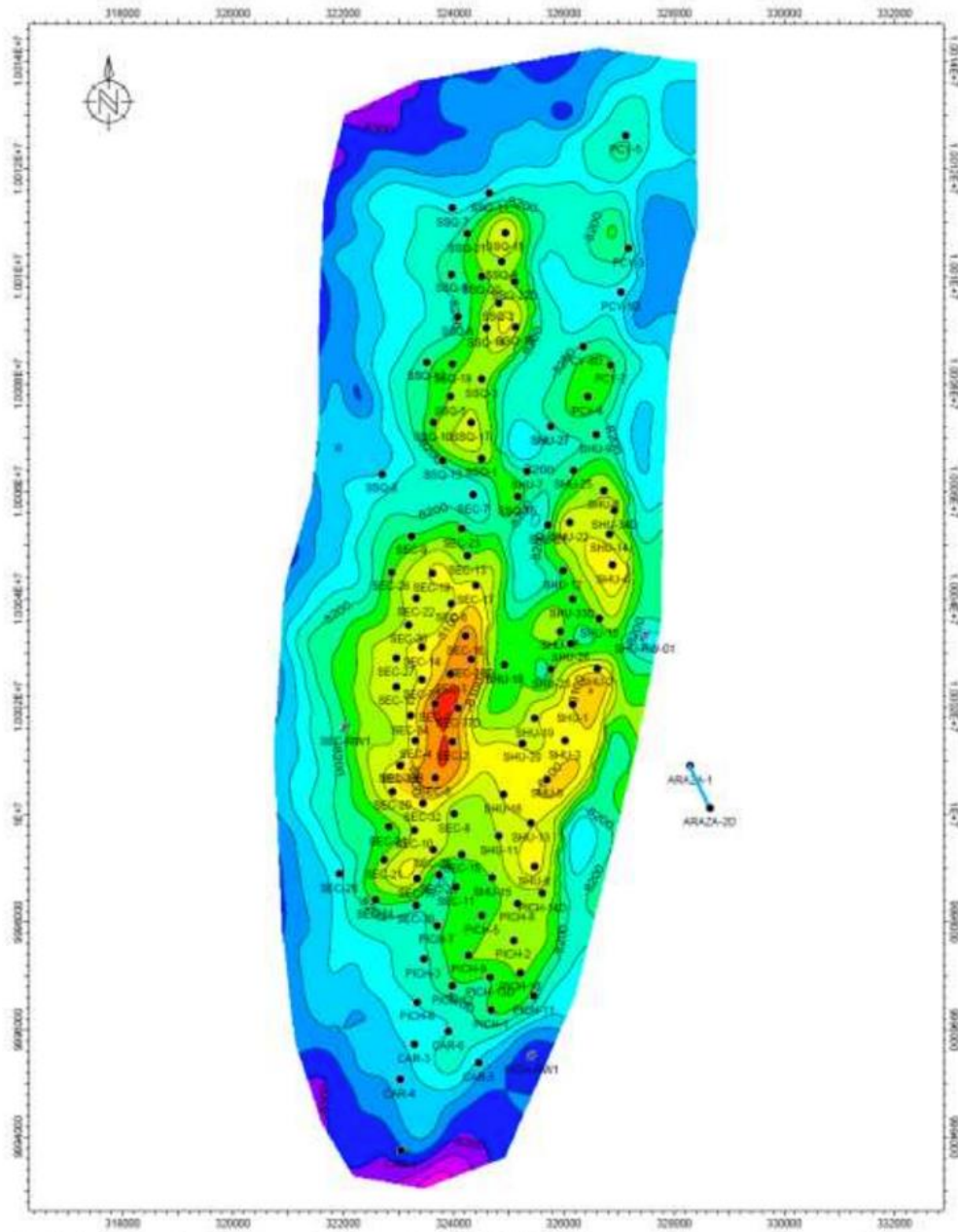
### **1.4 Marco Teórico**

El campo Secoya se encuentra localizado al Sur-Occidente del Campo Libertador, junto al campo Shuara, rodeado por los campos Atacapi y Aguarico. El mapa estructural para el Campo Libertador fue construido con referencia al reflector BCA, ya que es el reflector más cercano al principal reservorio del Campo (Arenisca “U”).



**Figura 1.1 Mapa Estructural para el reflector BCA Libertador.**  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020)

El mapa estructural del Campo Secoya fue construido con referencia al tope de la arena U inferior ya que es el reservorio de mejor potencial del campo. Los yacimientos “U” Superior, “U” Inferior y “T” (superior e inferior) de la formación Napo constituyen las zonas de petróleo del Campo Secoya.



**Figura 1.2 Mapa estructural del Campo Secoya a tope de la arena U Superior.**  
**Fuente:** ( PETROAMAZONAS, EP 2020)

### **Arena U Superior**

Esta arena se caracteriza por areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones, además de la presencia de intercalaciones de lutita. Describe una secuencia de grano decreciente de areniscas hacia arriba; y a la base un secuencia de grano creciente (Sanchez Luguña and Donoso Navas 2013).

El mecanismo de producción de todos los reservorios del Campo Secoya es el empuje hidráulico lateral (movimiento de agua hacia el reservorio desde los lados), por lo general la presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja. (Yacimientos sub-saturados) (German Guamaní 2017).

El mayor suministro potencial de crudo en el mundo existe en forma de petróleo residual en yacimientos que son producidos por métodos primarios. La inyección de agua se aplicó por primera vez como un método de recuperación en arenas relativamente limpias y uniformes de espesor limitado con crudo ligero de buena calidad, los primeros proyectos de recuperación secundaria se desarrollaron en campos que habían sido producidos por recuperación primaria y estaban en avanzado estado de agotamiento. Estos proyectos requirieron de una inversión de capital relativamente baja y resultó en grandes aumentos de la producción y de las reservas de petróleo (Wade 1971).

Según Yparraguirre José, en su artículo “Efecto de la inyección de aguas residuales en la producción de petróleo de un bloque del yacimiento Pina, Cuba”, indica que es conocido que el petróleo producido por la recuperación o extracción primaria en los yacimientos tan solo representa en un 20% al 30% del petróleo total existente en el yacimiento (Qadir et al. 2011).

Posteriormente de la producción inicial, los yacimientos de petróleo típicos pierden el mecanismo de empuje o impulsión ya sea de agua o gas que originalmente forzó al petróleo subir a la superficie. En la segunda etapa de producción de petróleo interviene el empuje por un fluido externo como el agua o gas; el cual es llamado inundación o inyección de agua o gas (Abubaker, Zulkefli, and Abdurahman 2015).



De acuerdo con Lima-Cunha y varios investigadores (2013) el inyectar agua en un yacimiento para recuperación de hidrocarburos tiene 2 básicos propósitos que son; aumentar o mantener la presión de reservorio en los pozos productores y con esto garantizar que el caudal de petróleo producido no disminuya por la proporcionalidad que existe entre la presión promedio del yacimiento y el flujo de producción del fluido, esto ayuda a anticipar la producción, con condiciones económicas favorables (Yparraguirre 2020).

En 1939 la legislatura de Ohio autorizó la inundación de agua, en la arenisca devónica Berea por primera vez y en el campo Chatham del condado de Medina. Dichas operaciones de recuperación secundaria vieron su punto máximo en 1942 con aproximadamente el 16% de la producción de hidrocarburos en Ohio (Wickstrom and Riley 2012).

“La inyección de agua se considera el método de recobro secundario más eficiente (Willhite 1986, Ganesh 1988, Rose 1989, Craig 1993, Smith 1999, Zhu 2004), ya que permite recuperar un buen porcentaje del hidrocarburo residual que ha quedado sin ser extraído, como consecuencia del agotamiento natural de la energía del yacimiento. Pero, la implementación de este proceso exige que se evalúe la factibilidad experimental de su aplicación mediante pruebas de laboratorio con fluidos y rocas representativas del área de interés” (Naranjo, Muñoz, and Zapata 2010) .

Existen varios parámetros en los cuales se basará el desarrollo del proyecto, uno de ellos es la calidad de agua que será inyectada en el proceso de recuperación secundaria, la misma que tiene como finalidad mantener la presión de un yacimiento que se está depletando y así extraer al máximo los hidrocarburos del yacimiento que no fluyeron por energía propia hacia la

superficie, el agua inyectada cumplirá una serie de funciones y propiedades que garanticen una optimización de la producción aplicando recuperación secundaria.

La calidad del agua a inyectar tiene un gran impacto sobre la economía de un proyecto de recuperación secundaria ya que puede llegar a tener un costo elevado y grandes costes operativos, es por ello que usualmente se busca reducir la calidad del agua al mínimo requerido, lo cual conllevaría a daños dramáticos en la formación y tarde o temprano pérdida de los ingresos que se preveían a partir de la recuperación secundaria (Rochon et al. 1996).

Idealmente, el agua de inyección debe ingresar al yacimiento libre de sólidos en suspensión o aceite. También debe ser compatible con la roca y los fluidos del yacimiento y sin escala, con el objetivo de no taponar ni reducir la permeabilidad de la arena, evitar formación de incrustaciones, crecimiento bacteriano o hinchazón de arcilla. Para cumplir con estos lineamientos en 1990 Charles Patton planteó varias medidas imprescindibles para caracterizar el agua a inyectar que son:

- **Composición química.** - se requiere el conocimiento de la composición química del agua para calcular las tendencias de escala y para determinar la probabilidad de la hinchazón de arcilla.
- **Gases disueltos.** - deben ser conocidas las cantidades de oxígeno disuelto, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno para anticipar los tipos de corrosión.
- **Bacterias.** - cualquier tipo de bacteria en el agua debe identificarse y estimarse. Las bacterias sulfato reductoras son de principal interés.
- **Sólidos suspendidos.** - la cantidad y composición de los sólidos en suspensión son indicadores primarios de la calidad de agua.

- **Contenido de aceite.** - el aceite disperso puede disminuir la inyektividad, especialmente cuando se combina con sólidos en suspensión, lo que podría ocasionar la formación de emulsiones en los pozos inyectoros (Patton 1990).

Según James Wade otras consideraciones importantes a tomar en cuenta en el desarrollo de un proyecto de recuperación secundaria son:

### **Determinar la tasa de inyección de agua**

El diseño de la tasa de inyección debe ser más alta que la tasa de producción bruta máxima, para permitir la pérdida de agua hacia la formación que por lo general suele ser del 25% o más, entonces es necesario diseñar la inyección de agua con un margen del 25% o más para pérdidas anticipadas (Wade 1971).

### **Establecer la ubicación de los pozos inyectoros de agua con respecto a los productores**

La ubicación de los pozos inyectoros con respecto a los productores depende del diseño de la tasa de inyección y de la inyektividad promedio de los pozos. El tipo de inyección más efectiva es obtenido por la inundación periférica donde el agua es inyectada en el acuífero, lo cual promueve una invasión de agua más uniforme y asegura que el agua en el frente de la invasión tenga casi la misma composición química que el agua de la formación y tiene la ventaja adicional de proporcionar tasas de inyección considerablemente más elevadas.

Si se inicia una inyección de agua en un yacimiento que ha sido desarrollado por producción primaria, la ubicación y el espaciamiento de los pozos existentes es fijo, en este caso se busca convertir ciertos pozos productores en pozos inyectoros y debe evitarse la conversión de

productores pobres en inyectores ya que con frecuencia los productores más pobres fabrican los inyectores más pobres. El número de pozos inyectores dependería del diseño de la tasa de inyección y el promedio de inyectividad de los pozos (Wade 1971).

### **Tratamiento del agua**

El agua de inyección se obtiene de océanos, lagos, ríos pozos someros o agua producida por pozos de petróleo. La calidad del agua de inyección depende de su composición química, gases disueltos y contenido de sólidos, que generalmente se eliminan por sedimentación o filtración. El oxígeno disuelto se trata mediante depuración con gas natural. Los compuestos de hierro se tratan con agentes quelantes como el dicromato de potasio. Las bacterias se tratan con una variedad de biocidas, los biocidas que comúnmente se usan son los orgánicos, especialmente los biocidas a base de acroleína ya que los biocidas inorgánicos pueden ser corrosivos en la concentración requerida o pueden reaccionar con los catalizadores usados en el proceso de refinado (Wade 1971).

### **Control de corrosión**

El agua inyectada puede causar varios problemas de corrosión en el sistema de inyección, así como en los pozos productores. Es por esto que el agua se maneja en un sistema cerrado siempre que sea posible y se introduce un tratamiento químico en la fuente de inyección. A menudo se introducen inhibidores de corrosión y de ciertos químicos en el espacio anular de los pozos productores así como el agua tratada con inhibidores de corrosión y biocida se coloca en el espacio anular de los pozos inyectores por encima del packer con el objetivo de evitar la corrosión de la tubería de revestimiento (Wade 1971).

## **Control de la relación agua-petróleo**

La economía del proyecto se ve afectada seriamente por la producción innecesaria de agua libre. Es por ello que la opinión de los expertos está dividida sobre si los pozos productores deben o no cerrarse antes de alcanzar los límites económicos de corte de agua. Como ejemplo de los ahorros que se pueden lograr con un control efectivo de la relación agua-petróleo, se presentan los resultados de un programa de cierre de pozos de flanco realizado en el campo de Wilmington. Un total de 48 pozos de flanco fueron cerrados que producían en conjunto 1250 BPPD. Los resultados se muestran en la figura #. Desde el inicio de programa de cierre se estima que la producción de agua se ha reducido en un total de aproximadamente 45 millones de barriles. Esto ha resuelto en un ahorro de costos operativos que asciende a más de tres millones de dólares a la fecha (Wade 1971).

## **Manejo de agua**

El manejo de agua es un problema desde el punto de vista de la inyección como el de la producción, ya que la inyección de agua manipula grandes volúmenes de agua de inyección que debe transportarse desde la fuente hacia las plantas de inyección para posteriormente distribuirse a los pozos de inyección. Esto requiere el diseño e instalación de un sistema de inyección de agua con bombas centrífugas de etapas múltiples para pozos de agua a gran escala o para una inyección de agua relativamente pequeña se usan bombas de desplazamiento positivo.

Debido a que la producción bruta aumenta rápidamente con un proyecto de inyección de agua es necesario realizar cambios frecuentes en el equipo de bombeo para manejar volúmenes crecientes de fluido, como por ejemplo el uso de bombas electro sumergibles que brindan el mejor servicio para el bombeo de grandes volúmenes de producción (Wade 1971).

### **Problemas de arena**

La inyección de agua en yacimientos de arena no consolidada puede resultar en graves problemas tanto para los pozos inyectoros como productores, es por ello que se recomienda alguna forma de control de arena en pozos inyectoros en arenas no consolidadas. Los pozos productores presentan problemas de arena conforme aumente la producción de agua, este problema se puede resolver utilizando revestimientos para el control de arena como el empaquetamiento con grava (Wade 1971).

### **Eliminación de aguas residuales**

El interés mundial respecto al control de la contaminación ha resultado en una legislación más estricta respecto al manejo de aguas residuales, que pueden eliminarse mediante el vertido o la reinyección, pero siempre es necesario su limpieza o tratamiento antes de desecharla (Wade 1971).

### **Sulfuro de hidrogeno**

La producción de sulfuro de hidrogeno genera problemas de corrosión, contaminación atmosférica y un peligro para la seguridad, por ello es necesario respiradores para los empleados que trabajan en áreas de concentraciones peligrosas de sulfuro de hidrogeno.

Desde el punto de vista económico, cuando la producción primaria deja de ser económicamente rentable, según Brundred & Brudred solo quedan 3 caminos, que son: abandono para evitar pérdidas, venta a alguna empresa con gastos más bajos o recuperación secundaria.

Una vez aplicada la recuperación secundaria su estudio económico consiste en el cálculo de los ingresos brutos menos todos los costos que equivalen a la ganancia bruta.

Estos factores se calculan mediante una estimación confiable de la producción bruta que multiplicado por el precio esperado por barril proporcionarán los ingresos brutos del proyecto (Brundred and Brudred 1955).

Respecto a los costos se requiere un estudio más complejo debido a la gran cantidad de variables involucradas, los principales costos a tomar en cuenta según Brundred & Brudred son:

**Tratamiento de agua.** - puede llegar a costar 4 centavos por barril dependiendo de la sustancia química con la que se trate.

**Retorno de agua.** - debido al retorno de grandes cantidades de agua, es imperativo la eliminación o reutilización de la misma que implicarían costos adicionales (tratamiento químico).

**Corrosión.** - aumento de costos debido al cambio de tuberías y equipos debido a la corrosión, por ello se recomienda el uso de tuberías revestidas de plástico.

**Tratamiento del petróleo.** - implica el aumento de los costos operativos.

**Limpieza.** - es importante mantener la cara de la arena limpia por donde ingresará el agua inyectada, ya que incluso con tratamientos anticorrosivos se puede obstruir fácilmente, para lo cual se necesita lavado, acidificación y uso de productos químicos especiales para mantener la cara de la arena absolutamente limpia.

**Reapertura y reinstalación de pozos abandonados.** - cuando se abre un pozo viejo lo más probable es encontrar hierro en el agujero.

Una vez caracterizada el agua a inyectar y tomado en cuenta las consideraciones necesarias para tener un proyecto de recuperación secundaria exitoso, empieza el proceso de inyección. La producción del fluido desplazado y desplazante en la inyección de agua, se da por medio de mecanismos de desplazamiento que consta de 5 etapas.

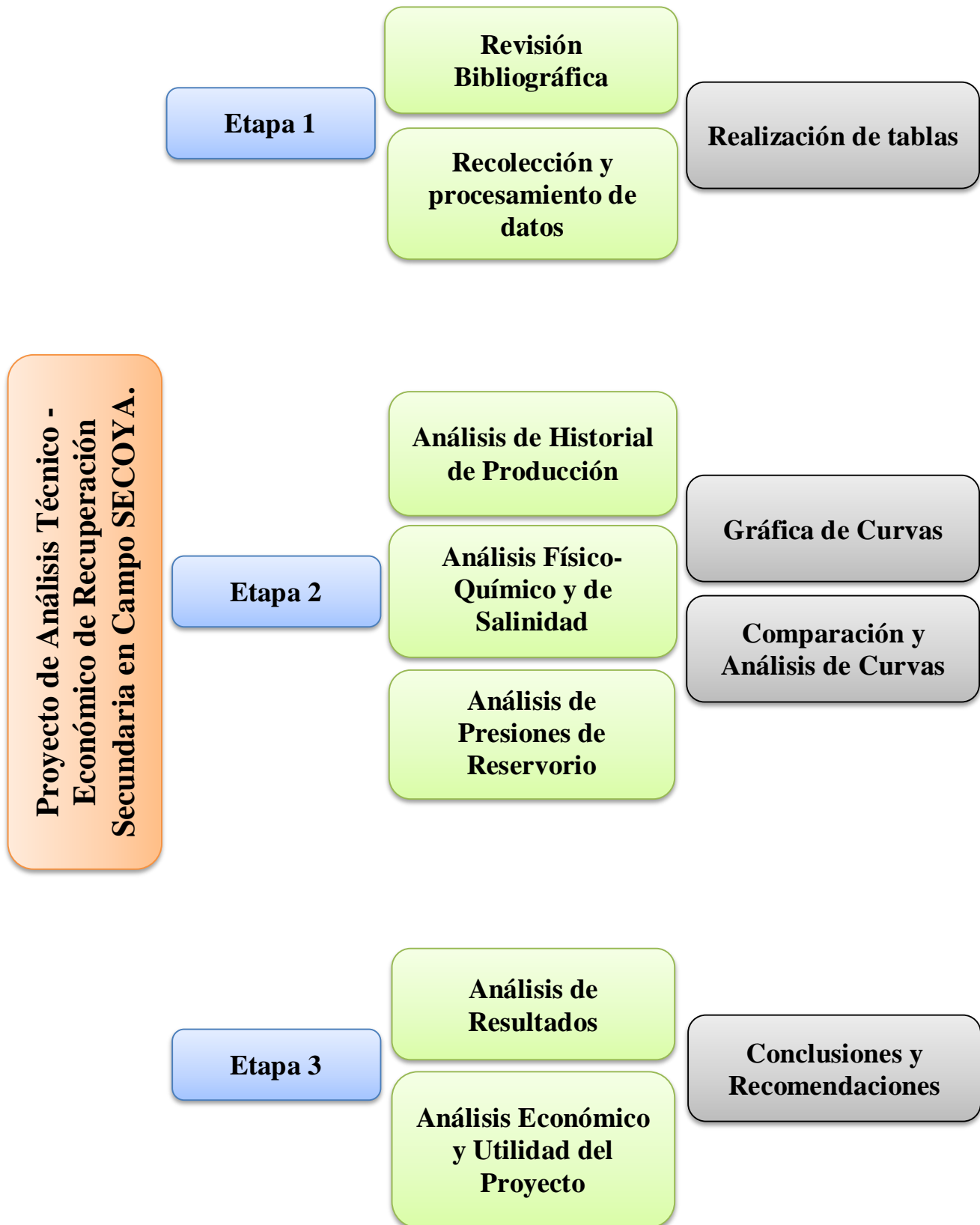
La etapa antes de la inyección en donde se establece que el yacimiento es homogéneo, el flujo de los fluidos es horizontal, la saturación a lo largo del desplazamiento no varía, su primera etapa de recuperación se produjo por flujo natural, la presión actual es menor a la presión de burbuja y su fase gaseosa es constante. La etapa de invasión que se da cuando aumenta la presión en el yacimiento, la misma que será mayor en la zona inyectada y disminuirá continuamente en la zona de producción, el crudo desplazado por el agua se acumula formando un banco de petróleo. Etapa de llene es cuando se desplaza todo el gas móvil y se queda atrapado el gas residual, se dice que se ha llegado a esta etapa cuando el volumen de gas que ocupa un espacio poroso es igual a la cantidad de agua inyectada y esta llega a su fin cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, hasta que la saturación de petróleo sea igual que la saturación de petróleo residual. La etapa de ruptura se da cuando la tasa de producción de petróleo es igual a la tasa de inyección de agua, la producción de petróleo es igual a la tasa de inyección de agua y estará libre de agua si la saturación de esta es baja. La etapa subordinada o post-ruptura se identifica cuando en la producción de crudo está presente parte del fluido desplazante. Seguir con la inyección de agua para la producción de crudo dependerá si es económicamente rentable hacerlo, de lo contrario la etapa de inyección termina (De Ferrer 2001).

En este caso, para definir si el proyecto es económicamente rentable, es necesario realizar un análisis económico del mismo, que consiste en determinar ciertos parámetros financieros



como el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de inversión (PRI), que son indicativos de la factibilidad y rentabilidad de un proyecto.

El análisis económico consiste en realizar una comparación entre los costos operativos que tiene la empresa, es decir cuánto le cuesta producir cada barril de petróleo, cuanto le cuesta tratar cada barril de agua inyectada, entre otros, con los beneficios que el proyecto genere, estos pueden ser la venta de los barriles de petróleo incremental que se generaron gracias a la recuperación secundaria para con esto poder realizar el cálculo respectivo de la utilidad que ha tenido el proyecto que será un indicativo de cuán viable fue el proyecto.



**Grafico 1:** Organigrama de las etapas o proceso del proyecto.

## CAPÍTULO II

### 2. METODOLOGÍA

El siguiente proyecto de titulación “Análisis Técnico Económico de Recuperación Secundaria en Campo SECOYA” se realizó la metodología a base de modelos analíticos, y de observación es decir, se requirió del análisis de datos previos de producción en el momento que la recuperación secundaria fue ejecutada y la producción de crudo en el instante o actual, la cual utiliza agua de formación para la inyección.

Los datos fueron obtenidos de reportes de producción, pruebas de presión, registros eléctricos, con estos datos se construyó tablas que luego se comparó dependiendo el caso; y se las utilizo para realizar curvas en donde se las interpretó por medio de la observación y conocimientos técnicos previos y poder mostrar resultados.

Se realizó análisis de forma analítica a historiales de producción, tasas de inyección de agua, datos físico-químico, datos de presión de reservorio, datos PVT, propiedades petrofísicas, el factor de recobro, con el fin de conocer como se ha comportado el yacimiento; como ha depletado con el tiempo; como ha variado la presión de reservorio, y si el agua de formación cumple con los parámetros o no.

Y comparando datos de producción primaria y secundaria, para obtener curvas de incremental y acumulados, con los cuales se podrá realizar un análisis económico del proyecto.

Una vez realizados estos análisis se podrá identificar si el método ha funcionado, es decir si aumento la producción de los pozos beneficiados por la inyección, las reservas del campo, el factor de recobro del yacimiento y con esto la utilidad del proyecto, y por último nos permitirá

identificar pozos para poder rehabilitarlos ya sean como pozos inyectoros o productores con el fin de incrementar la producción actual del campo. Así mismo este estudio permitirá determinar si el proyecto fue económicamente rentable basándonos en el respectivo flujo de caja de los años en los cuales tuvo influencia la recuperación secundaria aplicada en el campo.

## **2.1 Parámetros para llevar a cabo un proceso de inyección**

### **2.1.1 Selección del área de interés**

El área de interés del presente proyecto comprende a los actuales pozos inyectoros y productores de la arena U superior del campo Secoya, tenemos a los pozos SEC-26, SEC-27 y SEC-40 como inyectoros y a los pozos SEC-19, SEC-22, SEC-38, SEC-39, SEC-44, SEC-45 y SEC-50 como pozos productores.

### **2.1.2 Elección del pozo inyector**

El pozo inyector se seleccionará basándonos en diferentes parámetros como: características petrofísicas, continuidad de la arena, distancia entre pozos, ángulo de buzamiento y las correlaciones existentes entre los pozos a producir.

### **2.1.3 Pozos productores**

Se seleccionaron los pozos productores que poseen continuidad en la arena U Superior, estos pozos poseen buenas características petrofísicas y fisicoquímicas para así poder obtener un elevado factor de recobro producto de la recuperación secundaria.

### **2.1.4 Determinación del POES, reserva remanente y factor de recobro**

$$POES = \frac{7\,758 * A * h * \emptyset * S_o}{\beta_o} \quad (\text{Ecu. 6})$$

**Dónde:**

**POES:** Petróleo en sitio (BLS).

**A:** área a ser inyectada (acres).

**H:** espesor del reservorio (pies).

**$\emptyset$ :** Porosidad efectiva promedio (fracción).

**S<sub>o</sub>:** saturación de petróleo (fracción).

**B<sub>o</sub>:** Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

$$\text{Petróleo remanente} = POES - \text{Petróleo producido} \quad (\text{Ecu. 7})$$

**Dónde:**

**Petróleo remanente:** petróleo a recuperar (BLS).

**Petróleo producido:** acumulado de petróleo ya producido (BLS).

$$FR_{ARREGLO} = \frac{\text{Petróleo producido}}{POES} \quad (\text{Ecu. 8})$$

**Dónde:**

**FR<sub>ARREGLO</sub>:** porcentaje de petróleo que ha sido producido con relación al volumen existente en el yacimiento (%).

### 2.1.5 Parámetros actuales

Mientras se lleva a cabo la producción de petróleo las propiedades en el yacimiento cambian, la saturación de agua actual es distinta a la saturación de agua irreducible al inicio de la producción, es por ello que para un proyecto de inyección de agua es necesario calcular la saturación de agua actual en base al petróleo remanente por medio de la siguiente ecuación:

$$Petr\acute{o}leo\ Remanente = \frac{7\ 758 * A * h * \phi * (1 - Sw\ actual)}{\beta_o} \quad \text{(Ecu. 9)}$$

$$(1 - Sw\ actual) = \frac{\beta_o * Petr\acute{o}leo\ Remanente}{7\ 758 * A * h * \phi} \quad \text{(Ecu. 10)}$$

$$Sw\ actual = 1 - \left( \frac{\beta_o * Petr\acute{o}leo\ Remanente}{7\ 758 * A * h * \phi} \right) \quad \text{(Ecu. 11)}$$

Con la saturación de agua actual se determinará el POES actual, petróleo remanente y el factor de recobro actual con las ecuaciones ya mencionadas.

## 2.2 Análisis a los pozos del campo Secoya

Se comenzará identificando los pozos que existen en el campo, entre productores e inyectoras, se presenta la (tabla 2.1) en donde se muestra los pozos productores del campo Secoya en diferentes arenas. Sin embargo, este estudio se centra en la arena U Superior, para los pozos SEC-19, SEC-22, SEC-38, SEC-39, SEC-44, SEC-45, SEC-50.

Se mostrará la producción inicial y actual del campo, el mapa estructural de la malla U Superior de los pozos inyectores, beneficiado y que pozo inyector beneficia a cada pozo productor.

Posteriormente se mostrará un monitoreo de pozos para conocer como varió la producción de petróleo con respecto al tiempo desde el inicio de las actividades hasta la actualidad. Además de mostrar la tasa de producción desde el inicio por año y la producción mensual de los últimos 3 años hasta el 2019.

En el análisis físico-químico se mostrará los parámetros del agua de formación que deben cumplir los pozos beneficiados por la inyección; se realizará un análisis de la salinidad de los pozos.

En el análisis a la presión de reservorio se observará como ha variado la presión respecto al transcurso del tiempo.

### 2.2.1 Análisis de la Producción actual del campo Secoya

Desde el inicio de actividad del campo Secoya, contaba con 40 pozos productores, actualmente se trabaja con 24 pozos productores y 3 inyectores. En la siguiente (tabla 2.1) se muestra los pozos y la arena que produce.(Reatiqui 2015).

**Tabla 2.1 Pozos productores y arena de la que producen**

POZO	SEC-01	SEC-02	SEC-03	SEC-04	SEC-05	SEC-08
ARENA	UI	TS	UI	UI	UI	TS
POZO	SEC-10	SEC-11	SEC-14	SEC-15	SEC-16	SEC-17
ARENA	T	TI	UI	UI	UI	UI
POZO	SEC-18	SEC-19	SEC-21	SEC-22	SEC-24	SEC-27
ARENA	UI	US	UI	US	US	UI
POZO	SEC-30	SEC-31	SEC-32	SEC-33	SEC-37	SEC-38
ARENA	TS	UI	TI	UI	TI	US
POZO	SEC-39	SEC-44	SEC-50	SEC-45		
ARENA	US	US	US	US		

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

A continuación, se muestra la (tabla 2.2) evidenciando las características del crudo en el campo Secoya. (Reatiqui 2015)

**Tabla 2.2 Características del crudo de campo Secoya**

<b>Parámetros</b>	<b>Unidades</b>	<b>Secoya</b>
API observado/temp.	°API/°F	299,3/72°F
API 60 °F	°API	28,5
API SECO	°API	28,52
Gravedad especifica		0,8843
Agua libre	%	0,1
Emulsión	%	0
Sedimentos	%	0
Parafina	%	0,7
BSW	%	0,1
BSW por destilación	%	0,15
Solidos por extracción	%	0,022
BSW total	%	1,172
Azufre	% peso	0,86
Sal en crudo	lbNaCl/1000bls	21,4
Poder calorífico	BTU/lb	18950
Poder calorífico	KJ/Kg	44020,4
Poder calorífico	Kcal/kg	10507,7
Viscosidad CSt 80°F	CSt	19,72
Viscosidad CSt 104°F	CSt	14,83
Viscosidad CSt 120°F	CSt	12,49
Cenizas	% peso	0,066
Carbón conradson	% peso	0,146
Descomposición térmica (FK)		555
T. Media volumétrica	°F	441,4
Relación carbón hidrogeno	C/H	7,5
Factor de caracterización	Koup	10,9
Calor latente de vaporización	BTU/lb	113
Peso molecular	g/mol	170
Destilación	°F	PE=141°F
Destilación	°F	5% - 208
Destilación	°F	10% - 260
Destilación	°F	20% - 365
Destilación	°F	30% - 475
Destilación	°F	40% - 552
Destilación	°F	43% - 555

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto



## 2.2.2 Comparación de producción inicial y actual del campo Secoya.

Ahora se mostrará la (tabla 2.3) de la producción inicial del campo para compararla con la (tabla 2.4) de la producción actual del campo.

**Tabla 2.3 Producción inicial promedio de los pozos en campo Secoya.**

*“Se ha colocado exclusivamente los pozos que producen, ya que, al inicio de las actividades, existían más pozos que producían, pero actualmente no; y de 3 pozos que actualmente son inyectores”.*

POZO	Prom (BFPD)	%BSW	Max (BPPD)	°API	%Aporte
SEC-01	2945	87,1	3034	29,5	5,2
SEC-02	1661	76,9	2617	30,0	4,4
SEC-03	1858	78,2	3071	29,0	5,2
SEC-04	177	16,9	272	30,0	0,5
SEC-05	4470	86,9	4610	29,0	7,8
SEC-08	3139	70,4	3889	30,0	6,6
SEC-10	971	66,3	1144	32,8	1,9
SEC-14	4209	72,8	4581	29,0	7,8
SEC-16	3654	80,0	3921	29,0	6,7
SEC-17	790	55,9	1317	28,0	2,2
SEC-19	1026	71,3	1164	29,0	2,0
SEC-22	1076	62,4	1867	27,0	3,2
SEC-27	2248	80,7	2639	30,2	4,5
SEC-28	695	74,3	1378	29,0	2,3
SEC-32	1065	37,5	1188	28,7	2,0
SEC-33	2307	78,2	2345	39,7	4,0
SEC-34	734	76,7	823	30,2	1,4
SEC-36	801	31,2	935	29,6	1,6

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.4 Producción actual promedio de los pozos en campo Secoya.**

POZO	(BFPD)	%BSW	(BPPD)	(BAPD)
SEC-01	1303,71	72,00	365,04	938,67
SEC-02	2294,50	78,00	504,79	1789,71
SEC-03	1624,00	90,00	162,40	1461,60

<b>SEC-04</b>	132,71	45,00	72,99	59,72
<b>SEC-05</b>	553,14	68,57	173,84	379,30
<b>SEC-08</b>	2382,71	84,00	381,23	2001,48
<b>SEC-10</b>	986,86	80,00	197,37	789,49
<b>SEC-13</b>	301,00	81,67	55,18	245,82
<b>SEC-14</b>	4192,43	80,00	838,49	3353,94
<b>SEC-16</b>	896,00	82,00	161,28	734,72
<b>SEC-17</b>	821,14	41,43	480,96	340,19
<b>SEC-19</b>	403,86	28,00	290,78	113,08
<b>SEC-22</b>	1393,29	80,00	278,66	1114,63
<b>SEC-27</b>	2165,83	90,00	216,58	1949,25
<b>SEC-28</b>	591,50	70,00	177,45	414,05
<b>SEC-32</b>	1632,86	80,00	326,57	1306,29
<b>SEC-33</b>	992,29	78,86	209,80	782,49
<b>SEC-34</b>	161,14	82,00	29,01	132,14
<b>SEC-36</b>	614,29	80,00	122,86	491,43
<b>SEC-37</b>	761,57	1,00	753,96	7,62
<b>SEC-38</b>	336,00	14,57	287,04	48,96
<b>SEC-39</b>	630	67,30	206	424
<b>SEC-44</b>	224	12,50	196	28
<b>SEC-45</b>	486	68,72	152	334
<b>SEC-50</b>	1359	79,69	276	1083

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

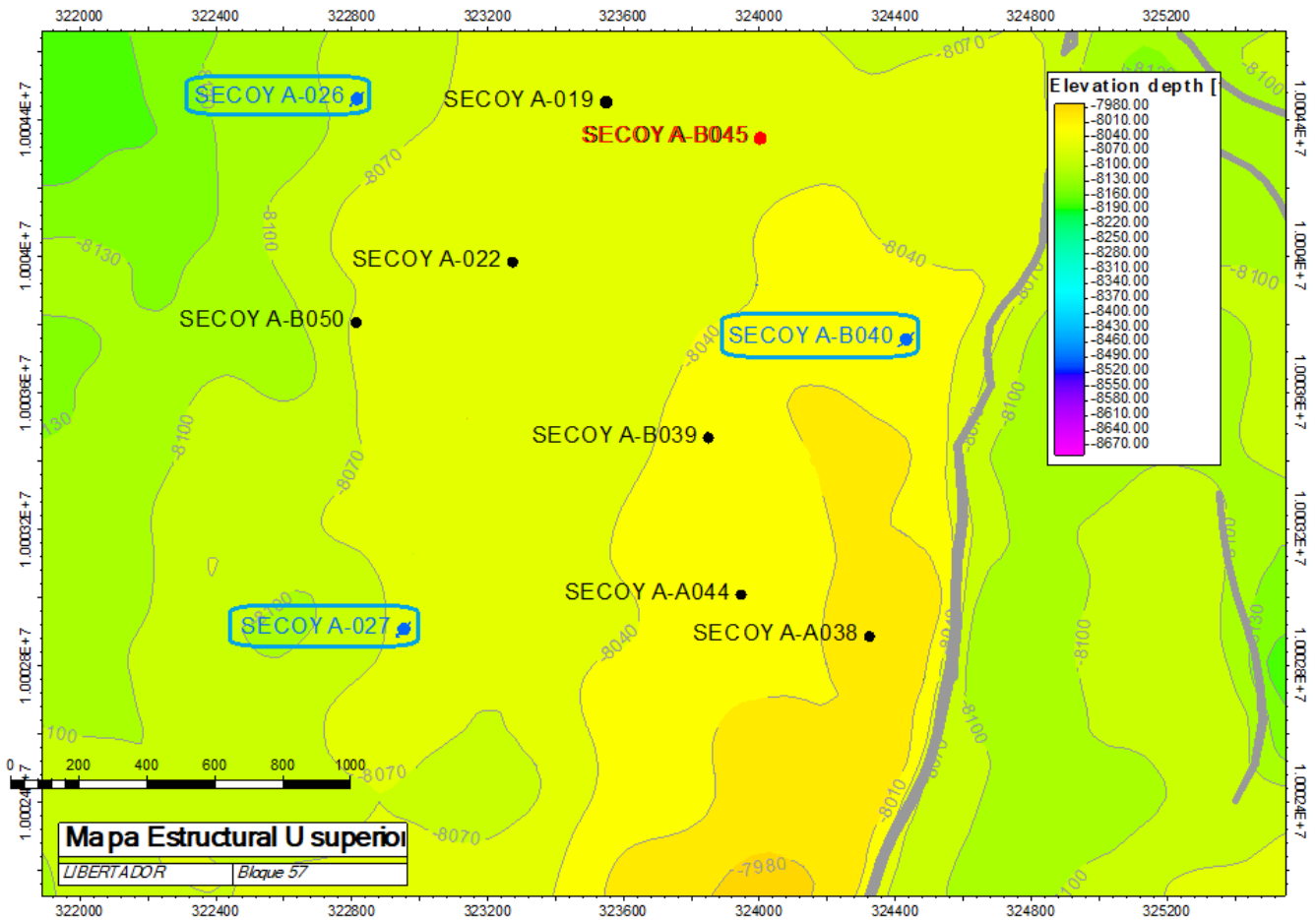
### 2.2.3 Ubicación estructural de los pozos Inyectores y Productores

Se mostrara la ubicación y relación de cada pozo inyectores con los respectivos productores.

### 2.2.4 Pozos inyectores del campo Secoya

El campo cuenta con 3 pozos inyectores que son SEC-26, SEC-27, SEC-40, como se muestra en la (figura 2.1). Seguidamente se mostrará la ubicación de cada pozo inyector con los respectivos pozos influenciados.

En este proyecto de Recuperación Secundaria también se analizará al pozo productor SEC-45 ya que pertenece a la misma estructura y se ve beneficiado por la inyección.



**Figura 2.1 Mapa Estructural de los pozos inyector del campo Secoya**  
*“La figura muestra la ubicación de los pozos inyector, además en esta figura se puede observar los pozos beneficiados por la inyección”.*

**Realizado por:** PETROAMAZONAS EP, 2017

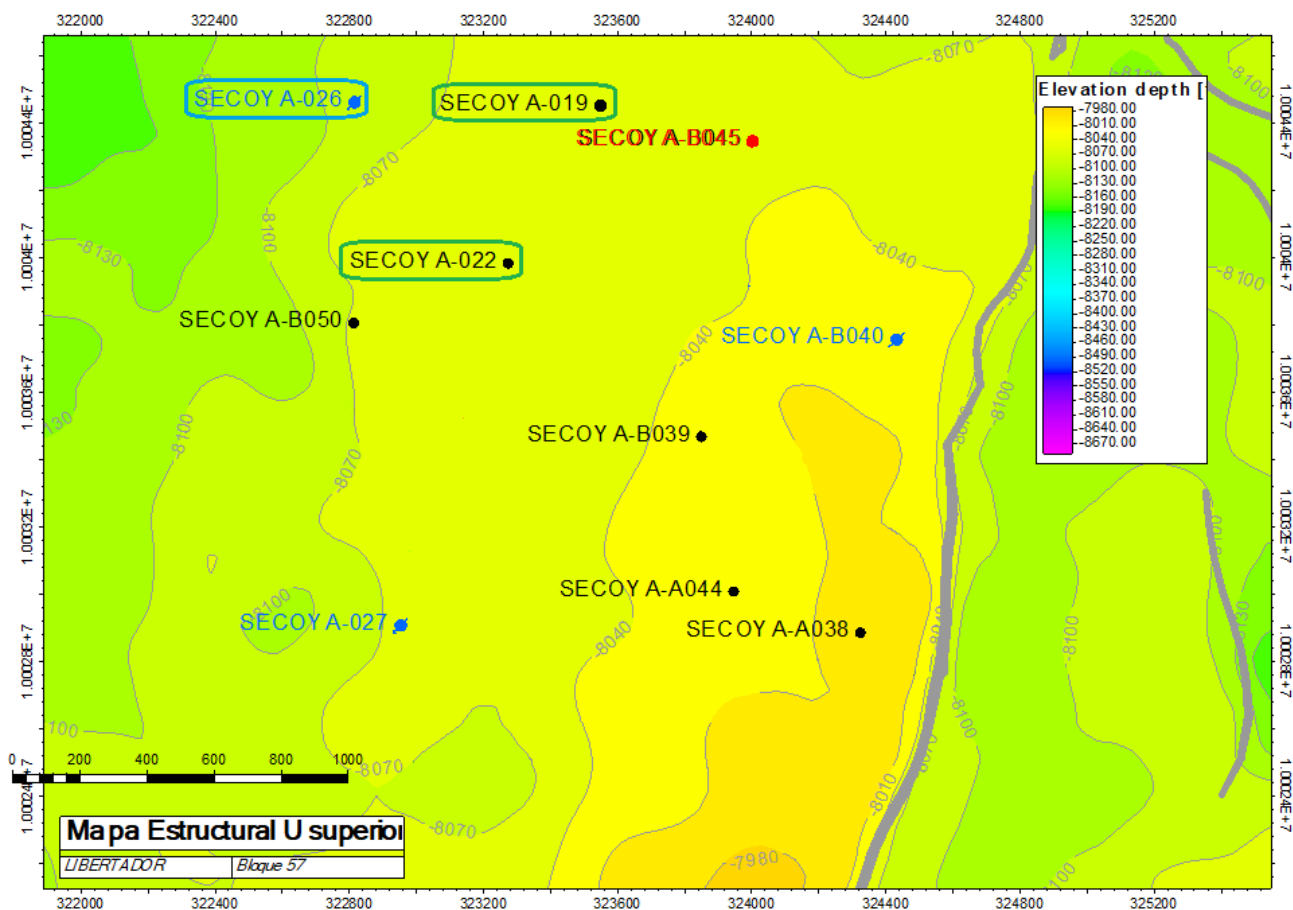
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

### 2.2.5 Pozos benefactores con pozo inyector

#### a) SEC-26

##### Pozos benefactores

- Pozo SEC-19
- Pozo SEC-22



**Figura 2.2 Ubicación del pozo inyector SEC-26 y benefactores SEC-19, SEC-22**

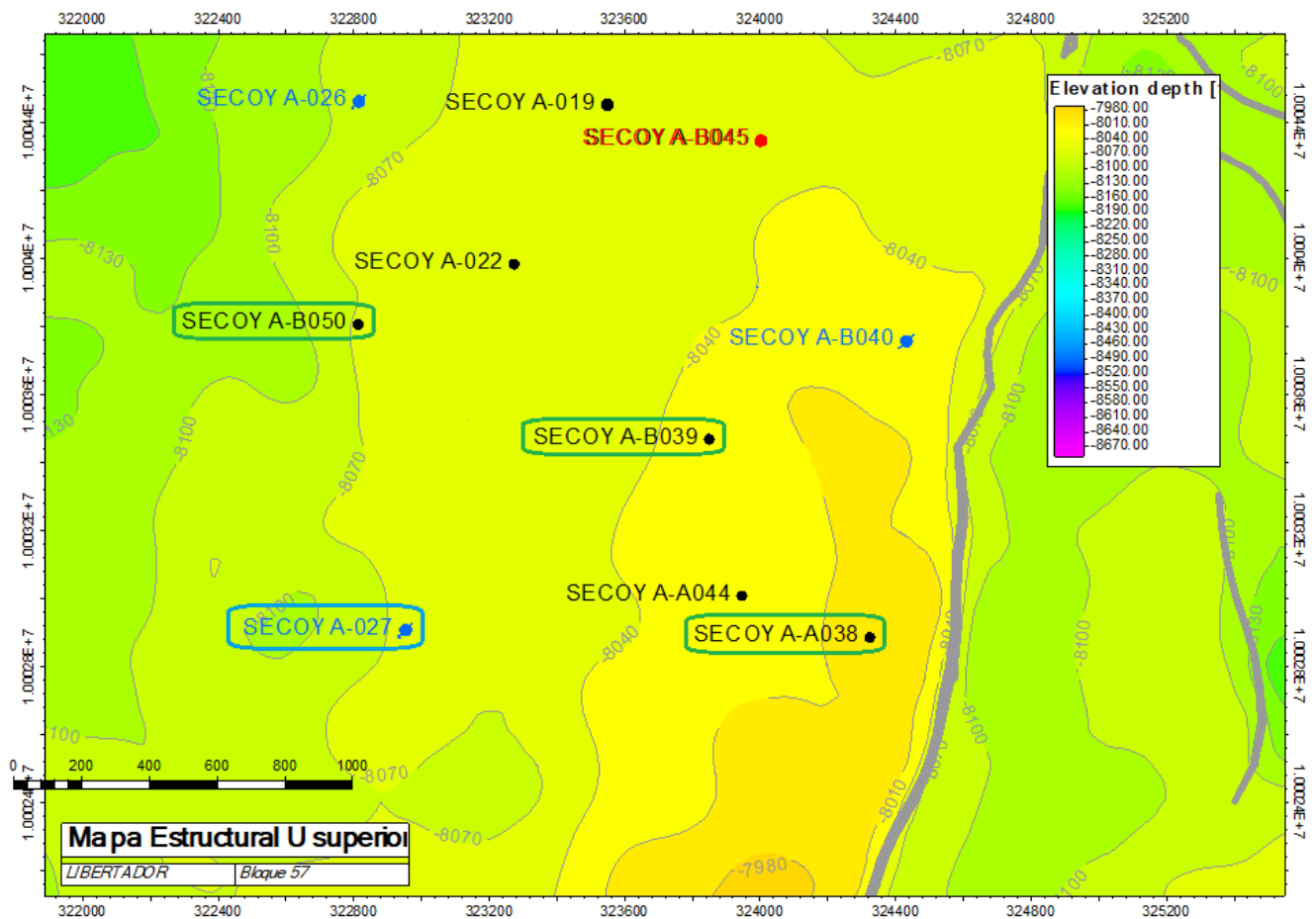
**Realizado por:** PETROAMAZONAS EP, 2017

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**b) SEC-27**

**Pozos benefactores**

- Pozo SEC-38
- Pozo SEC-39
- Pozo SEC-50



**Figura 2.3 Ubicación del pozo inyector SEC-27 y benefactores SEC-38, SEC-39 y SEC-50**

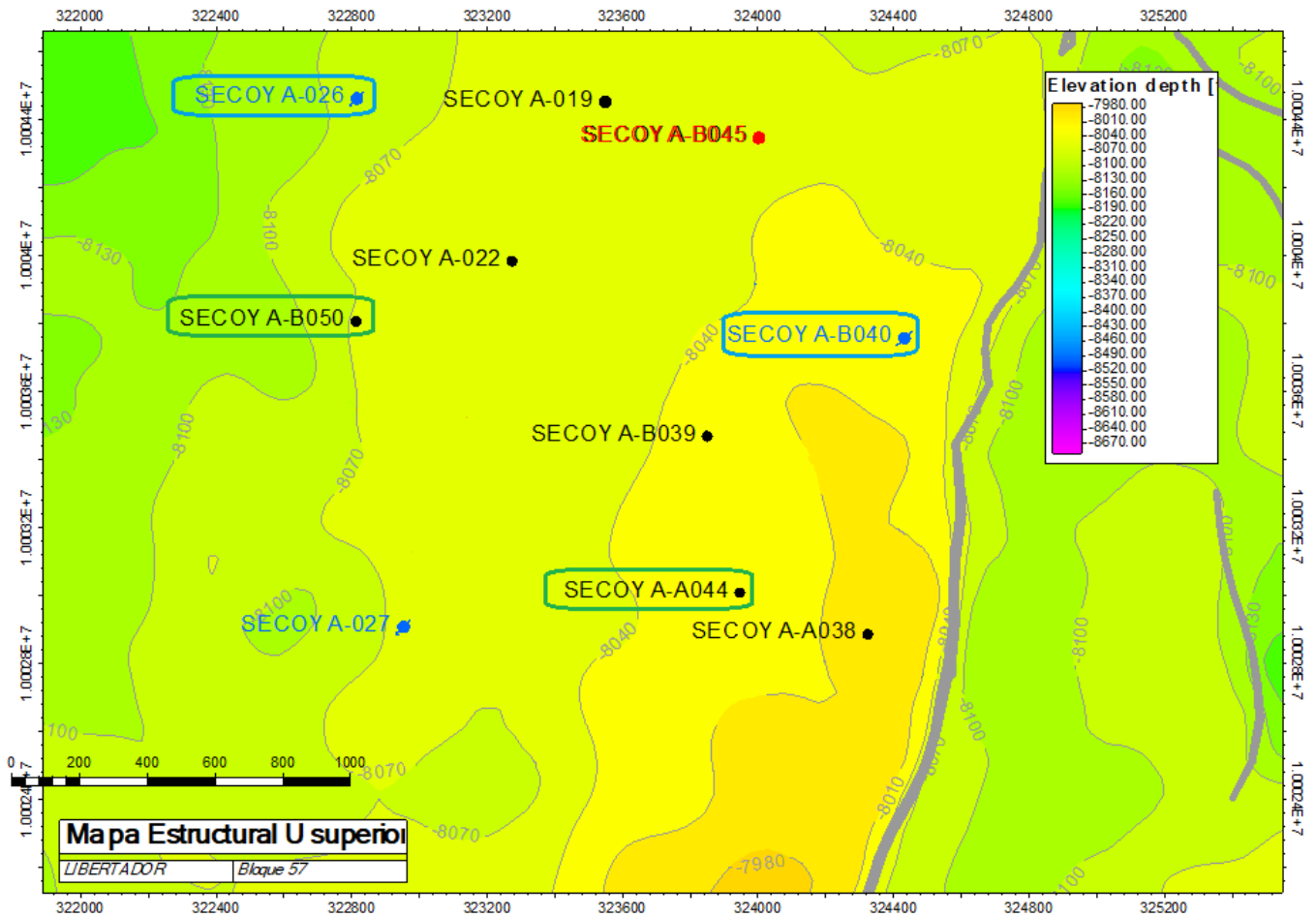
**Realizado por:** PETROAMAZONAS EP, 2017

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**c) SEC-40**

**Pozos benefactores**

- Pozo SEC-44
- Pozo SEC-50

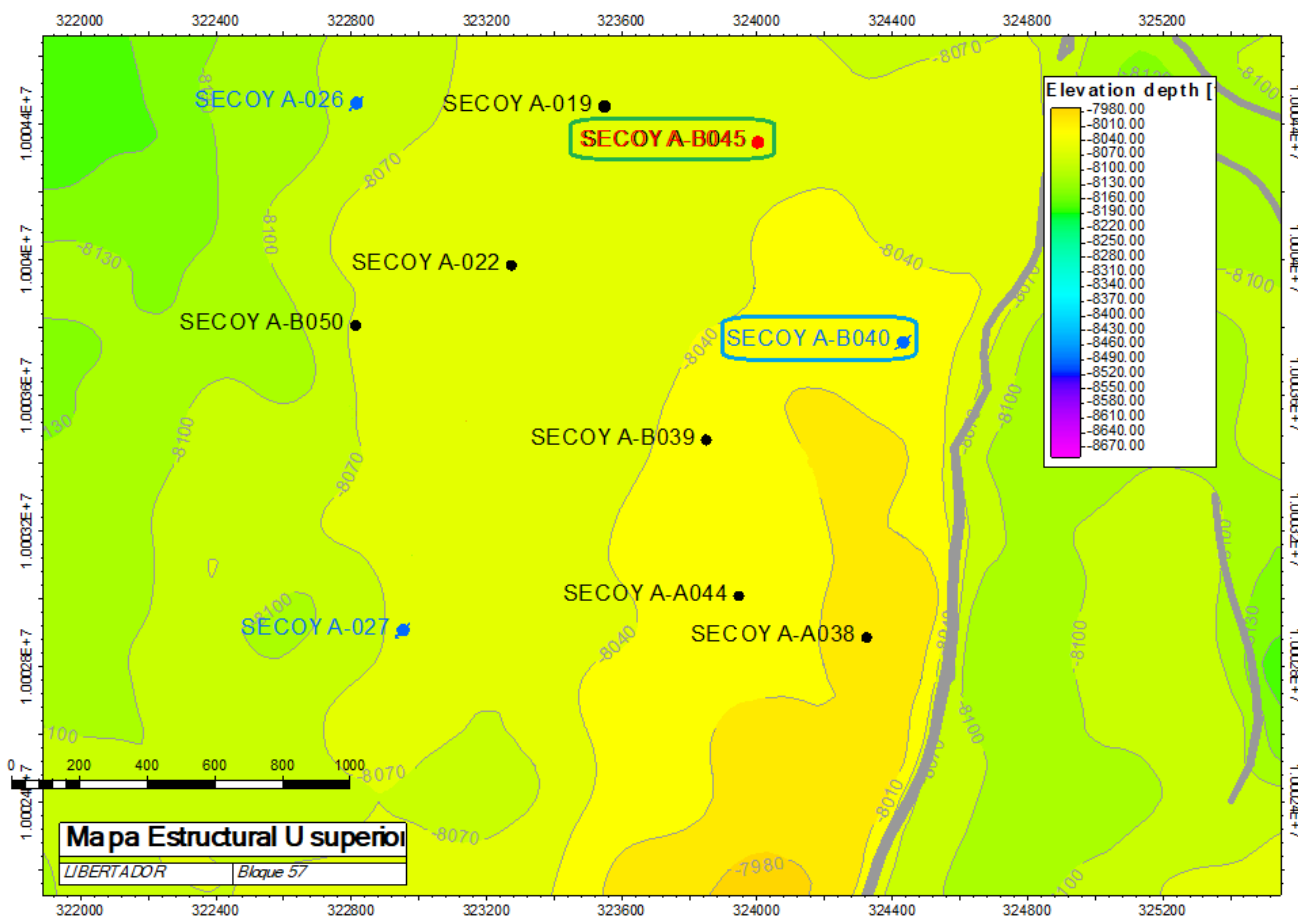


**Figura 2.4 Ubicación del pozo inyector SEC-40, SEC-26 y benefactores SEC-44, SEC-50**

**Realizado por:** PETROAMAZONAS EP, 2017

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

- Pozo SEC-45



**Figura 2.5 Ubicación del pozo inyector SEC-40 y pozo productor SEC-45**  
**Realizado por: PETROAMAZONAS EP, 2017**  
**Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).**

### 2.2.6 Petrofísica de las arenas

En el campo Secoya, los pozos SEC-26, SEC-27 SEC-40 son inyectores en la arena U Superior.

**Tabla 2.5 Petrofísica de las arenas de los pozos inyectores**

Pozo	Arena	Espesor total (ft)	Espesor neto (ft)	$\phi$ (%)	Sw (%)	k (mD)	Vsh (fracción)
SEC-26	US	32,00	32,00	14,8	21	30,9	0,098
SEC-27	US	16,00	16,00	13	21	30,9	21,100
SEC-40	US	60,00	25,00	11,2	21	30,9	0,125

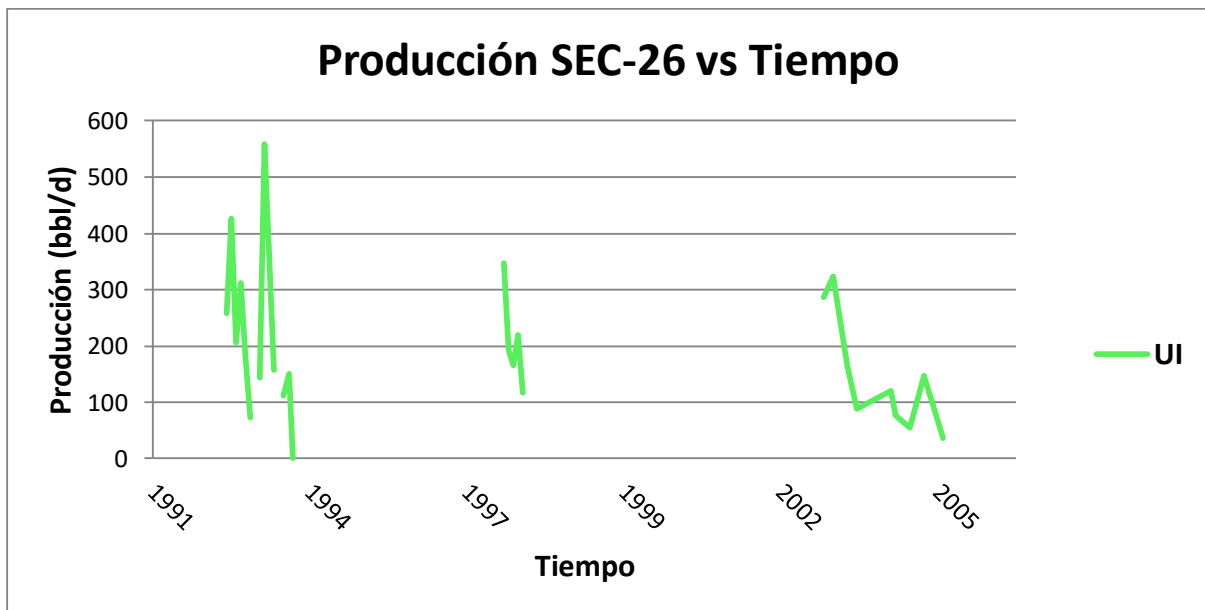
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

### 2.2.7 Monitoreo de los pozos

A continuación, se muestra las curvas de los historiales de producción de petróleo desde el inicio de la producción de los pozos inyectores (antes de ser inyectores) y los pozos productores.

#### a) Pozo Inyector SEC-26

Inicialmente producía de U Inferior, se encontró sin producir desde el 2005, como se muestra en la gráfica. Posteriormente inicia como pozo inyector el 3 de mayo del 2014 de la arena U Superior.



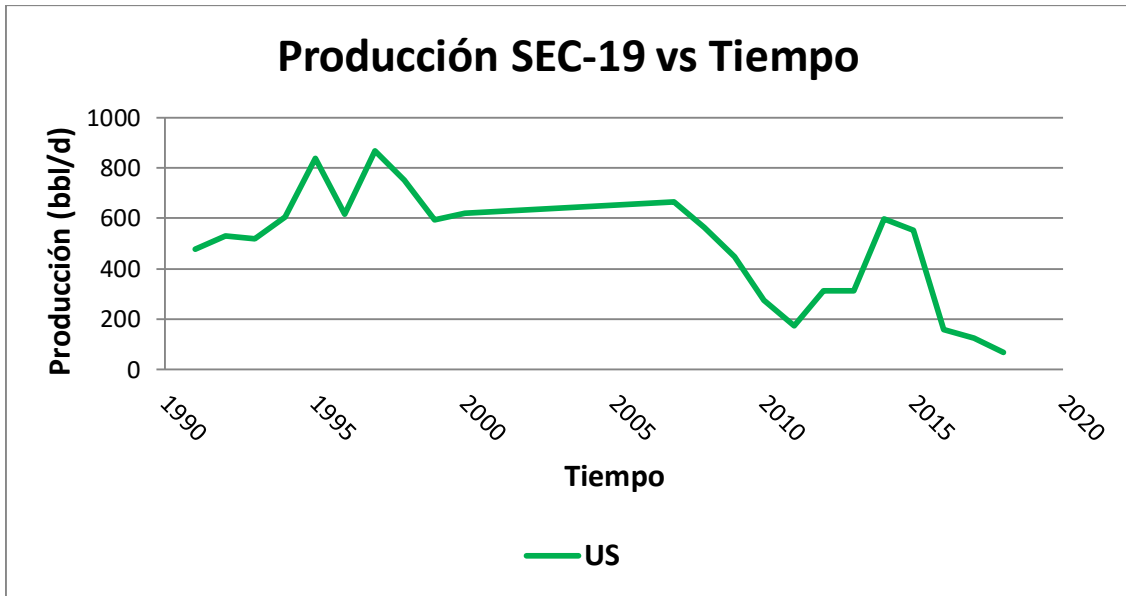
**Figura 2.6 Producción de crudo del pozo SEC-26 de U inferior**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

#### b) Pozo Productor SEC-19



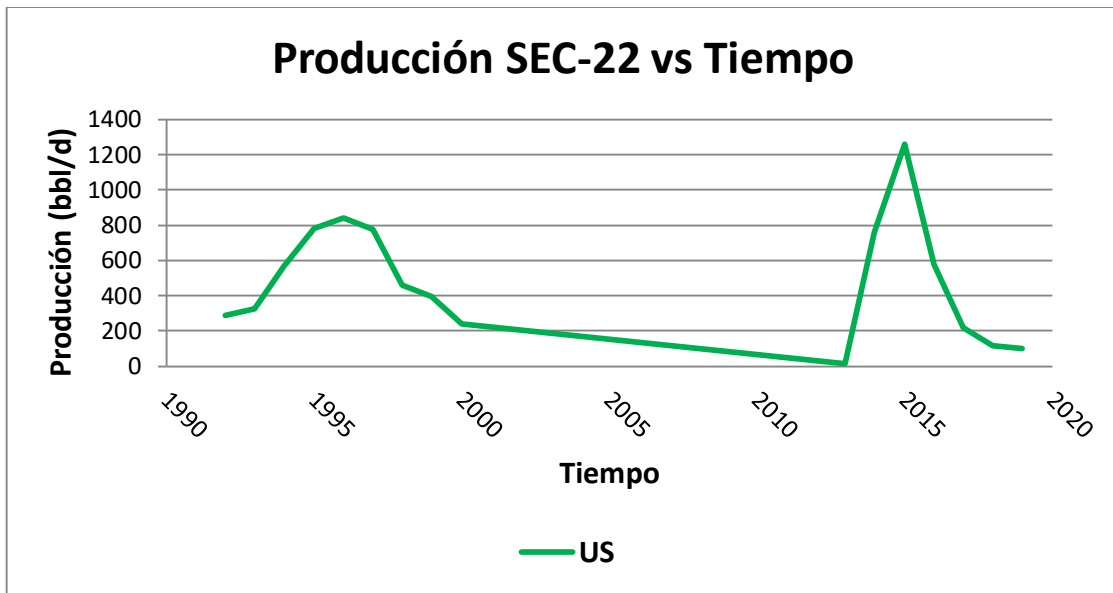
Produce también de U Superior hasta el 2000, eventualmente se produce de U Inferior y declina la producción. Luego pasaría a producir de U Superior hasta la fecha. Este pozo presento un principal incremento de la producción por la recuperación secundaria en U Superior.



**Figura 2.7 Producción de crudo del pozo SEC-19 de U Superior**  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**c) Pozo Productor SEC-22**

El pozo produce de U Superior hasta marzo del 2000, posteriormente se completa de la arena U Inferior, y a finales del 2013 presenta alto corte de agua, motivo por el cual nuevamente se cambia a U Superior produciendo hasta la actualidad, presentando un incremento con la recuperación secundaria en U Superior. Como se muestra en la figura.



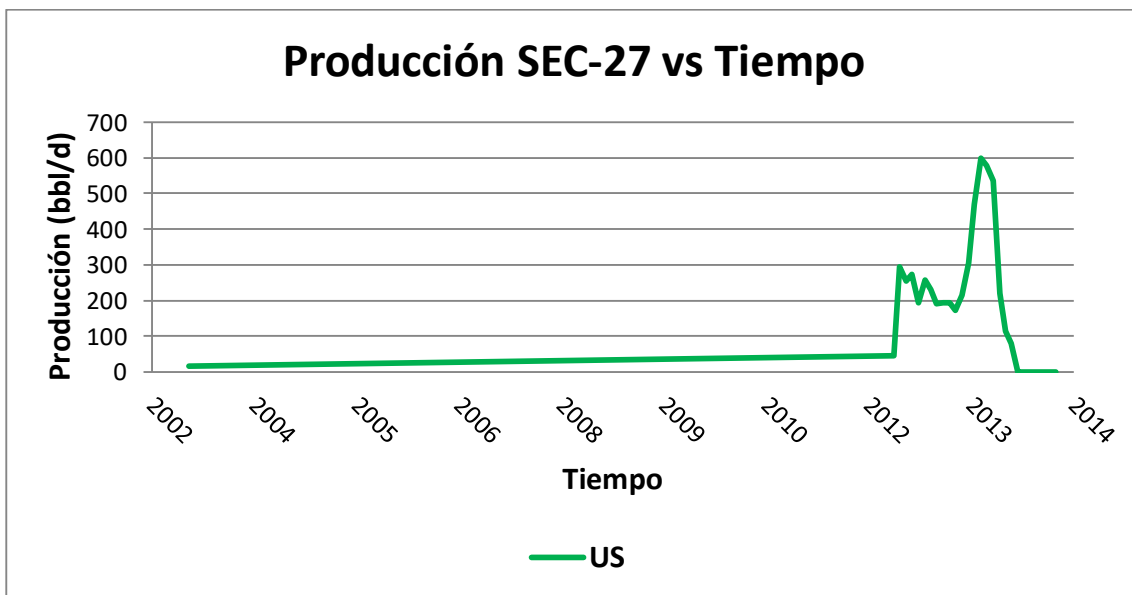
**Figura 2.8 Producción de crudo del pozo SEC-22 de U Superior**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**d) Pozo Inyector SEC-27**

Inicialmente producía de U Inferior y declina enormemente, posteriormente es cerrado para agosto del 2010, para junio de 2012, produce hasta 2014 en U Superior, finalmente empieza su operación como pozo inyector el 21 de septiembre del 2018.



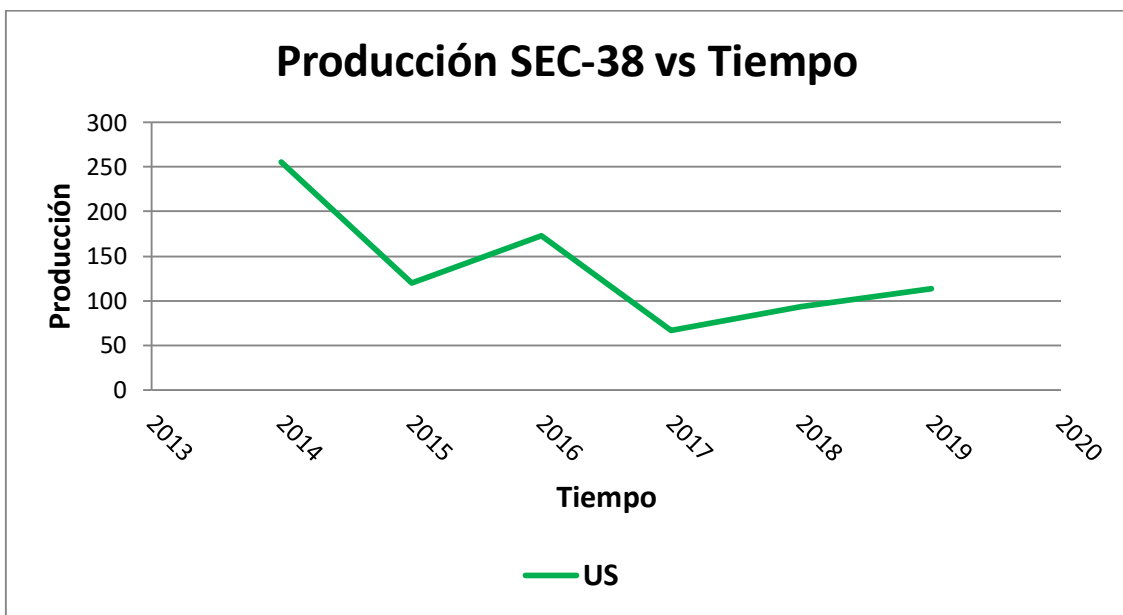
**Figura 2.9 Producción de crudo del pozo SEC-27 de U Superior.**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**e) Pozo Productor SEC-38**

Desde 2014 produce de la arena U Superior hasta la actualidad, como se observa en la figura, el pozo presenta declinación en la producción.



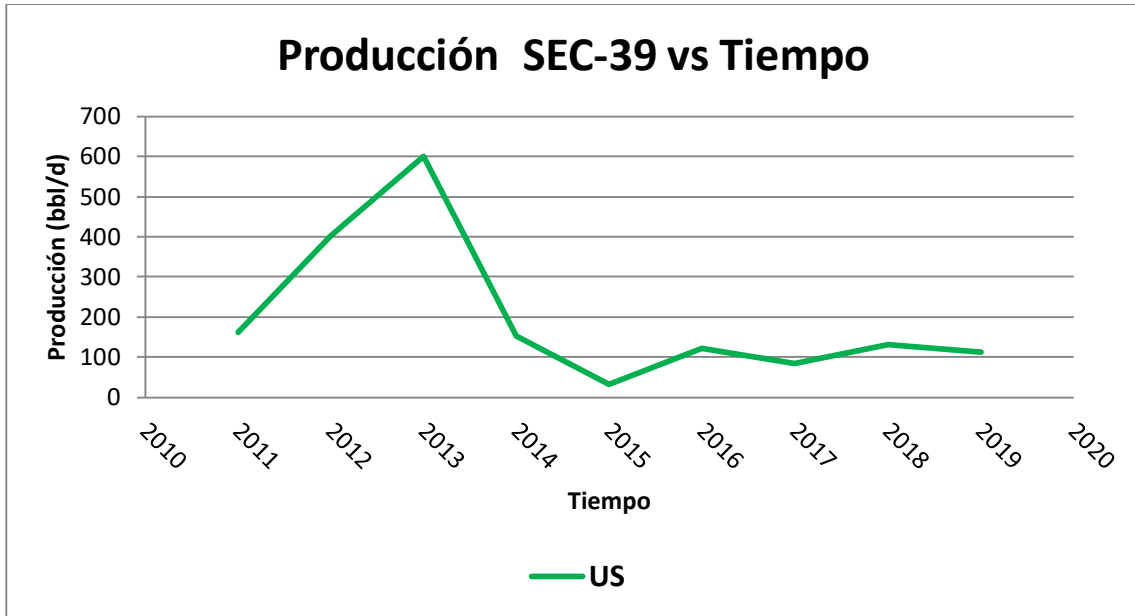
**Figura 2.10 Producción de crudo del pozo SEC-38 de U Superior**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**f) Pozo Productor SEC-39**

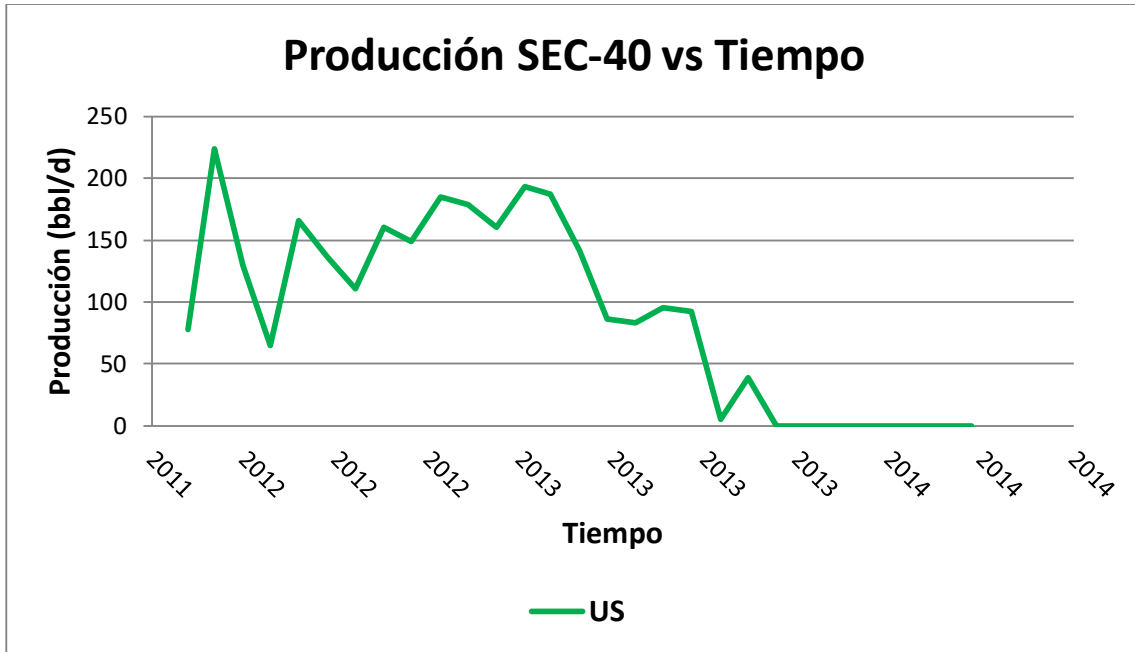
El pozo comienza a producir de U Superior desde del 2011 hasta la actualidad, a partir del 2015 declina la producción como se observa en la siguiente figura.



**Figura 2.11 Producción de crudo del pozo SEC-39 de U Superior**  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**g) Pozo Inyector SEC-40**

Produciendo inicialmente de la arena U Superior, luego declina su producción entre julio y agosto del 2013. Posteriormente el 7 de octubre del 2015 comienza a operar como pozo inyector.

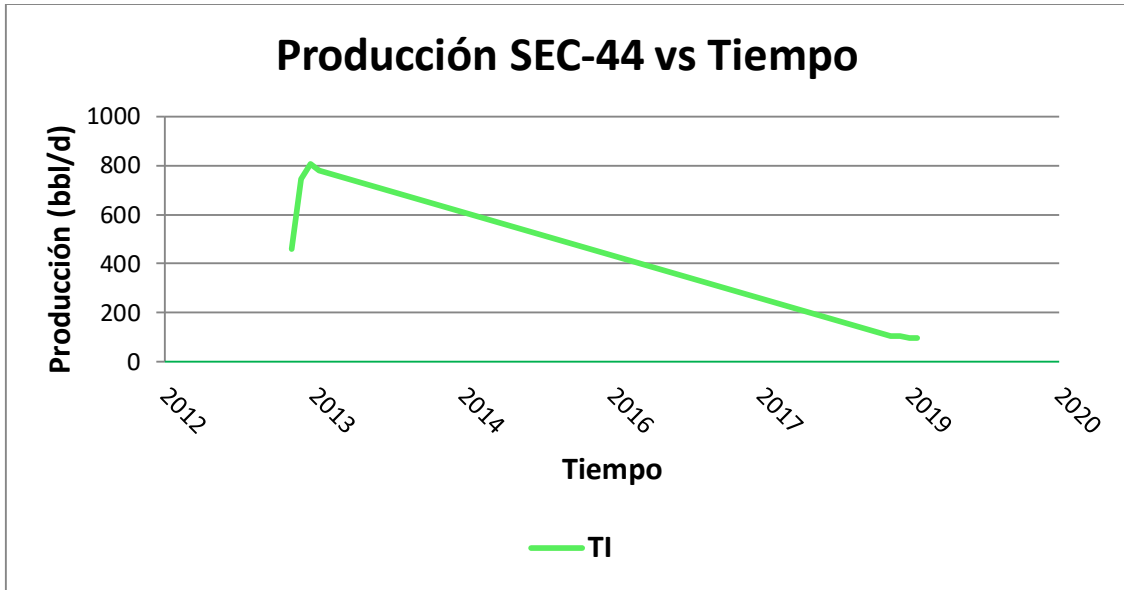


**Figura 2.12 Producción de crudo del pozo SEC-40 de U Superior.**  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**h) Pozo Productor SEC-44**

Inicialmente produce de T Inferior desde su completación, además de ser el único pozo activo de este reservorio. Con la implementación del SEC-27 en U Superior, permitió la producción optimizada, siendo uno de los principales influenciados con la RS.

El 29 de marzo del 2019 se realiza el reacondicionamiento para producir de U Superior.



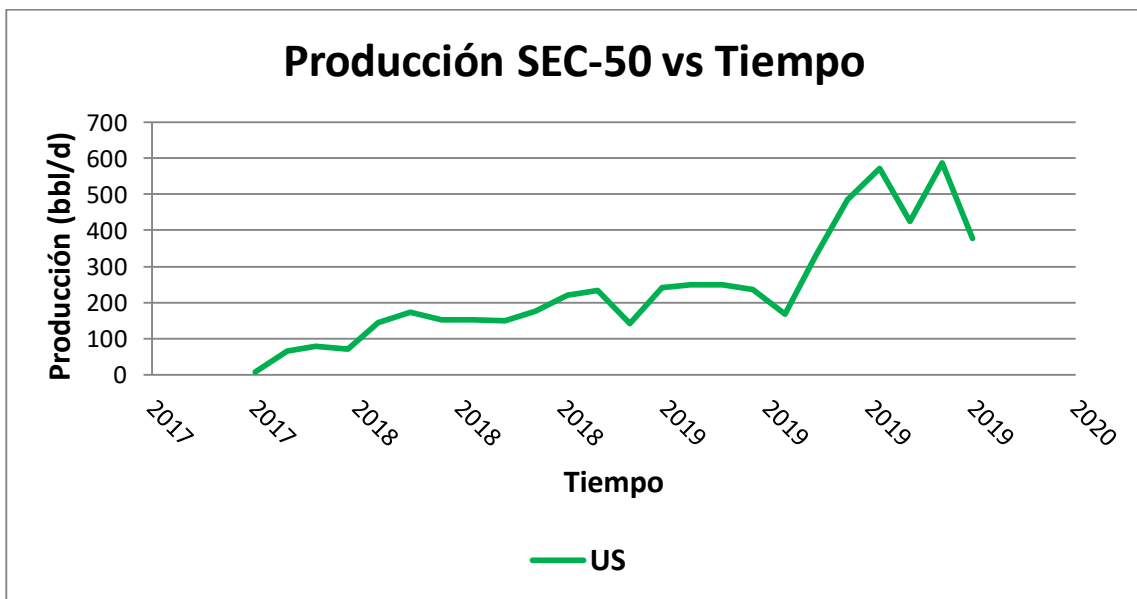
**Figura 2.13 Producción de crudo del pozo SEC-44 de U Inferior**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**i) Pozo Productor SEC-50**

El SEC-50 comienza su producción en U Superior desde enero del 2018 con un incremento gradual en la producción, hasta septiembre del 2019, donde comienza a decaer la producción.



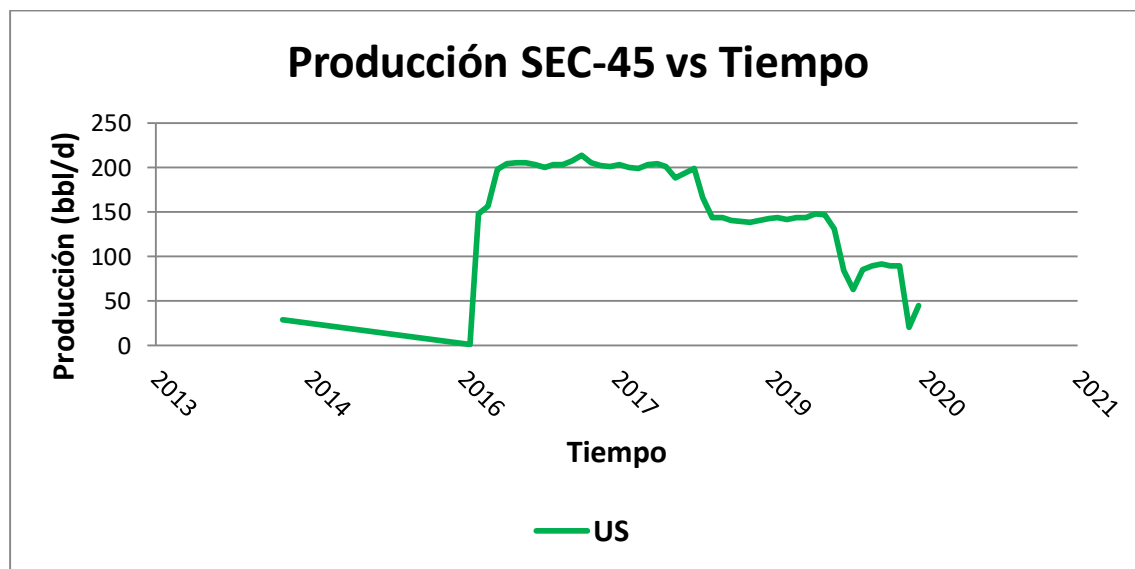
### Figura 2.14 Producción de crudo del pozo SEC-50 de U superior

Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto

Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).

#### j) Pozo Productor SEC-45

El SEC-45 comienza su producción en U Superior desde el inicio en 30 de septiembre del 2014, luego queda cerrado has el 31 de mayo del 2016 donde empieza nuevamente su producción en U Superior hasta la actualidad.



### Figura 2.15 Producción de crudo del pozo SEC-45 de U superior.

Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto

Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).

#### 2.2.8 Historial de producción de pozos benefactores

Se muestra la producción de cada pozo beneficiado desde el inicio de su producción hasta la diciembre del 2019, a fin de conocer la pérdida de producción de los mismos.

Los últimos 3 años de producción es decir del 2017 a 2019 se mostrara las tasas de petróleo y agua producidos, sin embargo la producción de petróleo será necesario más adelante para el cálculo del incremental y acumulado del proyecto; y con ello realizar el análisis económico.

a) Pozo SEC-19, U Superior

**Tabla 2.6 Producción por año desde el inicio del pozo hasta el 2016**

Pozo	Año	BPPD
SEC-19	1991	476
SEC-19	1992	529
SEC-19	1993	518
SEC-19	1994	605
SEC-19	1995	837
SEC-19	1996	615
SEC-19	1997	867
SEC-19	1998	752
SEC-19	1999	594
SEC-19	2000	619
SEC-19	2007	664
SEC-19	2008	565
SEC-19	2009	448
SEC-19	2010	276
SEC-19	2011	174
SEC-19	2012	314
SEC-19	2013	314
SEC-19	2014	597
SEC-19	2015	554
SEC-19	2016	160

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.7 Producción de crudo y agua 2017-2018**

Pozo	Fecha	BPPD	BAPD	Fecha	BPPD	BAPD
SEC-19	ene-17	150	1728	ene-18	104	1629
SEC-19	feb-17	156	1798	feb-18	98	1529
SEC-19	mar-17	159	1831	mar-18	74	1159
SEC-19	abr-17	157	1806	abr-18	75	1168
SEC-19	may-17	151	1871	may-18	78	1215
SEC-19	jun-17	93	1458	jun-18	75	1181
SEC-19	jul-17	97	1529	jul-18	58	1159
SEC-19	ago-17	108	1692	ago-18	49	1170
SEC-19	sep-17	101	1587	sep-18	48	1154
SEC-19	oct-17	103	1612	oct-18	49	1181
SEC-19	nov-17	103	1616	nov-18	36	423
SEC-19	dic-17	103	1615	dic-18		



**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**b) Pozo SEC-22, U Superior**

**Tabla 2.8 Producción desde el inicio del pozo hasta el 2016**

Pozo	Año	BPPD
SEC-22	1992	288
SEC-22	1993	325
SEC-22	1994	566
SEC-22	1995	782
SEC-22	1996	838
SEC-22	1997	775
SEC-22	1998	461
SEC-22	1999	396
SEC-22	2000	242
SEC-22	2013	13
SEC-22	2014	758
SEC-22	2015	1261
SEC-22	2016	576

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.9 Producción de crudo y agua 2017 – 2019**

Pozo	Fecha	BPPD	BAPD	Fecha	BPPD	BAPD
SEC-22	ene-17	323	2570	ene-18	165	3154
SEC-22	feb-17	327	3756	feb-18	152	2896
SEC-22	mar-17	368	3316	mar-18	138	2649
SEC-22	abr-17	360	3241	abr-18	112	2698
SEC-22	may-17	172	1740	may-18	116	2803
SEC-22	jun-17	126	1842	jun-18	112	2686
SEC-22	jul-17	136	1622	jul-18	109	2622
SEC-22	ago-17	154	1945	ago-18	107	2572
SEC-22	sep-17	177	2979	sep-18	105	2531
SEC-22	oct-17	160	2958	oct-18	105	2525
SEC-22	nov-17	174	3313	nov-18	105	2530
SEC-22	dic-17	172	3271	dic-18	105	2520

Fecha	BPPD	BAPD
ene-19	109	2616

feb-19	110	2633
mar-19	108	2602
abr-19	109	2616
may-19	112	2688
jun-19	114	2726
jul-19	112	2687
ago-19	112	2691
sep-19	113	2723
oct-19	85	2033
nov-19	114	2745
dic-19	115	2772

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**c) Pozo SEC-38, U Superior**

**Tabla 2.10 Producción desde el inicio del pozo hasta el 2016**

Pozo	Año	BPPD
SEC-38	2014	256
SEC-38	2015	120
SEC-38	2016	173

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.11 Producción de crudo y agua 2017-2019**

Pozo	Fecha	BPPD	BAPD	Fecha	BPPD	BAPD
SEC-38	ene-17	147	62	ene-18	139	35
SEC-38	feb-17	146	52	feb-18	131	50
SEC-38	mar-17	42	14	mar-18	146	37
SEC-38	abr-17	0	0	abr-18	37	9
SEC-38	may-17	0	0	may-18	87	48
SEC-38	jun-17	4	13	jun-18	155	89
SEC-38	jul-17	25	34	jul-18	73	116
SEC-38	ago-17	88	47	ago-18	16	42
SEC-38	sep-17	13	5	sep-18	0	0
SEC-38	oct-17	95	24	oct-18	42	29
SEC-38	nov-17	111	29	nov-18	145	96
SEC-38	dic-17	124	32	dic-18	147	100

Fecha	BPPD	BAPD
ene-19	151	101

feb-19	152	102
mar-19	149	101
abr-19	139	99
may-19	147	85
jun-19	150	86
jul-19	132	84
ago-19	122	85
sep-19	120	439
oct-19	30	17
nov-19	32	26
dic-19	35	29

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**d) Pozo SEC-39, U Superior**

**Tabla 2.12 Producción desde el inicio del pozo hasta el 2016**

Pozo	Año	BPPD
SEC-39	2011	161
SEC-39	2012	403
SEC-39	2013	599
SEC-39	2014	153
SEC-39	2015	33
SEC-39	2016	122

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.13 Producción de crudo y agua 2017-2019**

Pozo	Fecha	BPPD	BAPD	Fecha	BPPD	BAPD
SEC-39	ene-17	92	868	ene-18	46	461
SEC-39	feb-17	89	902	feb-18	119	1390
SEC-39	mar-17	91	919	mar-18	174	1113
SEC-39	abr-17	91	920	abr-18	176	1122
SEC-39	may-17	90	969	may-18	209	127
SEC-39	jun-17	76	910	jun-18	194	1521
SEC-39	jul-17	83	843	jul-18	166	844
SEC-39	ago-17	74	751	ago-18	166	846
SEC-39	sep-17	76	768	sep-18	165	841
SEC-39	oct-17	77	776	oct-18	169	862
SEC-39	nov-17	77	777	nov-18	170	1067
SEC-39	dic-17	77	776	dic-18	0	0

Fecha	BPPD	BAPD
ene-19	0	0
feb-19	34	1131
mar-19	187	827
abr-19	93	829
may-19	134	38
jun-19	211	56
jul-19	211	138
ago-19	162	333
sep-19	85	342
oct-19	67	429
nov-19	85	281
dic-19	84	278

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**e) Pozo SEC-44, U Superior**

**Tabla 2.14 Producción de crudo y agua 2019**

Pozo	Fecha	BPPD	BAPD	Fecha	BPPD	BAPD
SEC-44	ene-19			ene-20	213	15
SEC-44	feb-19			feb-20	217	15
SEC-44	mar-19			mar-20	204	15
SEC-44	abr-19			abr-20	46	4
SEC-44	may-19			may-20	100	7
SEC-44	jun-19	209	43			
SEC-44	jul-19	244	86			
SEC-44	ago-19	219	98			
SEC-44	sep-19	253	17			
SEC-44	oct-19	183	11			
SEC-44	nov-19	250	15			
SEC-44	dic-19	211	15			

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**f) Pozo SEC-50, U Superior**

**Tabla 2.15 Producción de crudo y agua 2018-2019**

Pozo	Fecha	BPPD	BAPD	Fecha	BPPD	BAPD
SEC-50	ene-18	6	118	ene-19	142	1046
SEC-50	feb-18	65	1117	feb-19	242	1549

SEC-50	mar-18	78	1225	mar-19	250	1328
SEC-50	abr-18	71	1108	abr-19	248	1213
SEC-50	may-18	143	1376	may-19	237	1125
SEC-50	jun-18	172	1344	jun-19	168	766
SEC-50	jul-18	152	1369	jul-19	328	1251
SEC-50	ago-18	152	1371	ago-19	486	1206
SEC-50	sep-18	150	1353	sep-19	572	1110
SEC-50	oct-18	176	1352	oct-19	426	827
SEC-50	nov-18	217	1451	nov-19	586	1063
SEC-50	dic-18	233	1561	dic-19	378	623

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**g) Pozo SEC-45, U Superior**

**Tabla 2.16 Producción desde el inicio del pozo hasta el 2016**

Pozo	Año	BPPD
SEC-45	2014	108
SEC-45	2015	0
SEC-45	2016	165

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.17 Producción de crudo y agua 2017-2019**

Pozo	Fecha	BPPD	BAPD	Fecha	BPPD	BAPD
SEC-45	ene-17	200	318	ene-18	205	319
SEC-45	feb-17	204	321	feb-18	201	317
SEC-45	mar-17	203	322	mar-18	188	290
SEC-45	abr-17	208	322	abr-18	194	297
SEC-45	may-17	214	338	may-18	199	315
SEC-45	jun-17	205	324	jun-18	166	328
SEC-45	jul-17	202	329	jul-18	143	349
SEC-45	ago-17	201	325	ago-18	144	361
SEC-45	sep-17	203	412	sep-18	140	362
SEC-45	oct-17	200	376	oct-18	139	361
SEC-45	nov-17	199	324	nov-18	139	360
SEC-45	dic-17	204	322	dic-18	141	371

Fecha	BPPD	BAPD
-------	------	------

ene-19	143	370
feb-19	144	367
mar-19	142	354
abr-19	144	362
may-19	144	361
jun-19	148	361
jul-19	147	357
ago-19	131	378
sep-19	84	420
oct-19	63	313
nov-19	85	423
dic-19	90	443

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

### 2.2.9 Análisis físico-químico

Con el siguiente análisis físico-químico se podrá corroborar la compatibilidad que existe entre el tanque de lavado SCY WT, que es el tanque de donde se utiliza el agua de formación para la inyección; con los pozos influenciados, ya que deben cumplir ciertos parámetros.

Se realiza la comparación del estado físico-químico del agua de formación de los pozos, con el agua de inyección que parte del tanque de lavado SCY WT a los pozos beneficiados por la inyección.

Se empezó con la data de los pozos beneficiados y finalmente con el tanque de lavado SCY WT.

**Tabla 2.18 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-19**

<b>Prueba</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultado</b>
<b>Potencial H</b>	pH	6,6
<b>Dureza total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	6037
<b>Dureza cálcica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	5040
<b>Calcio</b>	Ppm	3600
<b>Dureza Magnésica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	997

<b>Magnesio</b>	Ppm	892
<b>Alcalinidad Total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	190
<b>Bicarbonato</b>	ppm	232
<b>Hierro</b>	ppm	26
<b>Sulfatos</b>	ppm	80
<b>Cloruros</b>	ppm	37500
<b>Densidad</b>	ppm	1,06
<b>Oxígeno</b>	ppm	0,59
<b>CO<sub>2</sub></b>	ppm	3
<b>Sodio</b>	ppm	18777
<b>TDS</b>	ppm	55100
<b>Turbidez</b>	NTU	12

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.19 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-22**

<b>Prueba</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultado</b>
<b>Potencial H</b>	pH	6,9
<b>Dureza total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	1540
<b>Dureza cálcica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	1484
<b>Calcio</b>	Ppm	1060
<b>Dureza Magnésica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	56
<b>Magnesio</b>	ppm	231
<b>Alcalinidad Total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	320
<b>Bicarbonato</b>	ppm	390
<b>Hierro</b>	ppm	5
<b>Sulfatos</b>	ppm	60
<b>Cloruros</b>	ppm	18800
<b>Densidad</b>	ppm	N/A
<b>Oxígeno</b>	ppm	N/A
<b>CO<sub>2</sub></b>	ppm	3
<b>Sodio</b>	ppm	10710
<b>TDS</b>	ppm	23000
<b>Turbidez</b>	NTU	12

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.20 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-38**

<b>Prueba</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultado</b>
<b>Potencial H</b>	pH	6,7
<b>Dureza total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	2612

<b>Dureza cálcica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	2520
<b>Calcio</b>	Ppm	1800
<b>Dureza Magnésica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	92
<b>Magnesio</b>	Ppm	377
<b>Alcalinidad Total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	430
<b>Bicarbonato</b>	ppm	525
<b>Hierro</b>	ppm	12
<b>Sulfatos</b>	ppm	110
<b>Cloruros</b>	ppm	30300
<b>Densidad</b>	ppm	N/A
<b>Oxígeno</b>	ppm	N/A
<b>CO<sub>2</sub></b>	ppm	2
<b>Sodio</b>	ppm	17112
<b>TDS</b>	ppm	46300
<b>Turbidez</b>	NTU	12

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.21 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-39**

<b>Prueba</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultado</b>
<b>Potencial H</b>	pH	6,3
<b>Dureza total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	2665
<b>Dureza cálcica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	2576
<b>Calcio</b>	ppm	1840
<b>Dureza Magnésica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	89
<b>Magnesio</b>	ppm	365
<b>Alcalinidad Total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	320
<b>Bicarbonato</b>	ppm	390
<b>Hierro</b>	ppm	43
<b>Sulfatos</b>	ppm	100
<b>Cloruros</b>	ppm	31500
<b>Densidad</b>	ppm	N/A
<b>Oxígeno</b>	ppm	N/A
<b>CO<sub>2</sub></b>	ppm	10
<b>Sodio</b>	ppm	17787
<b>TDS</b>	ppm	39100
<b>Turbidez</b>	NTU	12

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.22 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-44**



Prueba	Unidades	Resultado
Potencial H	pH	6,8
Dureza total	ppm CaCO <sub>3</sub>	1172
Dureza cálcica	ppm CaCO <sub>3</sub>	1142
Calcio	Ppm	816
Dureza Magnésica	ppm CaCO <sub>3</sub>	29
Magnesio	Ppm	120
Alcalinidad Total	ppm CaCO <sub>3</sub>	1890
Bicarbonato	ppm	2306
Hierro	ppm	175
Sulfatos	ppm	262
Cloruros	ppm	12950
Densidad	ppm	N/A
Oxígeno	ppm	N/A
CO <sub>2</sub>	ppm	55
Sodio	ppm	8085
TDS	ppm	24807
Turbidez	NTU	12

Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto  
Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).

Tabla 2.23 Análisis físico químico del agua de formación, SEC-45

Prueba	Unidades	Resultado
Potencial H	pH	6,9
Dureza total	ppm CaCO <sub>3</sub>	2204
Dureza cálcica	ppm CaCO <sub>3</sub>	2156
Calcio	Ppm	1540
Dureza Magnésica	ppm CaCO <sub>3</sub>	48
Magnesio	ppm	197
Alcalinidad Total	ppm CaCO <sub>3</sub>	380
Bicarbonato	ppm	464
Hierro	ppm	10
Sulfatos	ppm	30
Cloruros	ppm	54400
Densidad	ppm	N/A
Oxígeno	ppm	N/A
CO <sub>2</sub>	ppm	2
Sodio	ppm	33321
TDS	ppm	86700
Turbidez	NTU	12

Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

Ahora se muestra los datos físico-químicos del tanque de almacenamiento (SCY WT) de la estación Secoya, para observar los parámetros con los que deben cumplir los pozos beneficiados por la inyección.

**Tabla 2.24 Parámetros físico-químico del agua de formación en la estación Secoya (SCY WT).**

<b>Prueba</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultado</b>
<b>Potencial H</b>	pH	6,6
<b>Dureza total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	6037
<b>Dureza cálcica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	5040
<b>Calcio</b>	Ppm	3600
<b>Dureza Magnésica</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	997
<b>Magnesio</b>	Ppm	892
<b>Alcalinidad Total</b>	ppm CaCO <sub>3</sub>	190
<b>Bicarbonato</b>	ppm	232
<b>Hierro</b>	ppm	26
<b>Sulfatos</b>	ppm	80
<b>Cloruros</b>	ppm	37500
<b>Densidad</b>	ppm	1,09
<b>Oxígeno</b>	ppm	2,98
<b>CO<sub>2</sub></b>	ppm	3
<b>Sodio</b>	ppm	18777
<b>TDS</b>	ppm	55100
<b>Turbidez</b>	NTU	12

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

Se puede observar que existe una buena compatibilidad en relación del tanque de lavado SCY WT, con los pozos beneficiados, y es de esperarse ya que el tanque alimenta a los pozos inyectoros.

#### **2.2.10 Análisis de salinidad**

Se muestra la salinidad de los pozos inyectoros en la tabla 2.25, con el fin de conocer los rangos. En la tabla 2.26 se muestra el rango de salinidad de los pozos productores, que ha variado con el tiempo.

En el caso del SEC-19, que presenta rangos altos de salinidad. La salinidad alta del pozo productor baja, cuando el agua de baja salinidad del pozo inyector irrumpe el frente de agua. A diferencia del pozo SEC-22 que la salinidad muestra rangos similares, y cuando se irrumpe el frente de agua del pozo productor, la salinidad no es alterada, sin embargo, la salinidad del pozo SEC-22 tiende a bajar, mientras que la salinidad de los pozos inyectoros sea alta.

**Tabla 2.25 Salinidad del agua de los pozos inyectoros**

Pozo	Arena	NaCl (ppm)
SEC-26	U Superior	17200 – 18700
SEC-27	U Superior	16500 - 18600
SEC40	U Superior	16800 – 18500

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

**Tabla 2.26 Salinidad del agua de los pozos productores**

Pozo	Arena	NaCl (ppm)
SEC-19	U Superior	29000 – 75000
SEC-22	U Superior	15300 - 45000
SEC-38	U Superior	16800 – 38500
SEC-39	U Superior	29000 – 55000
SEC-44	U Superior	16900 – 56000
SEC-45	U Superior	15000 – 46200
SEC-50	U Superior	17300 – 45000

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

## 2.2.11 Análisis de la presión de reservorio de pozos beneficiarios

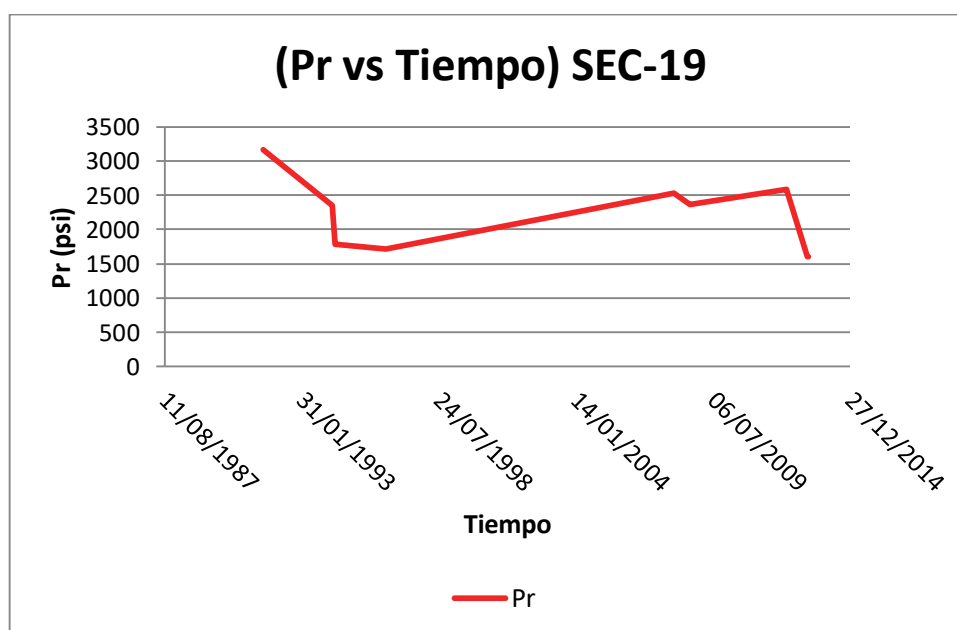
Ahora se observa la presión de reservorio de los pozos beneficiados, ya que este análisis, servirá para observar cómo ha caído la presión de reservorio del pozo a través del tiempo.

**a) Pozo SEC-19**

**Tabla 2.27 Presión de Reservorio de SEC-19**

Pozo	Fecha	Pr	Fecha	Pr
SEC-19:US	21-jul-91	3165,4	19-dic-07	2530
SEC-19:US	21-abr-94	2349	5-ago-08	2363
SEC-19:US	2-jun-94	1789	9-jun-12	2581,9
SEC-19:US	11-jun-96	1720	15-abr-13	1608
SEC-19:US	14-jun-96	1723	27-abr-13	1597,8

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 2.16 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-19**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

La presión de reservorio del pozo SEC-19 cayó, desde el inicio de sus actividades hasta aproximadamente 1992 en donde se observa una subida y posterior caída de presión,

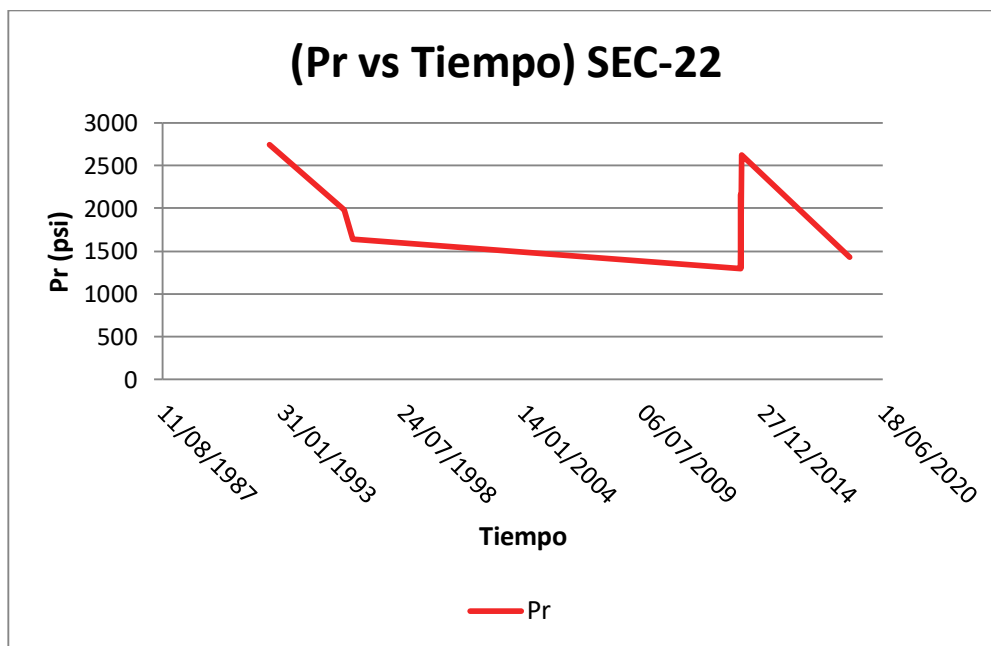
probablemente por el efecto de la inyección en el arena U Superior, el ultimo Build up, fue realizado el 27 de abril del 2013

**b) Pozo SEC-22**

**Tabla 2.28 Presión de Reservorio de SEC-22**

Pozo	Fecha	Pr	Fecha	Pr
SEC-22:US	29-jun-92	2740	2-ene-14	1301,6
SEC-22:US	23-nov-95	1977	20-dic13	2626,9
SEC-22:US	20-abr-96	1637	17-dic-13	2161,08
SEC-22:US	24-dic-13	1295,53	10-dic-18	1433,41

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 2.17 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-22**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

La presión de reservorio del pozo SEC-22 cae, desde el inicio de sus actividades hasta el 2014 en donde comienza la inyección de agua por parte del SEC-26, eventualmente cae la presión con el pasar del tiempo.

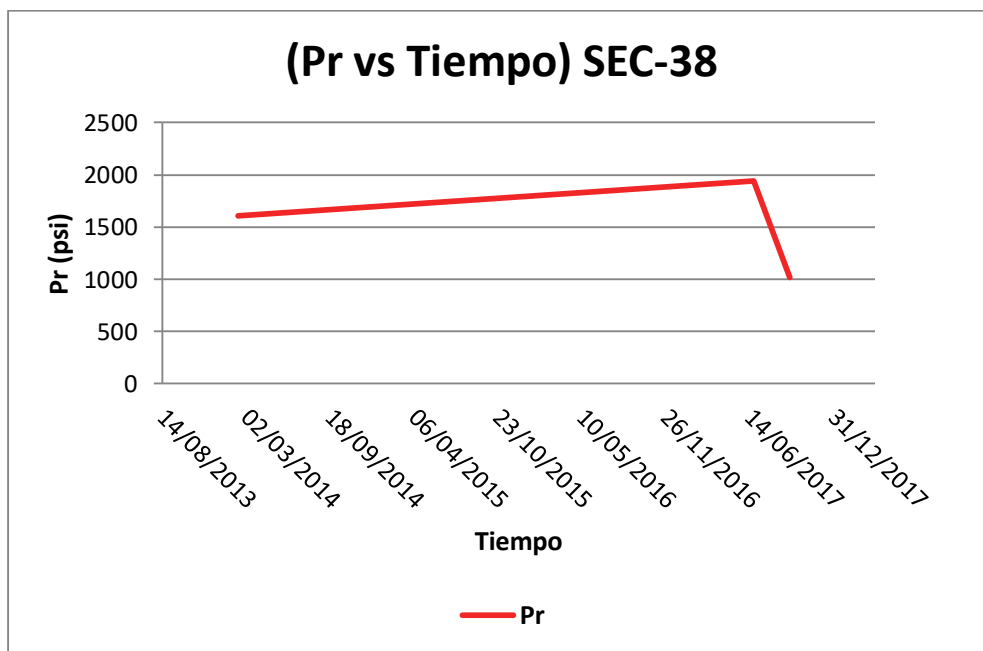
**c) Pozo SEC-38**

**Tabla 2.29 Presión de Reservorio de SEC-38**

Pozo	Fecha	Pr	Fecha	Pr
SEC-38:US	10-feb-14	1606	16-jul-18	1018
SEC-38:US	25-jun-17	1944	19-sep-17	1944,11

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 2.18 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-38**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

La presión de reservorio del pozo SEC-38, aumentó desde el inicio de sus actividades hasta abril del 2017 en donde comienza la inyección de agua por parte del SEC-27, eventualmente cae la presión con el pasar del tiempo.

d) Pozo SEC-39

Tabla 2.30 Presión de Reservorio de SEC-39

Pozo	Fecha	Pr	Fecha	Pr
SEC-39:US	20-abr-12	2299,31	12-feb-14	1096,19
SEC-39:US	15-ago-12	1892,26	30-jun-14	1380,22

Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto

Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).

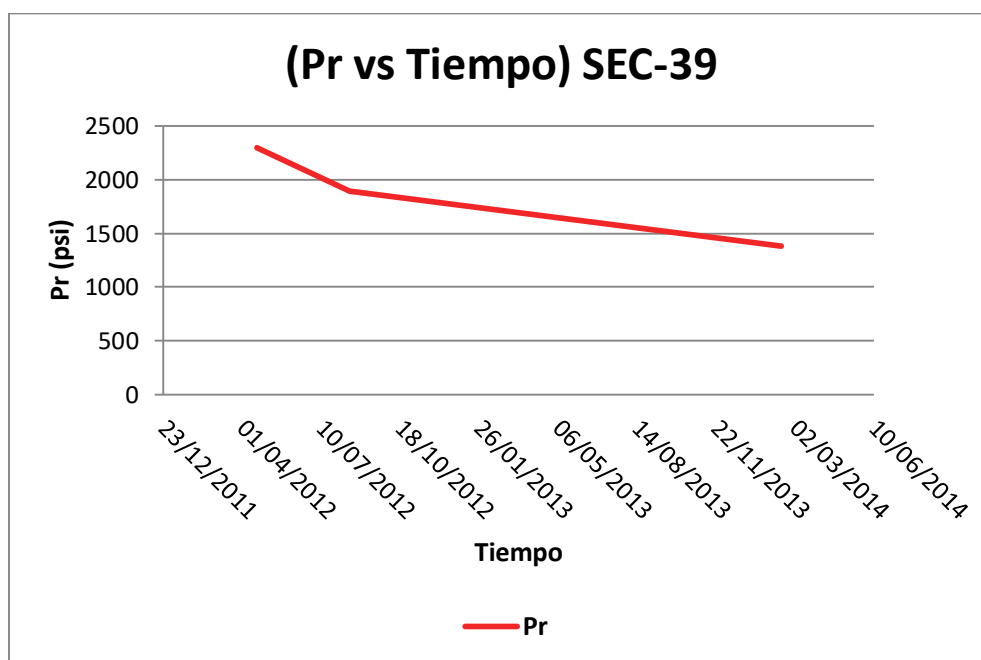


Figura 2.19 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-39

Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto

Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).

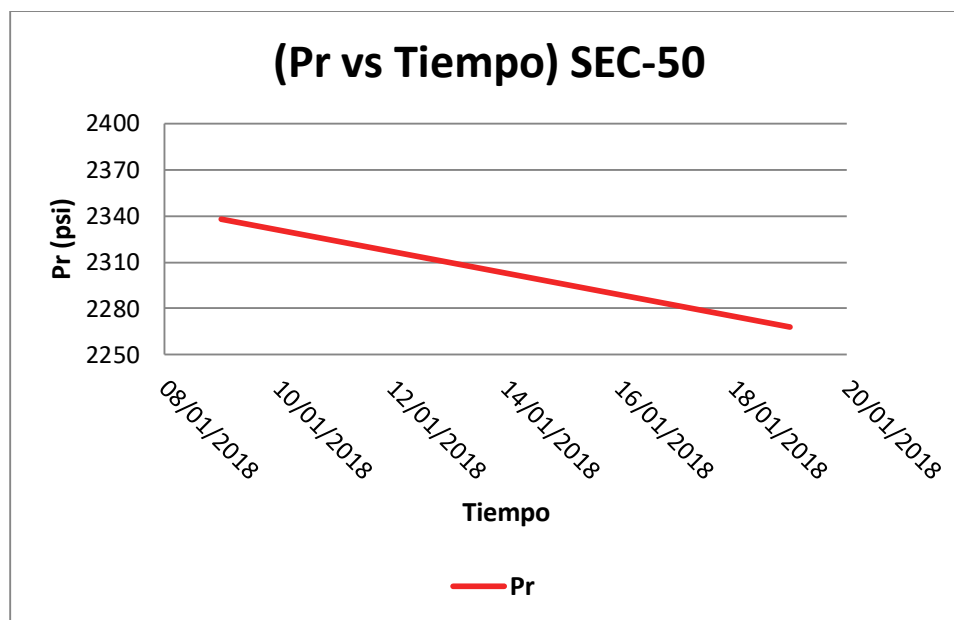
La presión de reservorio del pozo SEC-39 cae, desde el inicio de sus actividades en adelante hasta junio del 2014 en donde se registra el último build up. Posteriormente comenzaría la inyección por parte del SEC-27.

e) Pozo SEC-50

Tabla 2.31 Presión de Reservorio de SEC-50

Pozo	Fecha	Pr
SEC-50:US	9-ene-18	2338
SEC-50:US	19-ene-18	2268

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 2.20 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-50**  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

En el caso del SEC-45 que cuenta con 2 build up, registra un descenso en la presión de reservorio.

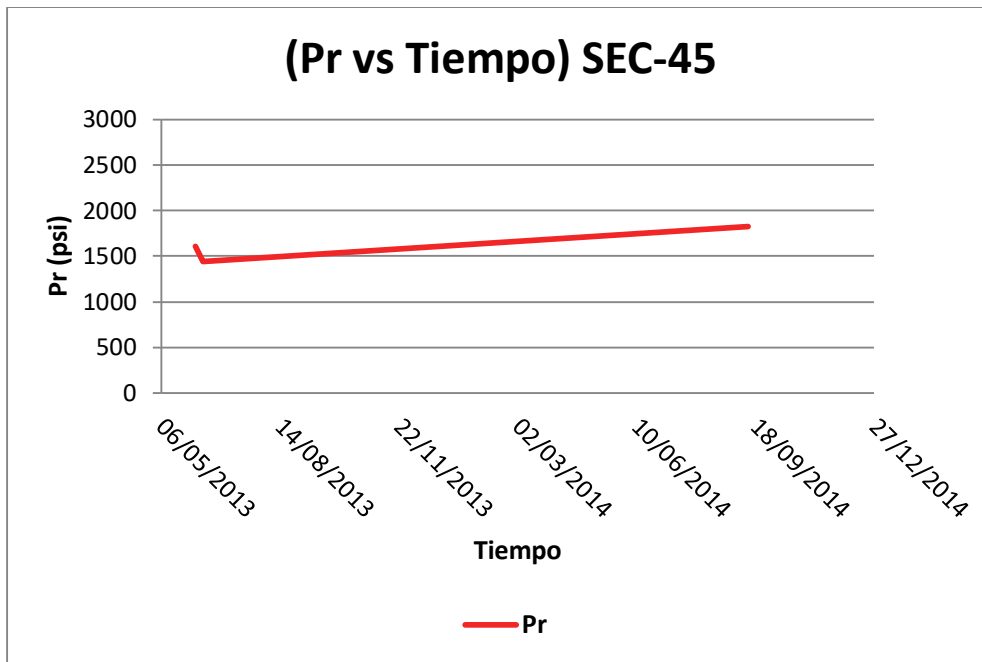
**f) Pozo SEC-45**

**Tabla 2.32 Presión de Reservorio de SEC-45**

Pozo	Fecha	Pr
SEC-45:US	4-jun-13	1606,73
SEC-45:US	10-jun-13	1437,92
SEC-45:US	12-sep-14	1827,57

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).





**Figura 2.21 Grafica de Presión de Reservorio con respecto al tiempo de SEC-45**  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

## 2.3 Predicciones

### 2.3.1 Caso Base

Denominaremos caso base al escenario en el que no existiera la recuperación secundaria, determinando POES, producción acumulada de petróleo y su respectivo factor de recobro.

### 2.3.2 Caso Uno

El caso uno es el escenario actual, como se está dando la recuperación secundaria en la actualidad, determinando POES, producción acumulada de petróleo y su respectivo factor de recobro. Es posible que el reservorio se esté depletando, entonces las posibilidades de optimización de la producción se ven reducidas para lo cual sería necesario implementar nuevos pozos inyectores o productores con el objetivo de incrementar el factor de recobro.

## **2.4 Análisis económico de la recuperación secundaria**

El análisis económico del proyecto tiene como principal objetivo conocer la inversión y los ingresos que tiene la aplicación de recuperación secundaria en el campo Secoya y en base a indicadores financieros como el Valor Actual neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tiempo de retorno de la inversión, determinar si el proyecto es económicamente rentable.

### **2.4.1 Ingresos del proyecto**

Para determinar los ingresos del proyecto se necesita conocer el historial de producción de los pozos a los cuales se aplicó recuperación secundaria. Una vez determinado los ingresos y egresos del proyecto se realiza el cálculo del flujo neto de caja para posteriormente realizar el cálculo de los indicadores financieros básicos como: VAN y TIR.

### **2.4.2 Indicadores financieros**

Son parámetros financieros en los cuales nos basaremos para determinar si el proyecto es económicamente rentable.

### **2.4.3 Flujo neto de caja**

Es la suma de todos los costos (ingresos) menos todos los pagos (egresos) realizados durante la vida útil del proyecto.

### **2.4.4 Valor actual neto (VAN)**

Representa la suma de todos los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, incluido el valor de inversión inicial, una vez expresados los

beneficios netos futuros en unidades monetarias del presente se puede sumar y así obtener el valor actual neto del proyecto.

El Valor Neto Actual permite estimar si el proyecto es económicamente rentable, en base a los siguientes criterios:

- Si el VAN es positivo, significa que el proyecto es rentable.
- Si el VAN es nulo, significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que la inversión puesta en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.
- Si el VAN es negativo, significa que el proyecto no es rentable.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC\ k}{(1+r)^k} \quad (\text{Ecu. 16})$$

**Dónde:**

- n = Número de años
- FNC = Flujo Neto de Caja
- r = Tasa de Actualización<sup>50</sup> (12%)
- k = Índice que indica el año correspondiente

#### 2.4.5 Tasa interna de retorno (TIR)

Se define como la tasa de interés que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC\ k}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (\text{Ecu. 17})$$

#### **2.4.6 Tiempo de retorno de la inversión**

Se define como el periodo que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados del proyecto.

Tiempo de Recuperación de la Inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo, pues permite anticipar los eventos en el corto plazo.

## CAPITULO III

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

#### 3.1 Propiedades PVT

Es necesario definir las propiedades PVT de la zona de influencia de la recuperación secundaria para estimar el comportamiento de la inyección de agua. Se cuenta con un análisis PVT para la arena Napo U Superior del pozo Shuara-12, tomado en diciembre de 1992, este análisis se considera representativo para nuestro estudio ya que fue tomado para la arena productora en la que se basa nuestro proyecto (PETROPRODUCCION 1992).

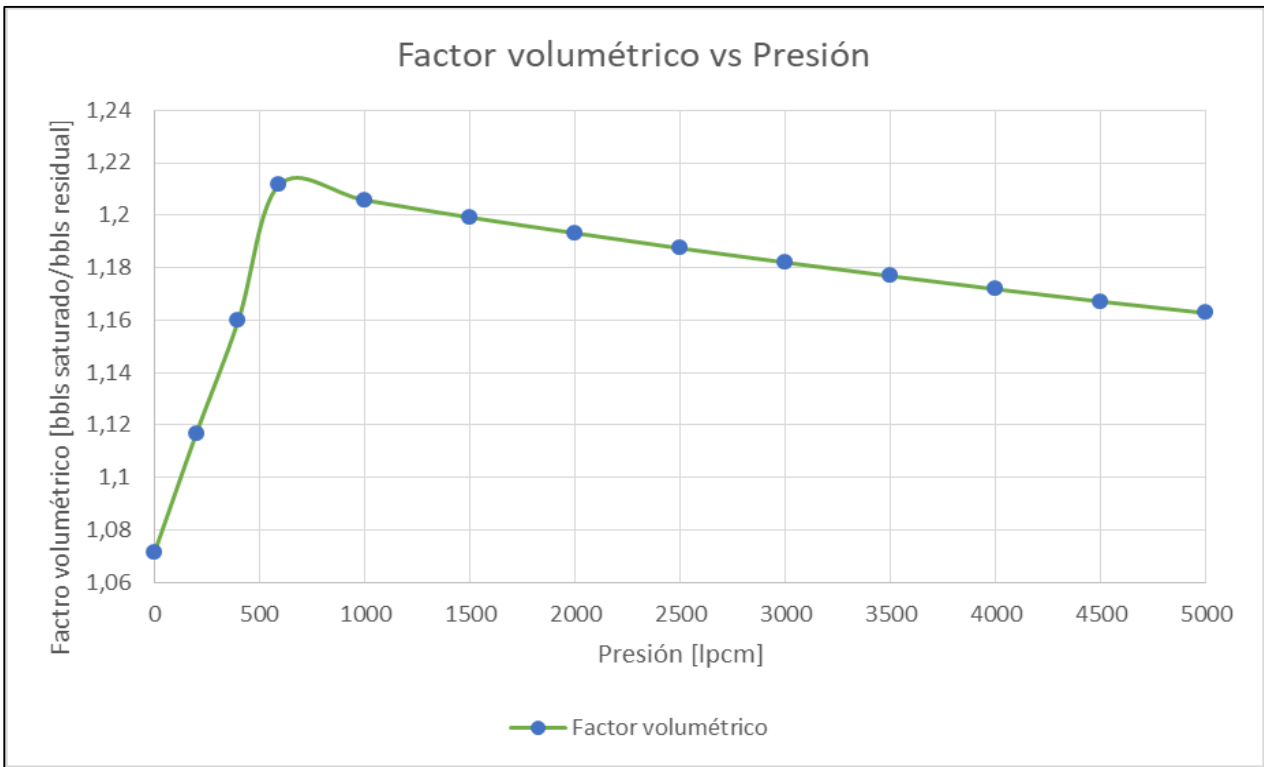
Los datos de este análisis se encuentran en la Tabla 3.1, junto con las gráficas de factor volumétrico (Figura 3.1) y viscosidad del petróleo (Figura 3.2) ambas con respecto al tiempo.

**Tabla 3.1 Propiedades PVT Pozo Shuara-12 arena Napo U Superior**

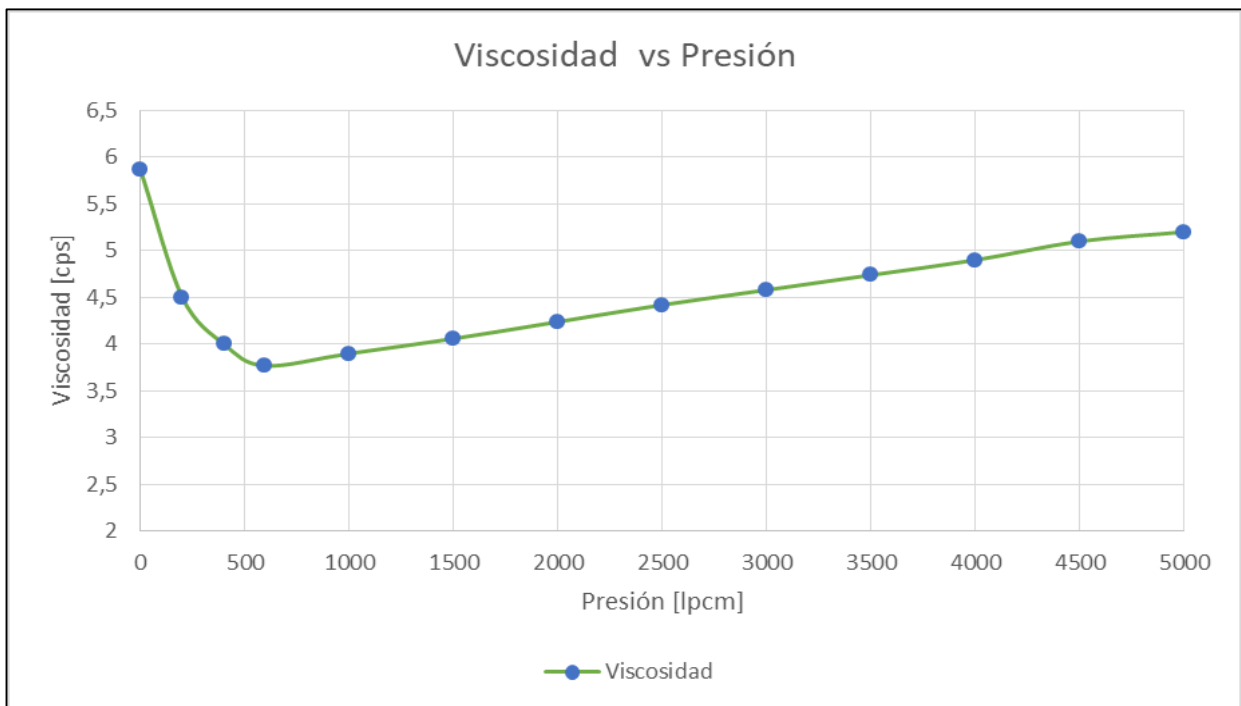
Presión [lpcm]	GOR	Factor volumétrico del petróleo	Densidad del petróleo [g/cm <sup>3</sup> ]	μo	μg	μo/μg
5000		1.1627	0.7968	5.2		
4500		1.1671	0.7938	5.1		
4000		1.1718	0.7906	4.9		
3500		1.1768	0.7872	4.74		
3000		1.182	0.7838	4.58		
2500		1.1874	0.7802	4.42		
2000		1.1932	0.7764	4.24		
1500		1.1992	0.7725	4.06		
1000		1.2058	0.7683	3.9		
595	162	1.2117	0.7646	3.77		
400	116	1.16	0.774	4	0.01278	313
200	65	1.1168	0.7901	4.5	0.01178	382
0	0	1.0712	0.819	5.86		

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROPRODUCCION 1992).



**Figura 3.1 Factor volumétrico del petróleo vs. Presión. Análisis PVT Pozo Shuara-12 arena Napo U Superior**  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROPRODUCCION 1992).



**Figura 3.2 Viscosidad del petróleo vs. Presión. Análisis PVT Pozo Shuara-12 arena Napo U Superior**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROPRODUCCION 1992).

### 3.2 POES

**Tabla 3.2 Data para el cálculo del POES**

Datos de arena para el cálculo de POES						
Arena	Área(acres)	h (pies)	Porosidad (%)	S <sub>wi</sub>	S <sub>oi</sub>	β <sub>oi</sub>
U Superior	6300	10	14	45	55	1.263

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * S_{oi}}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ecu. 18})$$

$$POES = \frac{7758 * 6300 * 10 * \left(\frac{14}{100}\right) * \left(\frac{55}{100}\right)}{1.263}$$

$$POES = 29\,797\,353.92$$

### 3.3 Factor de Recobro (%FR)

$$FR = \frac{Np}{POES} \quad (\text{Ecu. 19})$$

### 3.3.1 Factor de recobro Primario

Para el cálculo del recobro primario fue necesario predecir el comportamiento y las tasas de declinación nominal mensual, las cuales se las determino a partir de la ecuación 20.

$$Qt = \frac{Qo}{(1+dnm*t)^{1/b}} \quad (\text{Ecu. 20})$$

Dónde:

**Qt:** Tasa total de la producción primaria por día

**Qo:** Tasa inicial de pronostico

**dnm:** Declinación nominal del pozo = 0,03

**t:** Tiempo en meses = 1 mes

**b:** se utilizo = 0,0000001

**Tabla 3.3 Factor de Recobro Primario**

POES [MMbls]	Producción Acumulada [MMbls]	FR %
29 797353.92	5994108,40	20%

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

### 3.3.2 Factor de recobro Actual

$$FR = \frac{7431631,99}{29797353,92} = 0,25$$

$$FR = 25\%$$



**Tabla 3.4 Factor de Recobro Actual**

<b>POES [MMbbls]</b>	<b>Producción Acumulada [MMbbls]</b>	<b>FR %</b>
29 797353,92	7431631,99	25%

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

### **3.3.3 Incremental del Proyecto**

Es la resta entre la producción acumulada secundaria menos la producción acumulada primaria.

$$\text{Incremental del Proyecto} = 7431631,99 - 5994108,40$$

La cual representa un aumento del 5% del factor de recobro, que es el adicional de producción que se tiene con la implementación de la Recuperación Secundaria, como se muestra en la (tabla 3.5).

**Tabla 3.5 Incremental del Proyecto**

<b>POES [MMbbls]</b>	<b>Producción Acumulada [MMbbls]</b>	<b>FR %</b>
29 797353,92	1437523,59	5%

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

## **3.4 Recuperación Primaria, Secundaria, Tasa de Inyección, Incremental y Acumulado del Proyecto.**

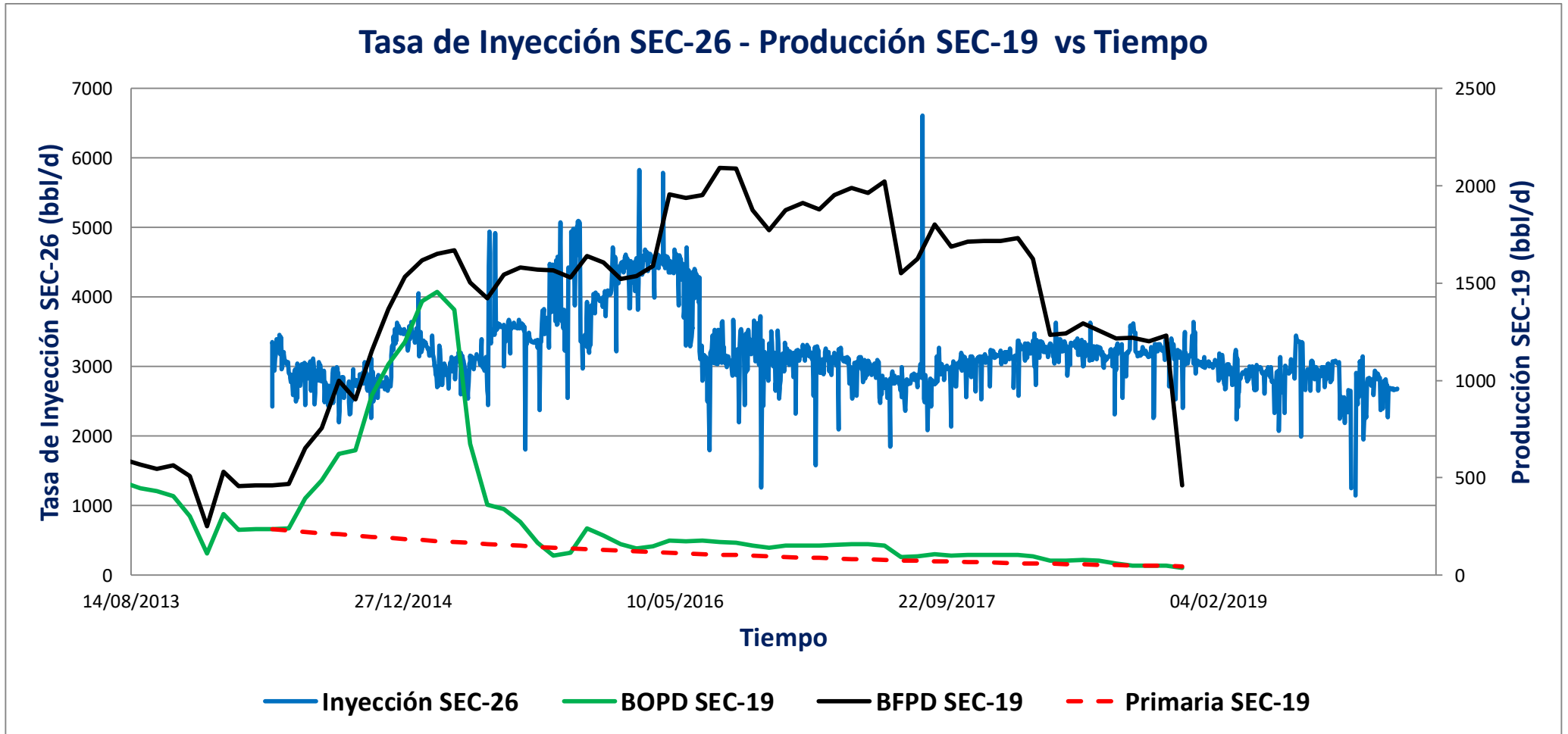
En este apartado, en la sección 3.4.1 se graficó las curvas de producción primaria, barriles de fluido producidos, barriles de petróleo producidos, de los pozos productores. De igual manera el graficó de las tasas de inyección de los pozos inyectoros versus el tiempo.

Para la sección 3.4.2 se graficó las curvas de producción primaria, barriles de fluido producidos, barriles de petróleo producidos, de los pozos productores. De igual manera se graficó las tasas de inyección, pero en este caso de los 3 pozos inyectoros, con la finalidad de observar que pozos inyectoros tiene influencia en los pozos productores.

En la sección 3.4.3 se graficó el incremental de las tasas de petróleo producido por la recuperación secundaria, y poder identificar el año de mayor producción y por ende de mayor utilidad.

En la sección 3.4.4 se graficó el acumulado de barriles petróleo producido, para poder realizar el respectivo análisis económico y obtener la utilidad que generó el proyecto.

### 3.4.1 Tasa de Inyección (inyector) , Tasa de Producción (productor) vs el Tiempo



**Figura 3.3** Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-26 y Producción SEC-19 con respecto al tiempo  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** ( PETROAMAZONAS, EP 2020).

### Tasa de Inyección SEC-26 - Producción SEC-22 vs Tiempo

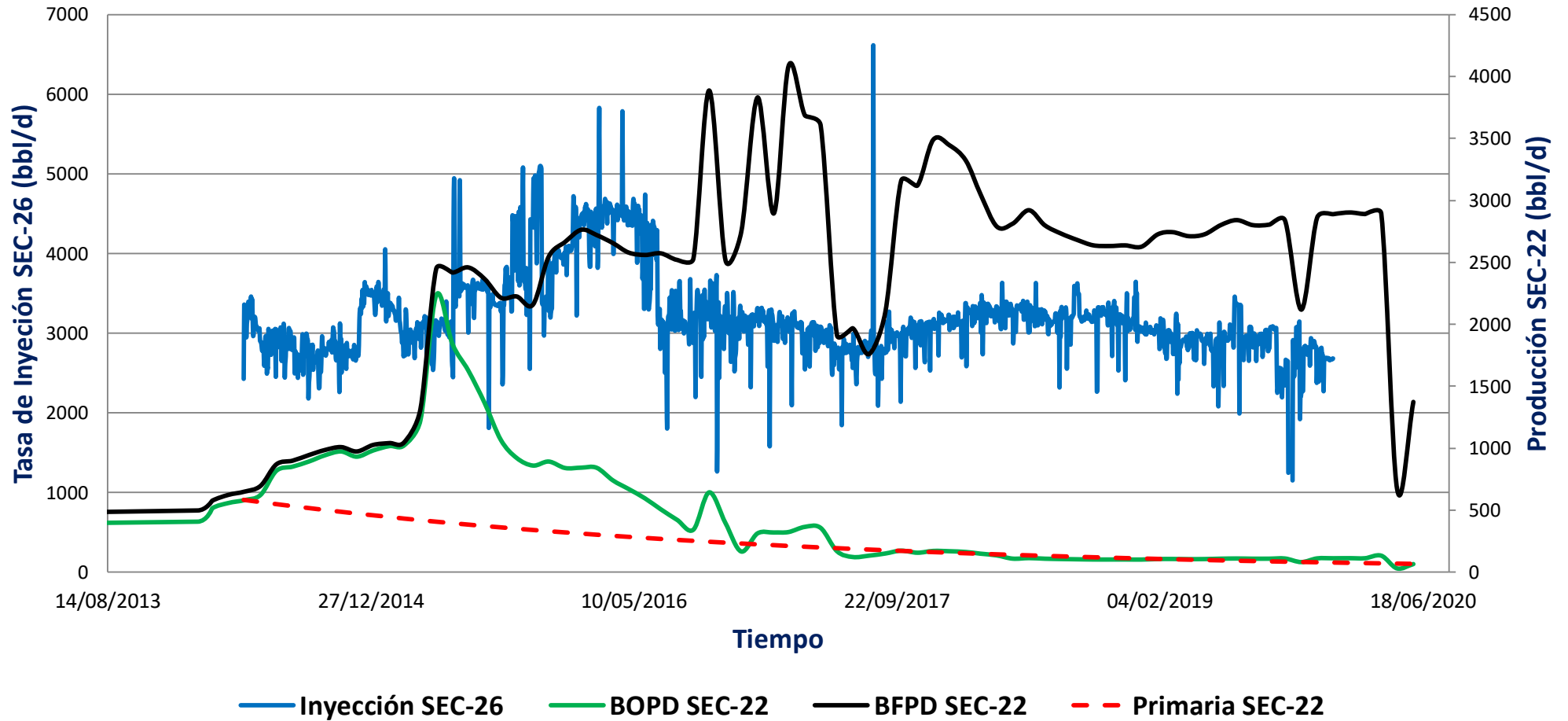
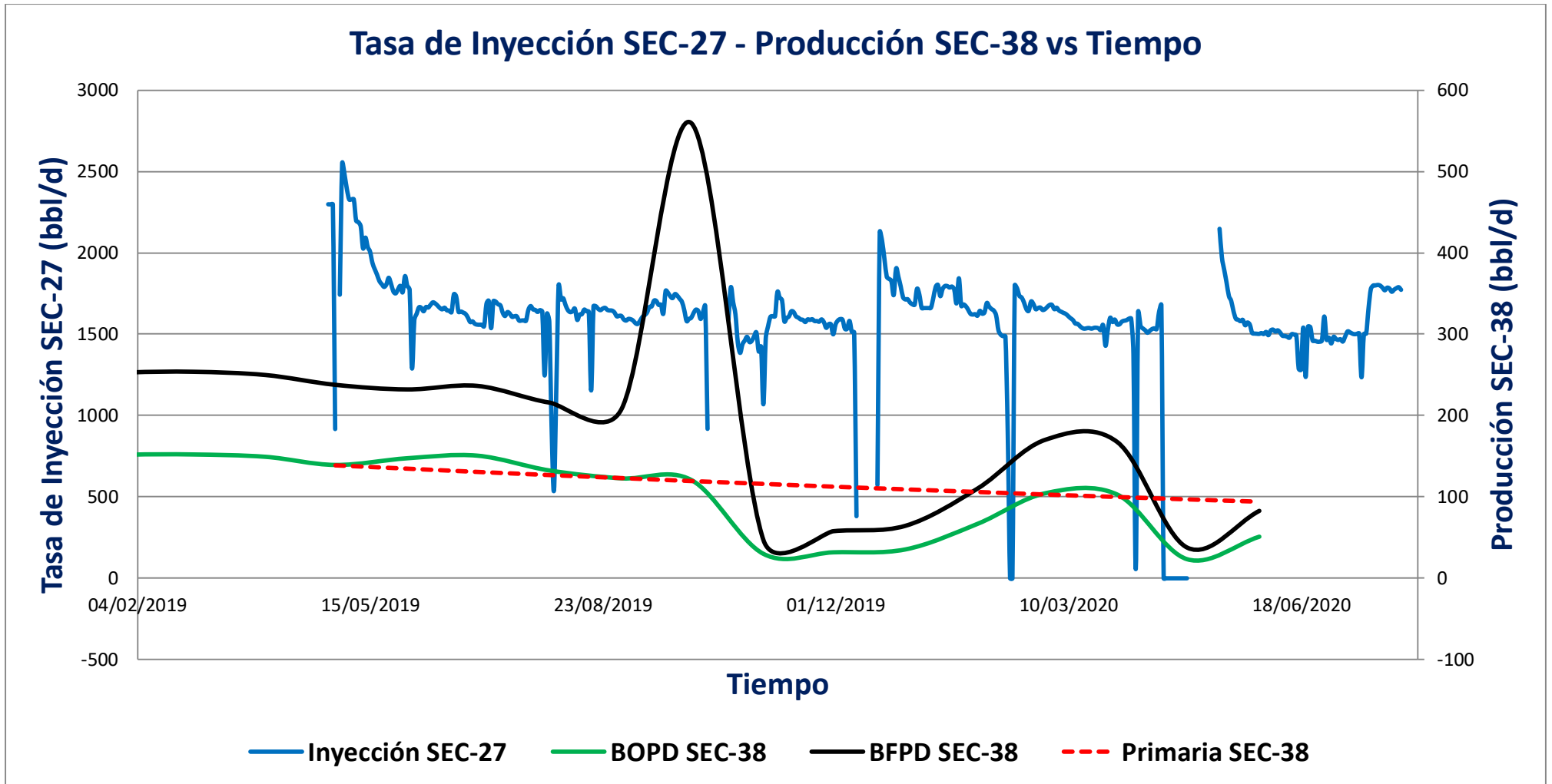


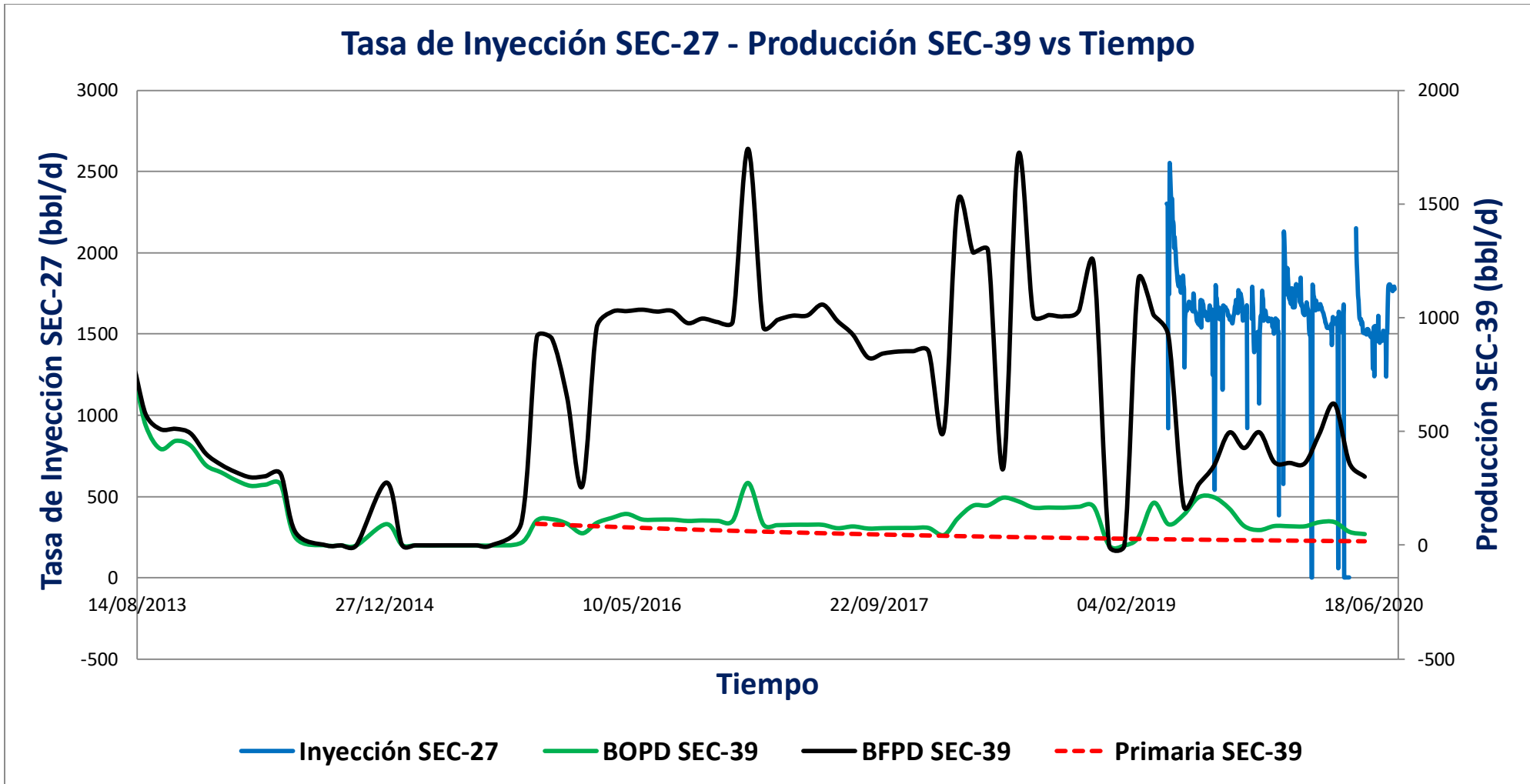
Figura 3.4 Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-26 y Producción SEC-22 con respecto al tiempo

Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto

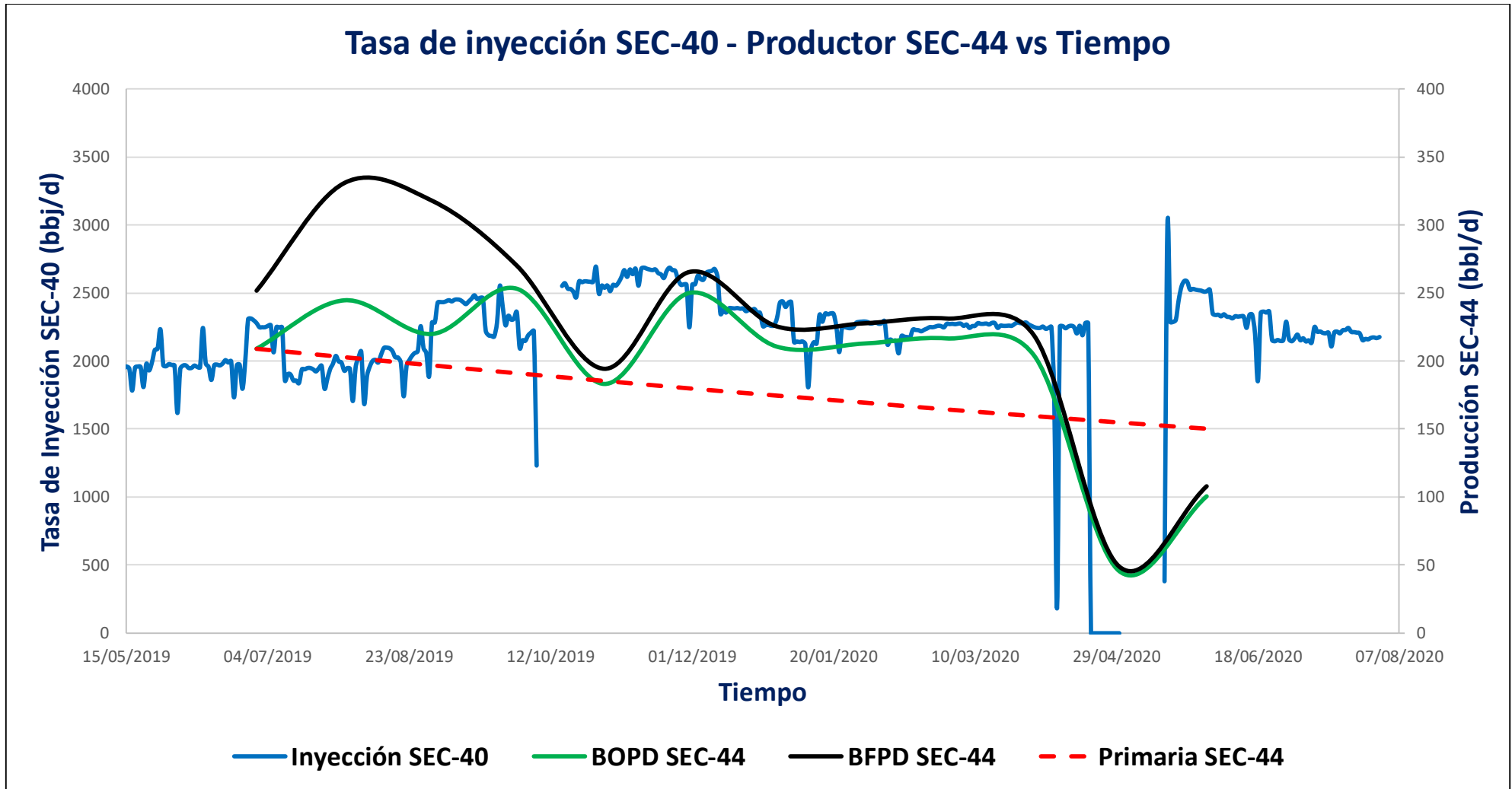
Fuente: ( PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 3.5** Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-27 y Producción SEC-38 con respecto al tiempo  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** ( PETROAMAZONAS, EP 2020).



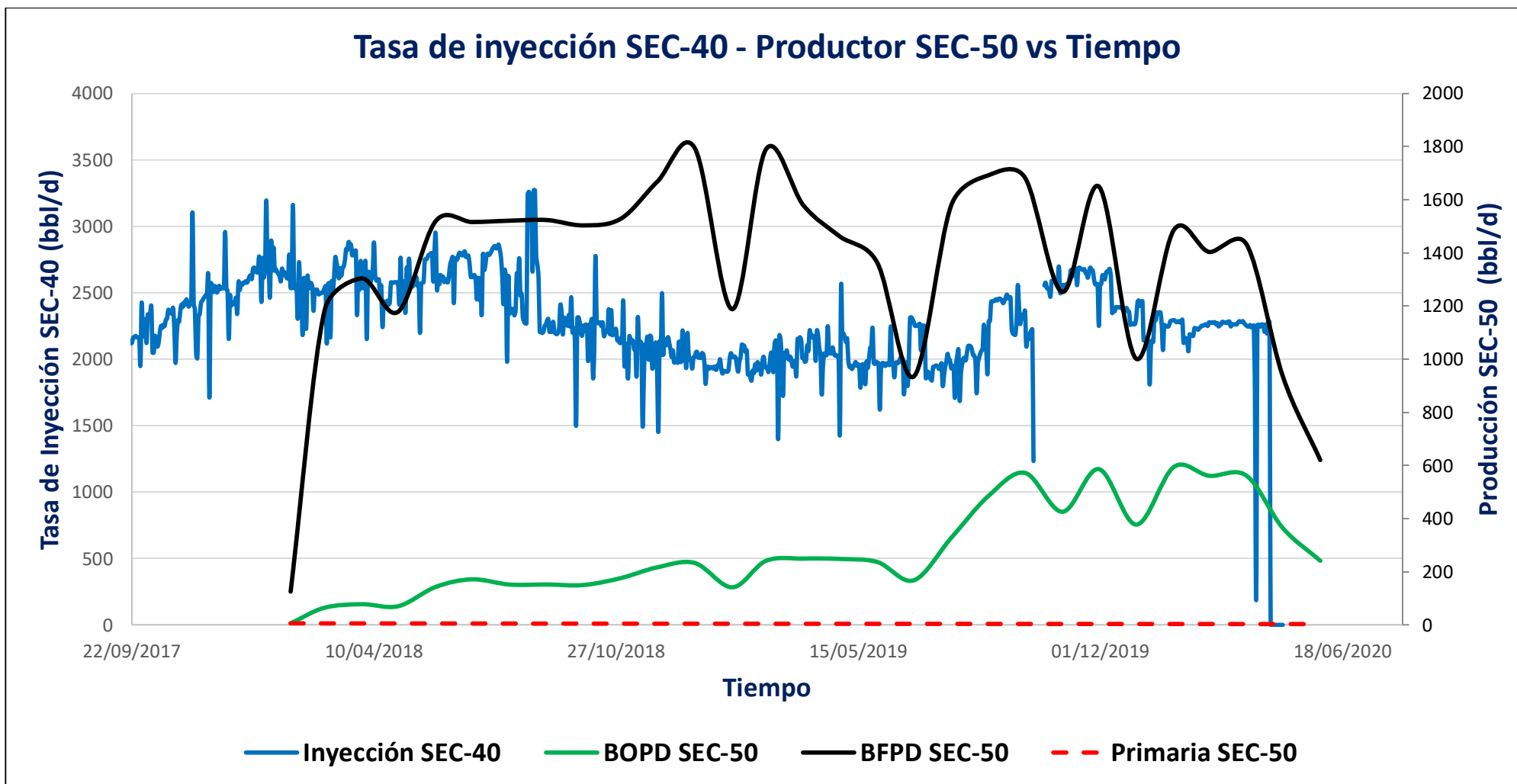
**Figura 3.6** Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-27 y Producción SEC-39 con respecto al tiempo  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** ( PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 3.7** Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-40 y Producción SEC-44 con respecto al tiempo

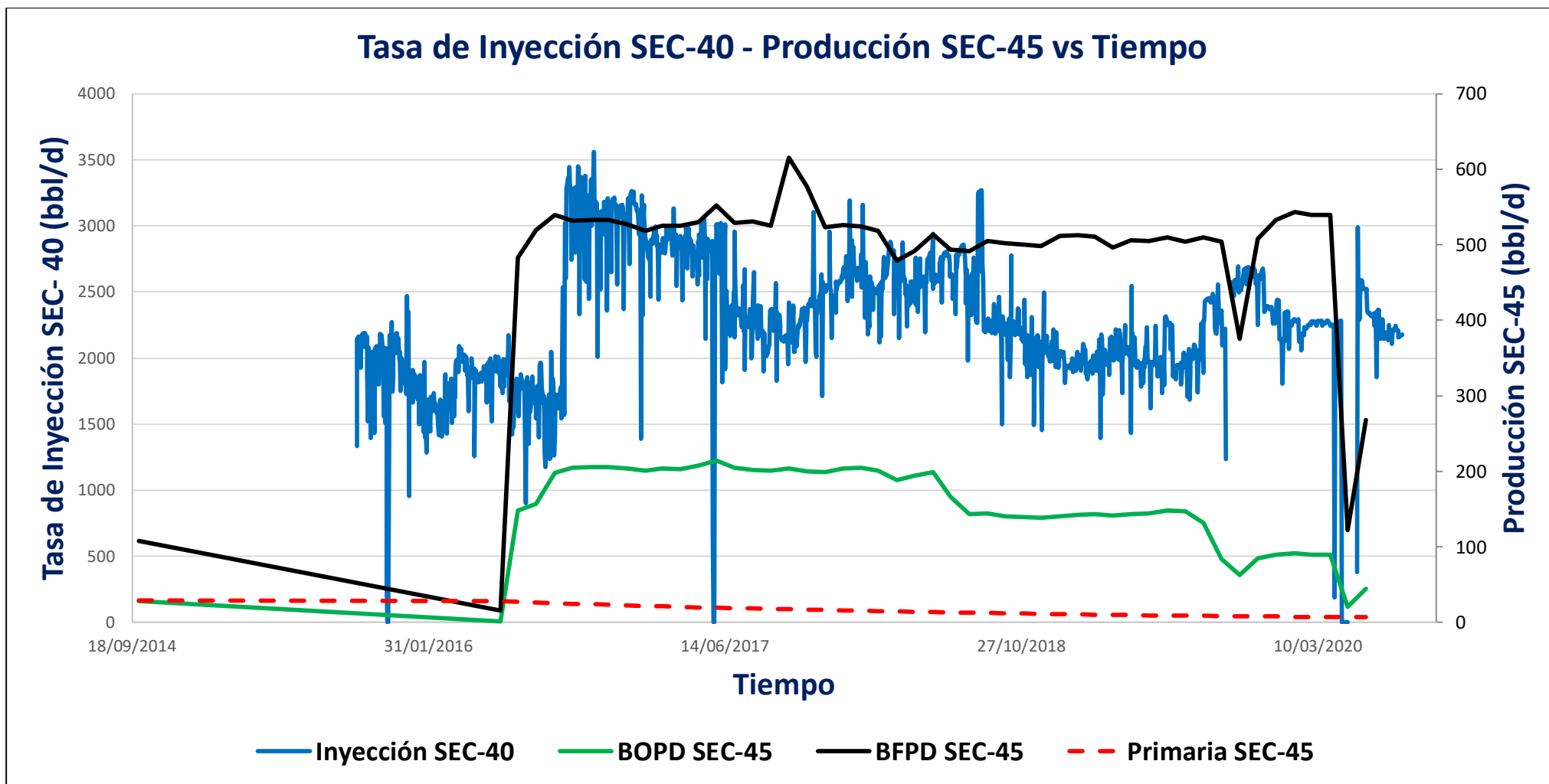
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** ( PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 3.8** Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-40 y Producción SEC-50 con respecto al tiempo  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** ( PETROAMAZONAS, EP 2020).





**Figura 3.9** Grafica de las curvas de inyección, secundaria, primaria, Inyección SEC-40 y Producción SEC-50 con respecto al tiempo  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** ( PETROAMAZONAS, EP 2020).

### 3.4.2 Tasa de inyección de pozos inyectoros con cada pozo productor

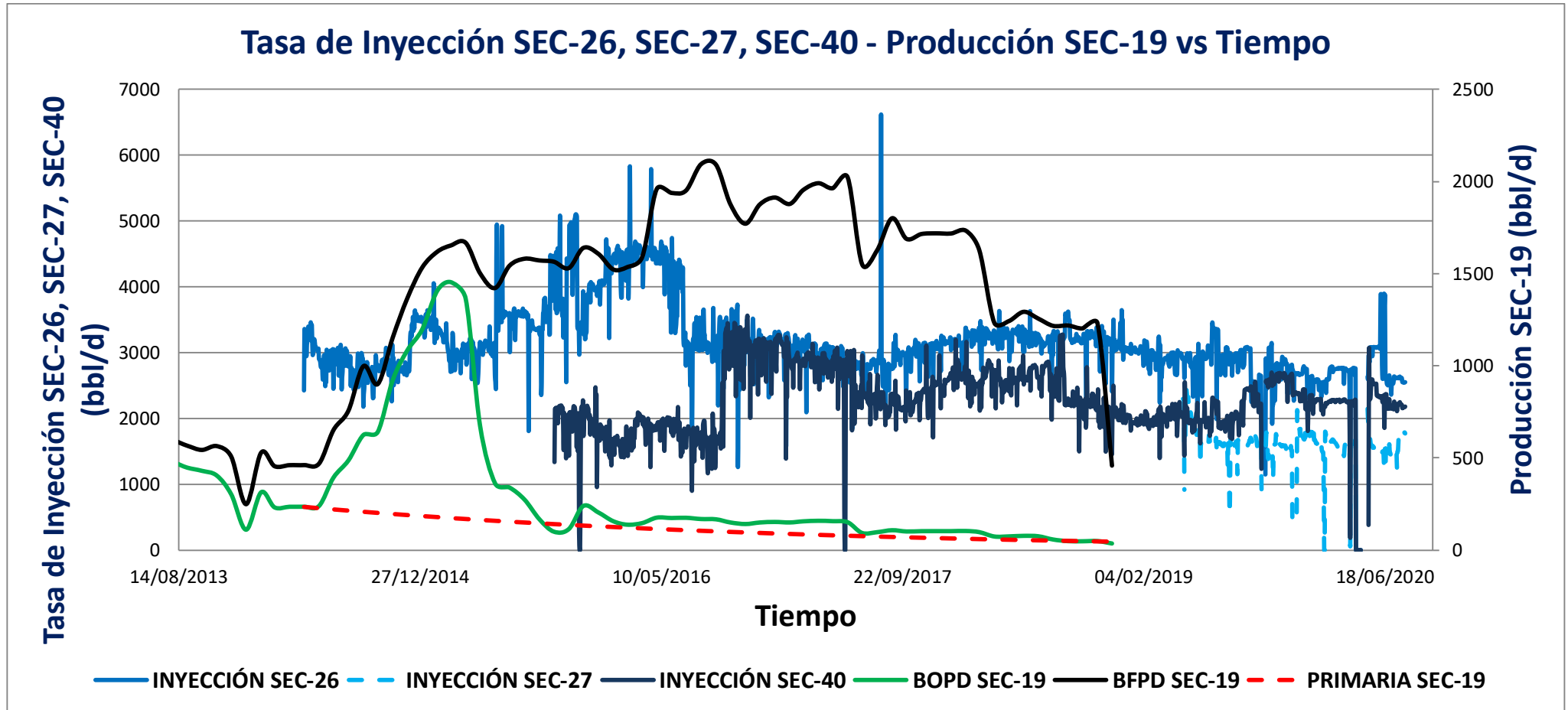
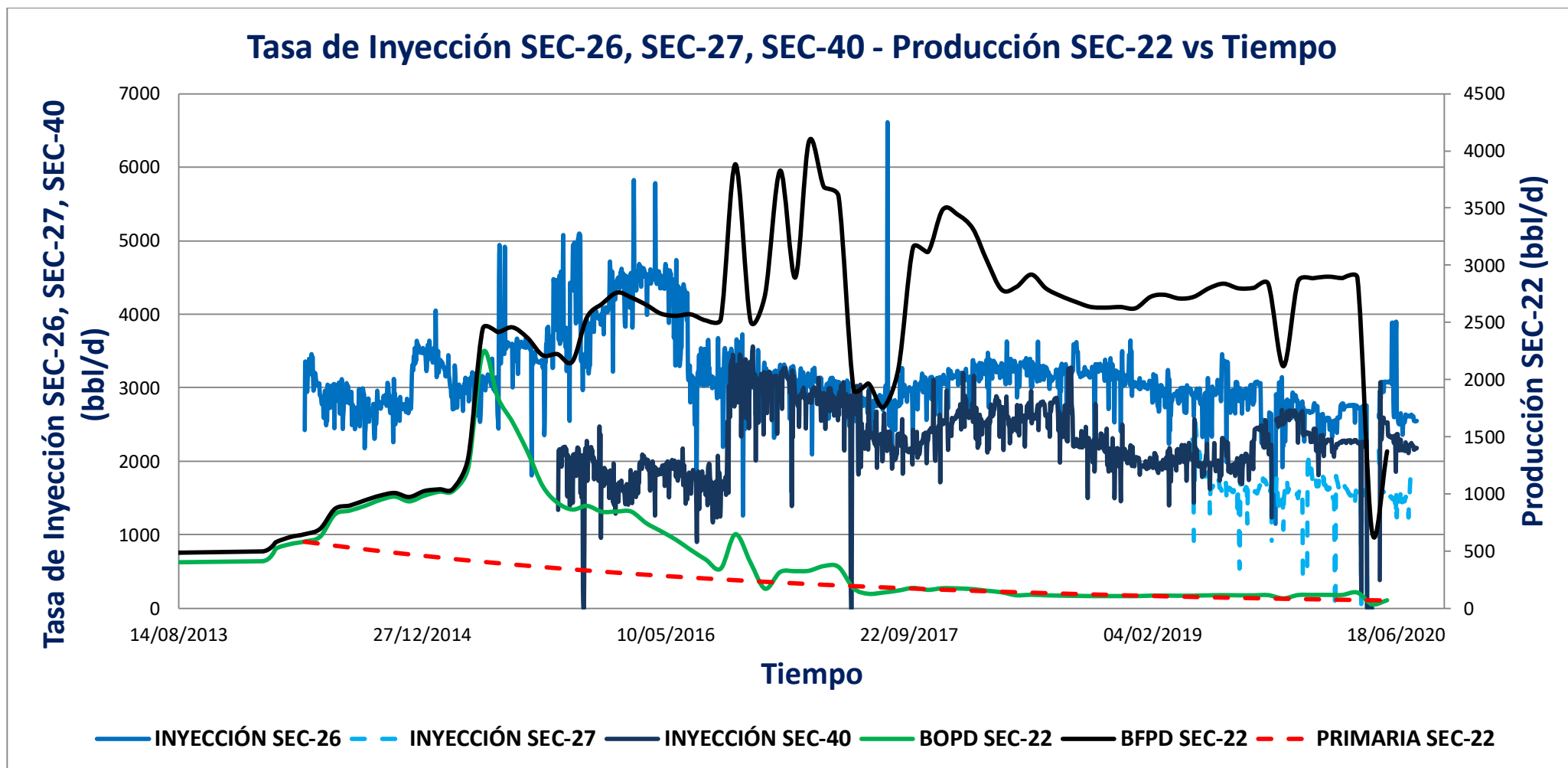


Figura 3.10 Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-19, secundaria y primaria con respecto al tiempo

Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto

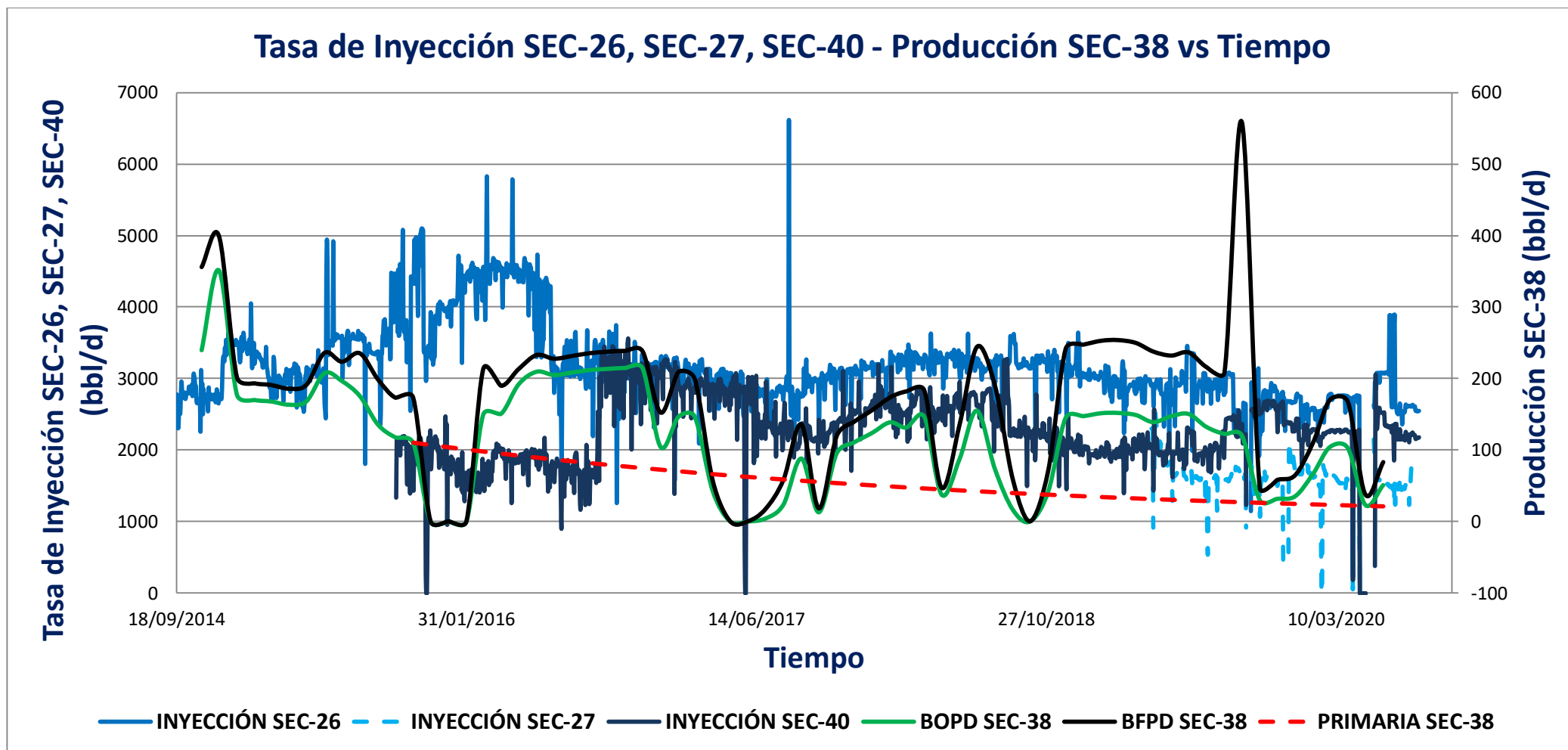
Fuente: ( PETROAMAZONAS, EP 2020).



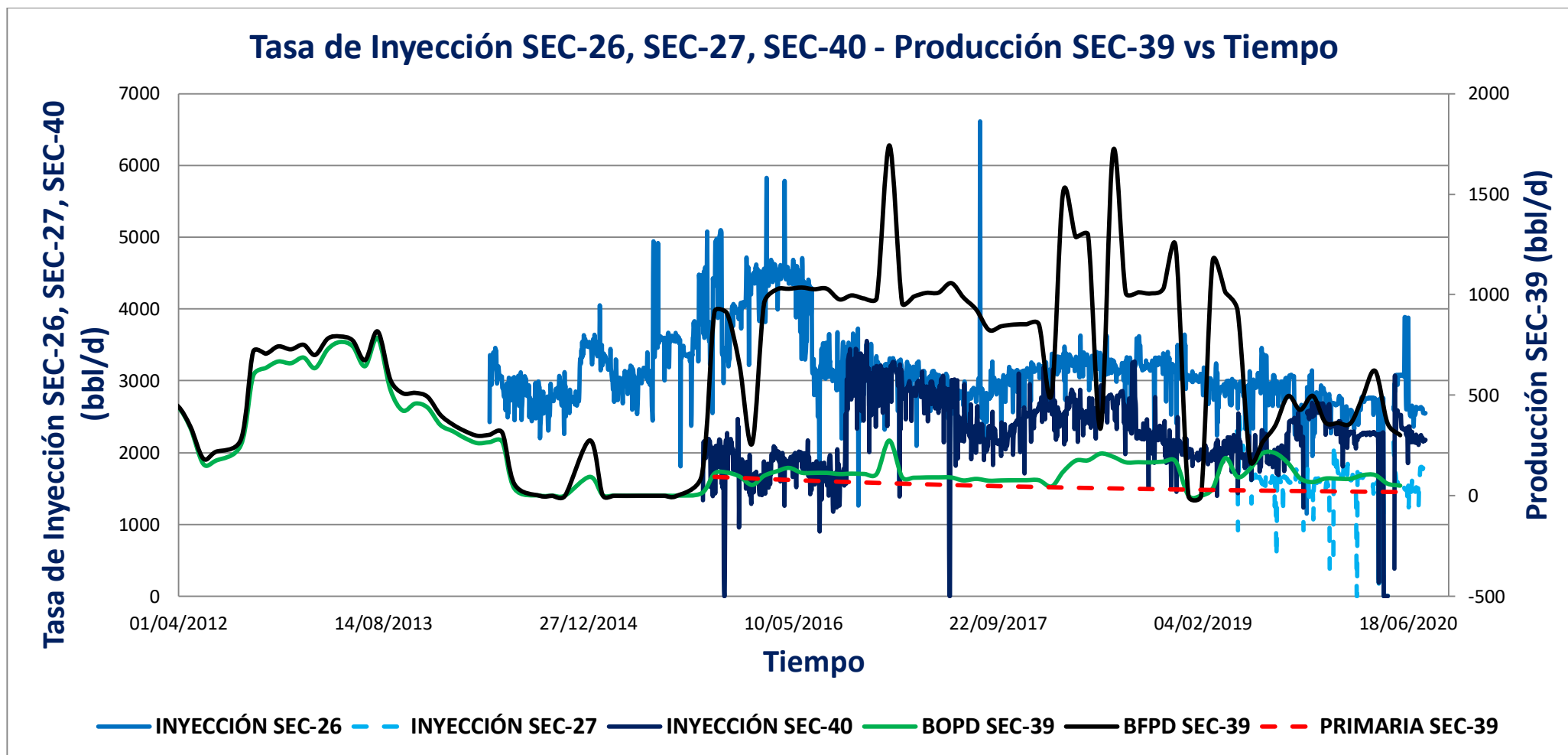
**Figura 3.11** Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-22, secundaria y primaria con respecto al tiempo

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

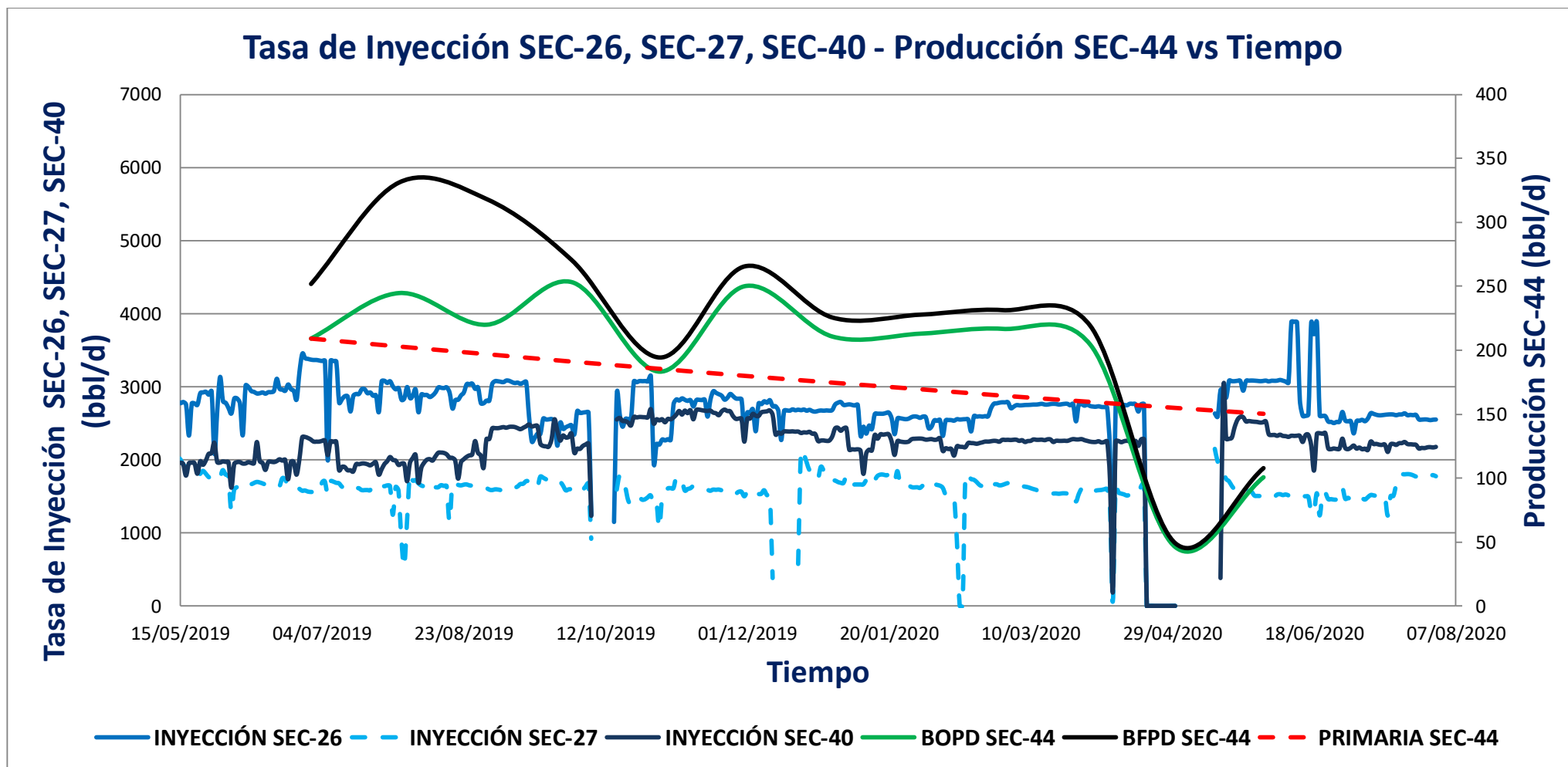
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).



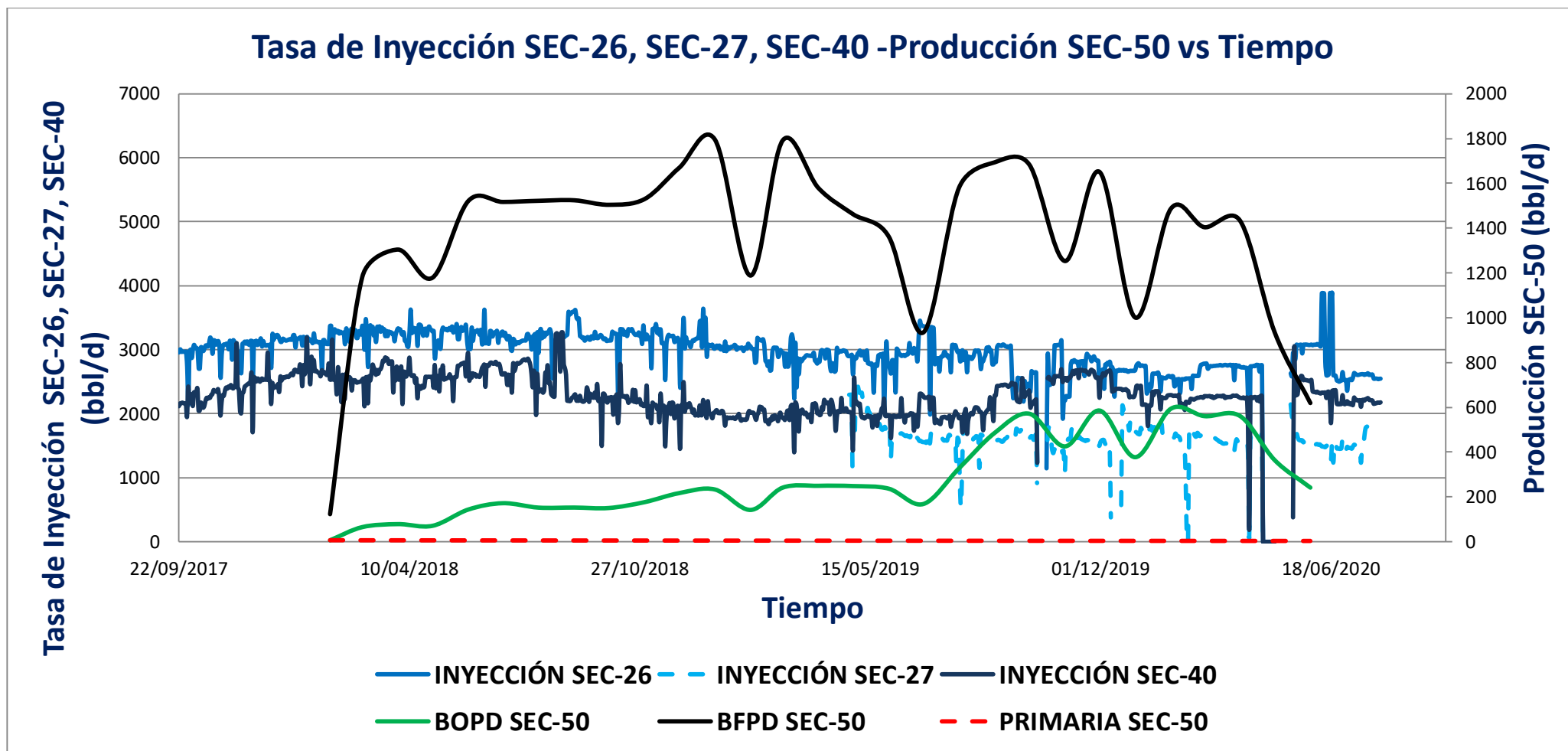
**Figura 3.12** Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-38, secundaria y primaria con respecto al tiempo  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).



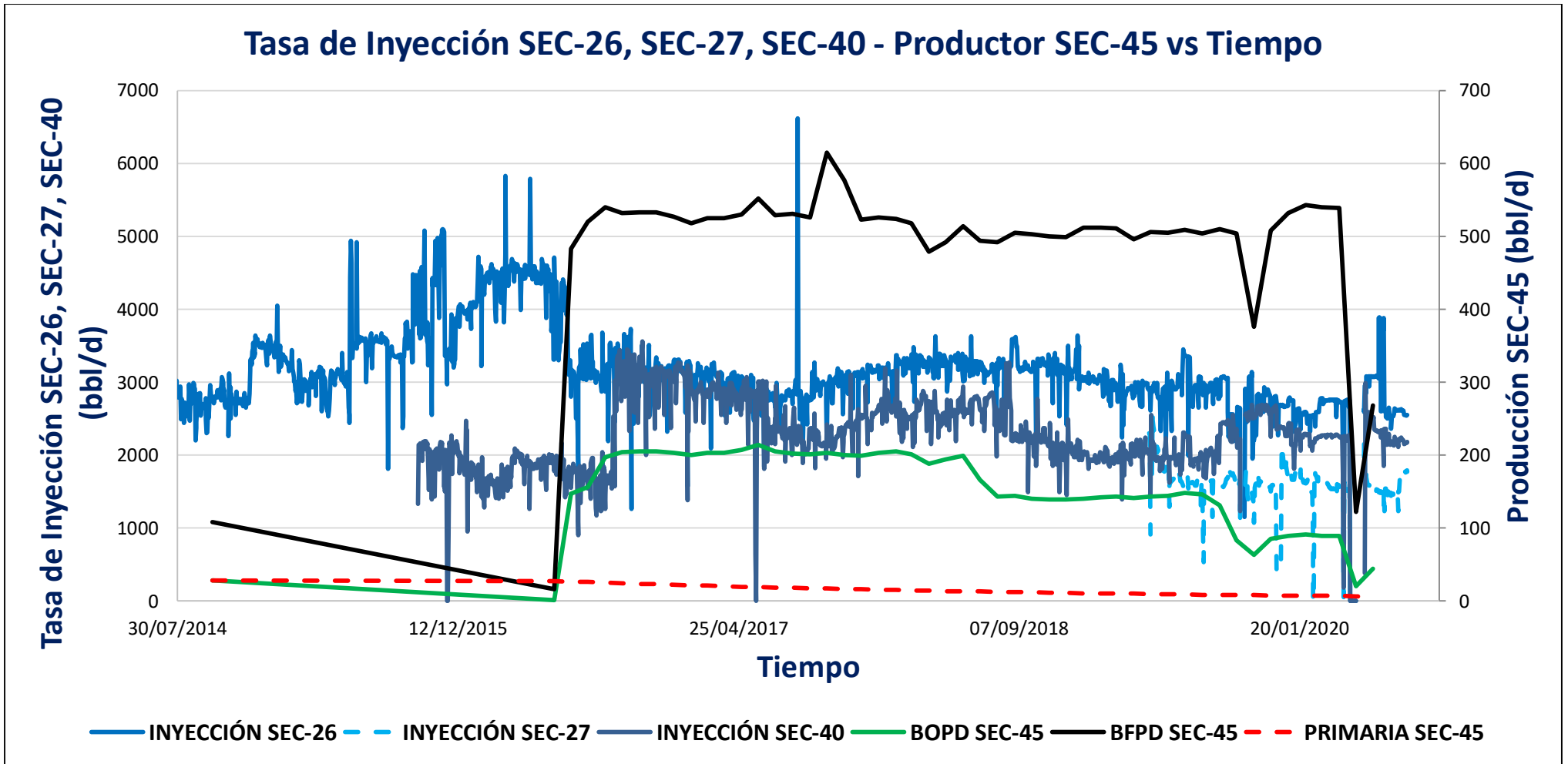
**Figura 3.13** Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 49, Producción de pozo SEC-39, secundaria y primaria con respecto al tiempo  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 3.14** Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-44, secundaria y primaria con respecto al tiempo  
 Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto  
 Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).



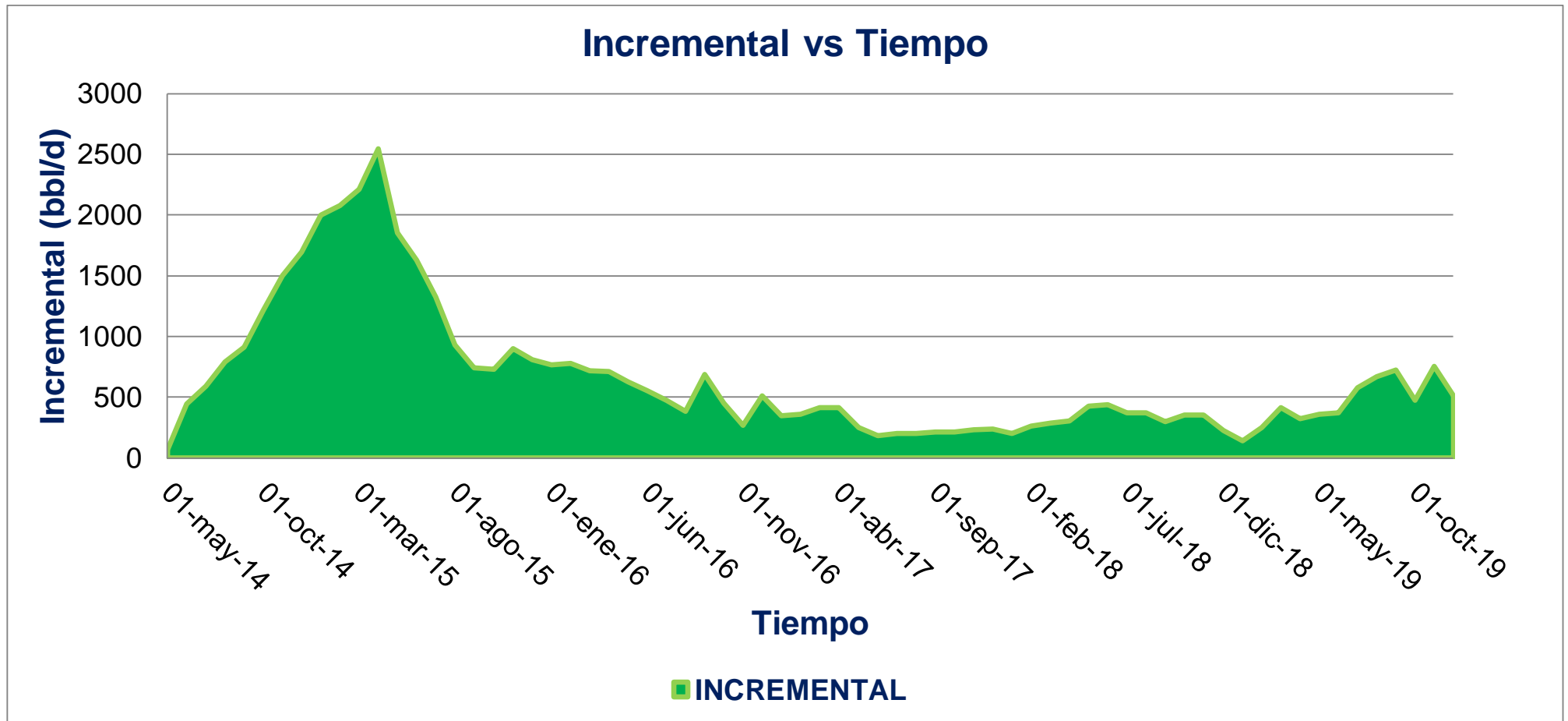
**Figura 3.15** Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-50, secundaria y primaria con respecto al tiempo  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).



**Figura 3.16** Grafica de inyección de los pozos 26, 27 y 40, Producción de pozo SEC-45, secundaria y primaria con respecto al tiempo  
 Realizado por: Marco Ramírez y Jean Prieto  
 Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).



### 3.4.3 Incremental Total del Proyecto

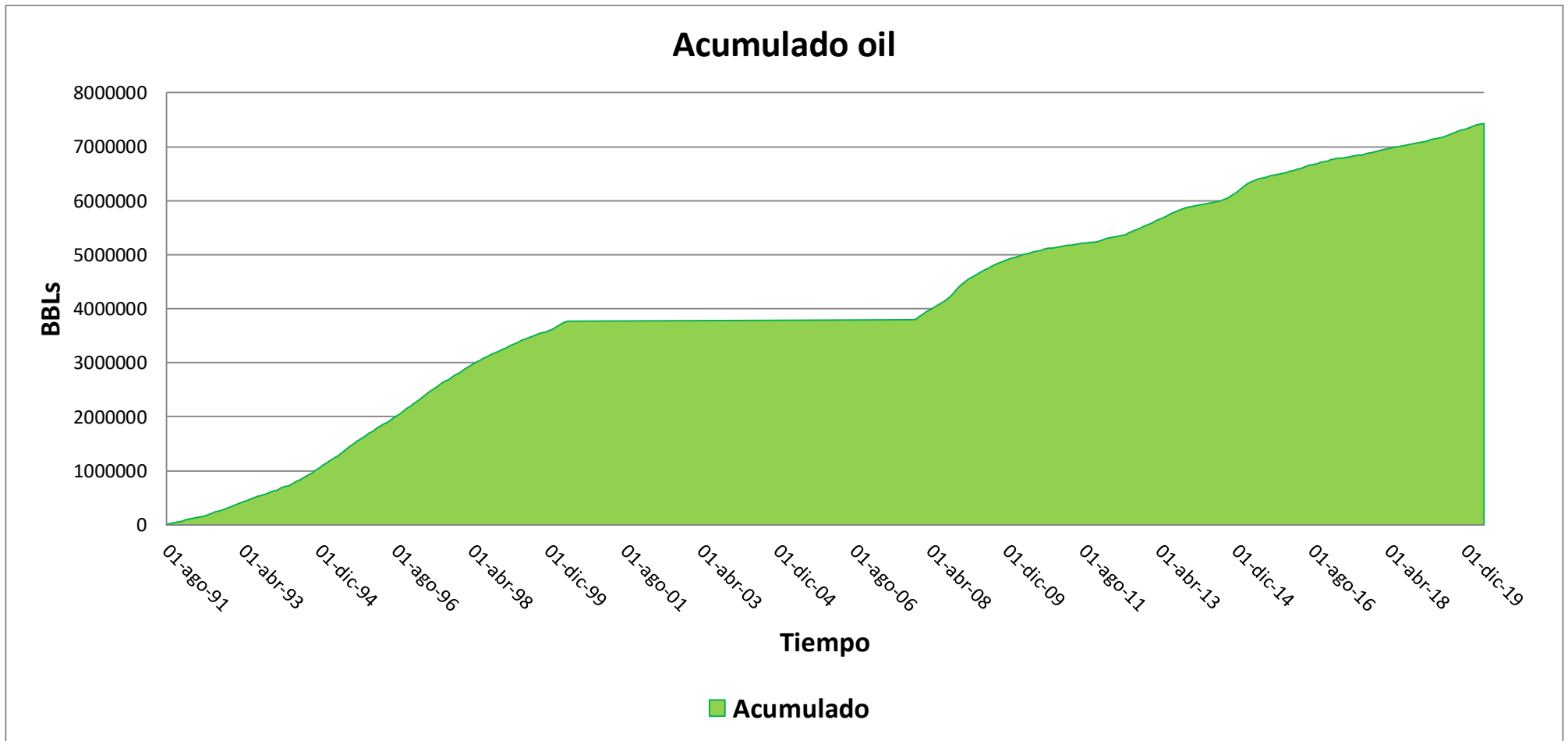


**Figura 3.17 Grafica del incremental unificado del proyecto**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

### 3.4.4 Acumulado de petróleo producido del Proyecto



**Figura 3.18 Grafica del Petróleo Acumulado del proyecto**

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

### 3.5 Análisis económico

Para la implementación de este proyecto, se considera los costos de producción por barril de petróleo y costos por barril de tratamiento de agua a ser inyectada, con lo que se calcula el costo operativo a lo largo de la vida del proyecto.

El costo de producción por barril del campo Secoya incluye también los costos operativos: costos de personal, costos de mantenimiento de instalaciones, entre otros.

Se obtiene un costo promedio anual para el campo Secoya de 25\$ USD/Bbls como costo de producción por cada barril de petróleo.

El agua a inyectar también tiene un costo de mantenimiento y tratamiento. Su histórico se muestra en la Figura#, obteniendo un costo promedio anual para el Activo Libertador en el 2019 de 0,14 USD/Bbls de agua inyectada.

**Tabla 3.6 Costos operativos del proyecto**

Costos operativos		
Parámetro	Costo	Unidad
Producción por barril de petróleo	25	USD/Bbls
Tratamiento por barril de agua	0.14	USD/Bbls

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

#### 3.5.1 Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto son obtenidos del producto entre el volumen de producción mensual de petróleo y el precio estimado por barril de crudo. Es así como se utiliza los pronósticos de precio por barril de crudo WTI, ya que es el crudo utilizado como marcador del precio de venta por barril del crudo ecuatoriano.

Por tanto, se tomó el valor de 41,55USD/Bbls que promedió el precio por barril de crudo WTI.



Figura 3.19 Histórico de precios de crudo WTI (INVESTING 2020).

### 3.5.2 Flujo de caja

Tabla 3.7 Flujo de caja

Año	Qo promedio [BPPD]	Petróleo producido anual [Bbls]	Qi promedio [BAIPD]
2014	902,578021	219651.3872	2897,51626
2015	1478,7889	539757,95	2702,029
2016	577,985366	210964,658	2934,0985
2017	272,384961	99420,5106	2758
2018	324,971034	118614,428	2833
2019	464,492314	169539,695	2219

Agua inyectada anual [Bbls]	Total Ingresos [USD]	Costo de producción [USD]
1057593,435	9126515.137	5491284.68
986240,585	22426942,8	13493948,8
1070945,953	8765581,56	5274116,46

1006670	4130922,22	2485512,76
1034045	4928429,46	2965360,69
809935	7044374,31	4238492,36

Costo de tratamiento de agua	Total Egresos	Utilidad
148063,081	5639347,76	3487167,38
138073,682	13632022,4	8794920,39
149932,433	5424048,89	3341532,66
140933,8	2626446,56	1504475,65
144766,3	3110126,99	1818302,48
113390,9	4351883,26	2692491,04

<b>UTILIDAD TOTAL</b>	\$21,66 MMUSD
<b>VAN (10% tasa descuento anual)</b>	\$16,626,474.31

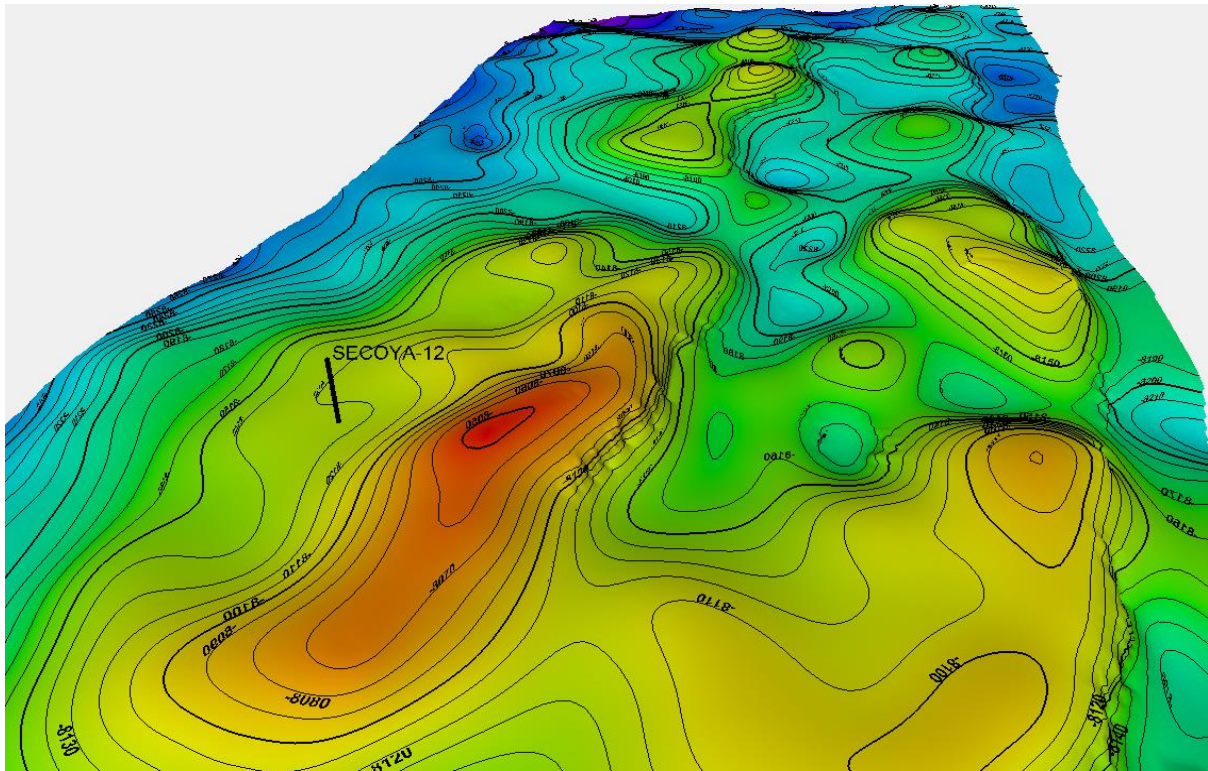
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

No es necesario calcular la tasa interna de retorno ya que no es un proyecto de inversión, sino más bien un contrato de servicios específicos bajo tarifa, con cero inversiones por parte de la operadora que en este caso es Petroamazonas E.P.

### 3.6 Oportunidad de habilitar el pozo SEC-12

El pozo SEC-12 se encuentra actualmente cerrado por bajo aporte, en el último build up se registró un BSW de 100% con una producción de petróleo de 0 barriles por día de producción. Sin embargo es un pozo de la malla U Superior y se encuentra estructuralmente cercano al pozo inyector SEC-27, por lo que se decidió realizar un análisis a nivel de estructura de Buckley Leverett, en donde se determinará de ser posible el POES en el área de contacto, el factor de recobro en el momento de la ruptura y después de la ruptura respectivamente.



**Figura 3.20 Ubicación del pozo productor SEC-12**

Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).

A continuación se muestra la tabla 3.8 con los datos de pozo SEC-12. Cabe recalcar que los datos de saturaciones, porosidad.

**Tabla 3.8 Datos obtenidos de correlaciones estratigráficas de los registros.**

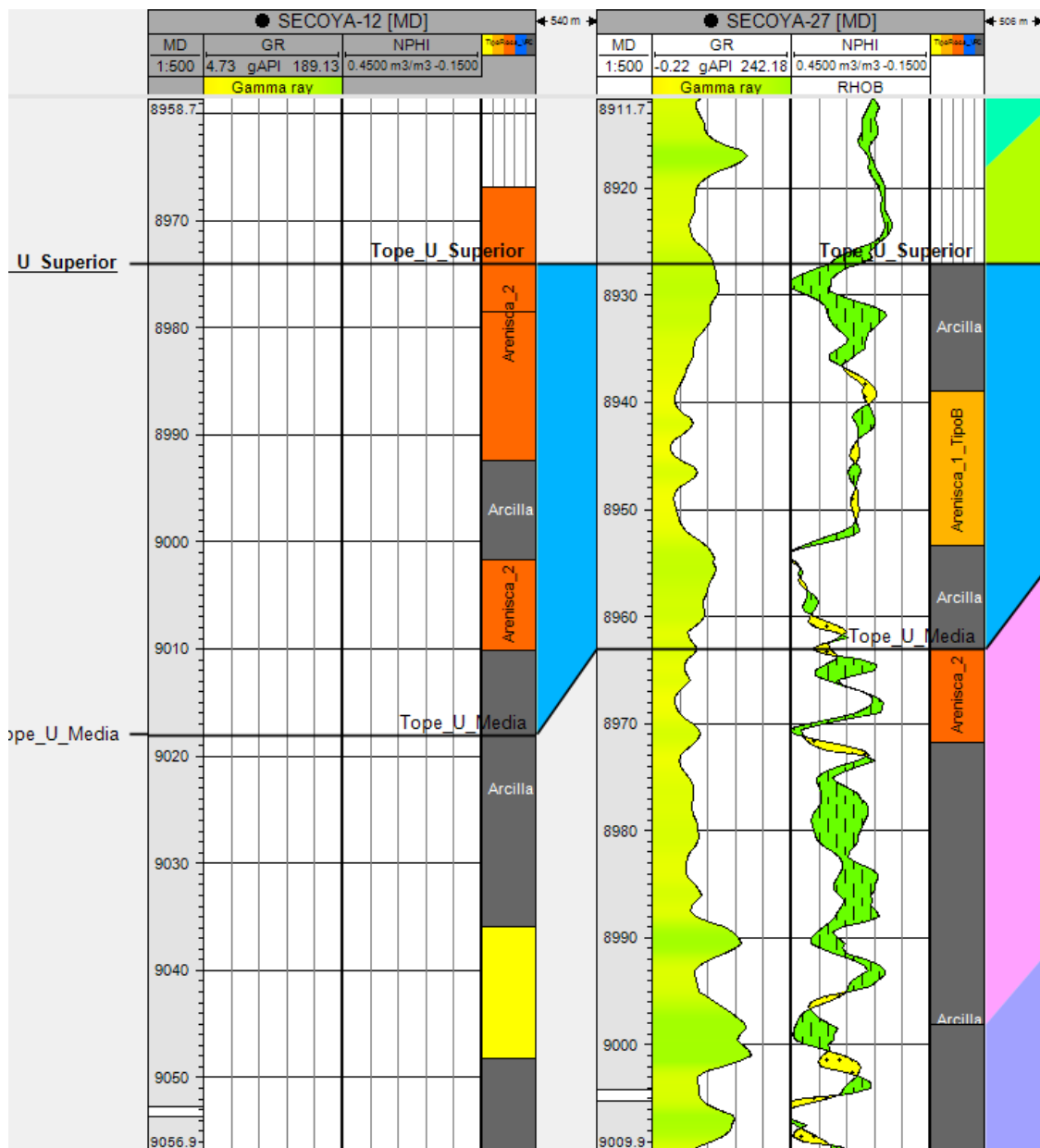
<b>Sw connata</b>	0,467	<b>So</b>	0,533
<b>Sw inicial</b>	0,467	<b>n</b>	-38,54
<b>Sw irreducible</b>	0,25	<b>(qi) inye (bbl/d)</b>	1631
<b>Sor</b>	0,3	<b>Φ</b>	0,129
<b>μo(cps)</b>	1,39	<b>Bo(BLS/Bn)</b>	1,2631
<b>μw(cps)</b>	1	<b>Np primera e(Bls)</b>	740,28591
<b>H(ft)</b>	38	<b>Ancho de sección(ft)</b>	200
<b>L(ft)</b>	1771,65	<b>Área transversal (ft)</b>	7600

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).

### 3.6.1 Primera etapa, en el momento de la ruptura

Usando correlaciones de Corey se pudo obtener permeabilidades relativas al gas y petróleo con los datos de los reportes y registros, ya que no se tenía registro de saturación ni de permeabilidad, de igual forma un registro eléctrico del pozo inyector SEC-27 se utilizó para hacer correlaciones estratigráficas con el pozo productor SEC-12 y obtener algunos datos mostrados en la tabla 3.8.



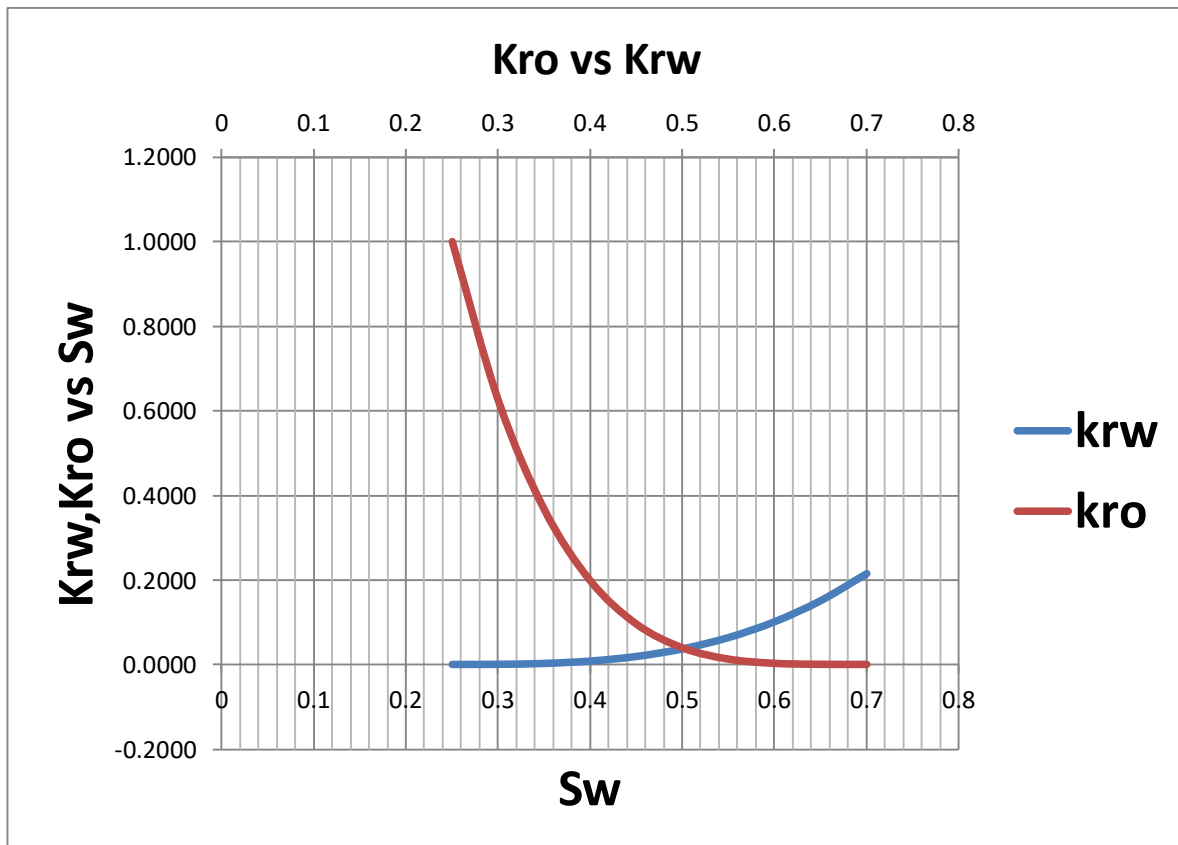
**Figura 3.21 Ubicación del pozo productor SEC-12**  
**Fuente: (PETROAMAZONAS, EP 2020).**

La tabla 3.9 muestra las permeabilidades relativas.

**Tabla 3.9 Datos de permeabilidades obtenidas por las correlaciones de Corey.**

Sw	Sw*	Sor*	krw	kro	kro/krw	Fw	d(Fw)
0,25	0,0000	1	0,0000	1,0000	-	-	-
0,3	0,0667	0,8888888	0,0003	0,6243	2106,9958	0,0003413	0,0131503
0,35	0,1333	0,7777777	0,0024	0,3660	154,38528	0,0046383	0,1779314
0,4	0,2000	0,6666666	0,0080	0,1975	24,691358	0,0283117	1,0602439
0,45	0,2667	0,5555555	0,0190	0,0953	5,0234696	0,1252721	4,2231749
0,5	0,3333	0,4444444	0,0370	0,0390	1,0534979	0,4057845	9,2928974
0,55	0,4000	0,3333333	0,0640	0,0123	0,1929012	0,7885609	6,4258724
0,6	0,4667	0,2222222	0,1016	0,0024	0,0239954	0,9677228	1,2038103
0,65	0,5333	0,1111111	0,1517	0,0002	0,0010046	0,9986054	0,0536720

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

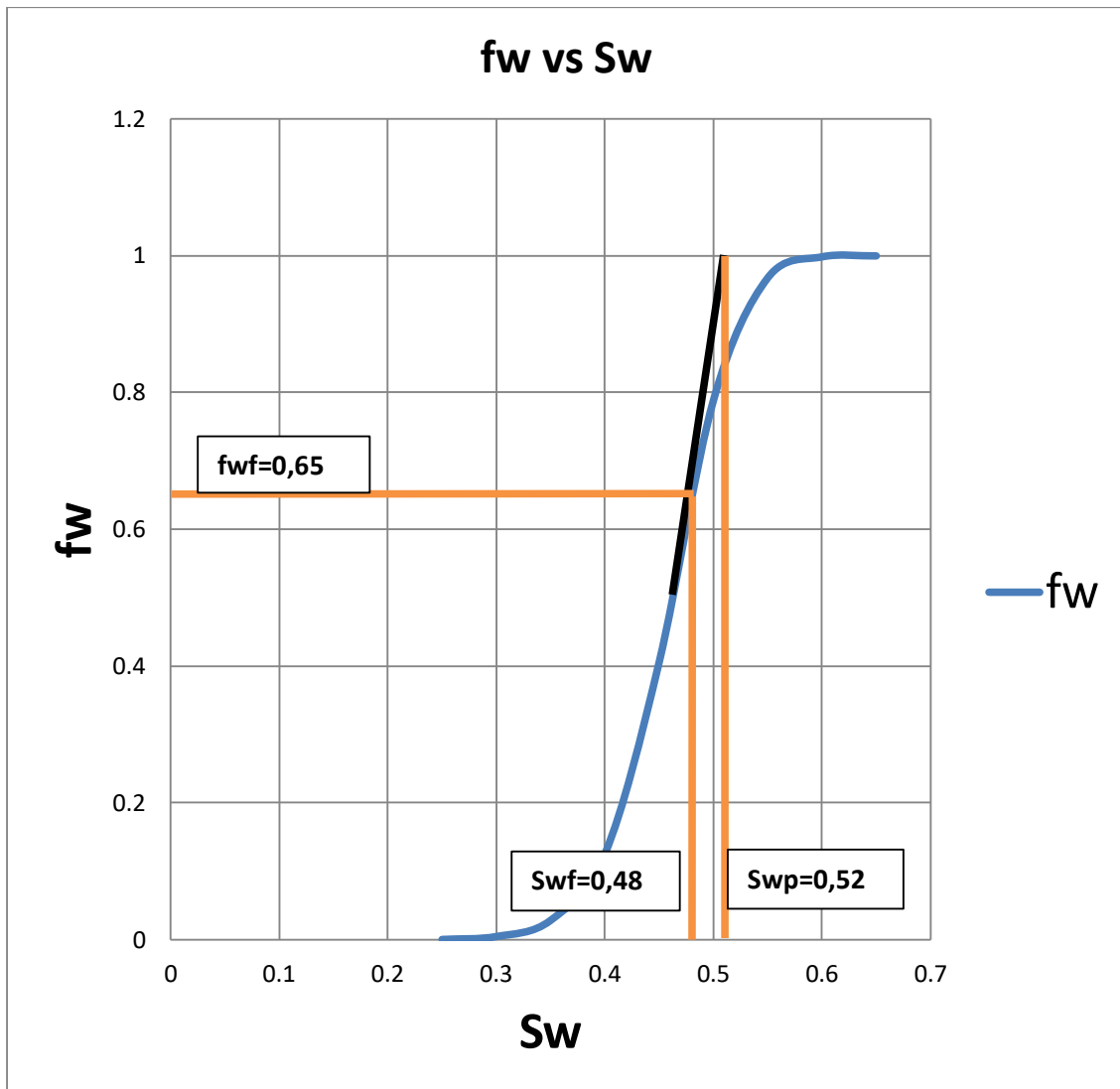




**Figura 3.22** Curva de permeabilidades relativas al agua ( $k_{rw}$ ) y petróleo ( $k_{ro}$ ) respectivamente.

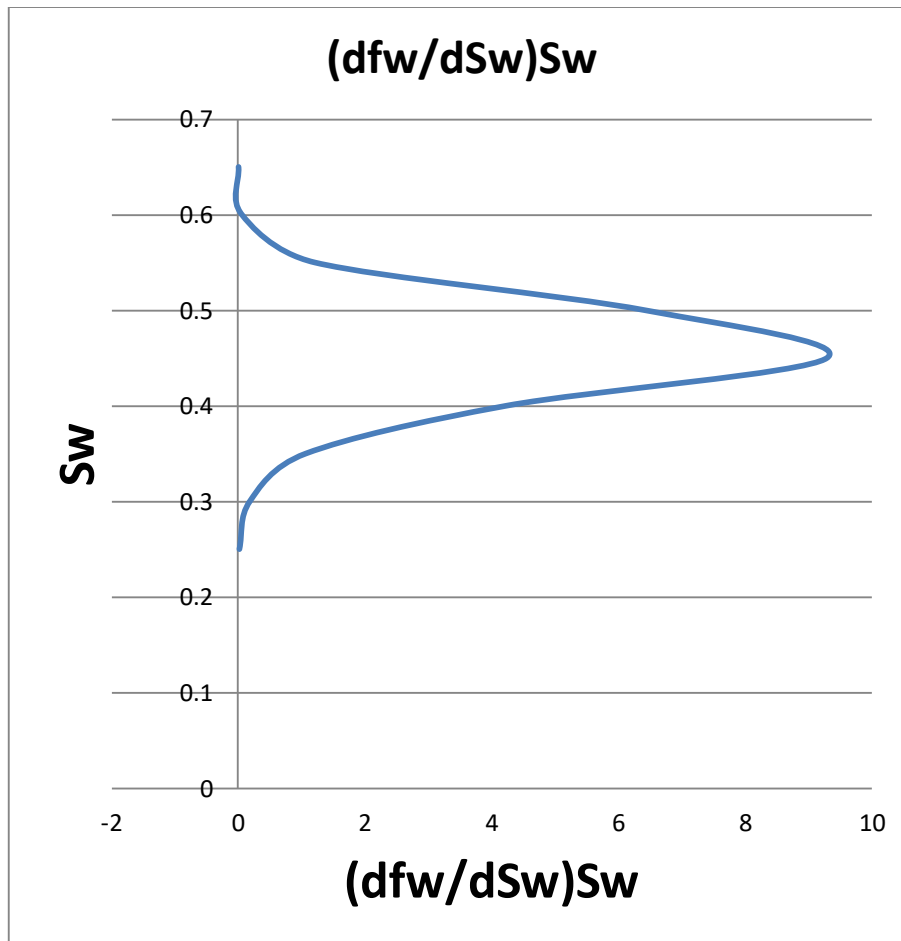
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

Con los datos de permeabilidades relativas, se graficó la curva de flujo fraccional respecto al tiempo y de la derivada del flujo fraccional.



**Figura 3.23** Curva del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua.

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto



**Figura 3.24** Curva de la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua.  
**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

La tabla 3.10 muestra los valores obtenidos de la gráfica del flujo fraccional.

**Tabla 3.10** Datos de Sw y Fw en el momento de la ruptura.

<b>Fwf</b>	0,65
<b>Swf</b>	0,48
<b>Swp</b>	0,52

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

Complementando estos datos obtenidos a partir de la gráfica de flujo fraccional y con los datos de la tabla 3.8 se puede obtener los siguientes resultados, de la primera etapa, en el momento de la ruptura, como se muestra en la siguiente tabla.

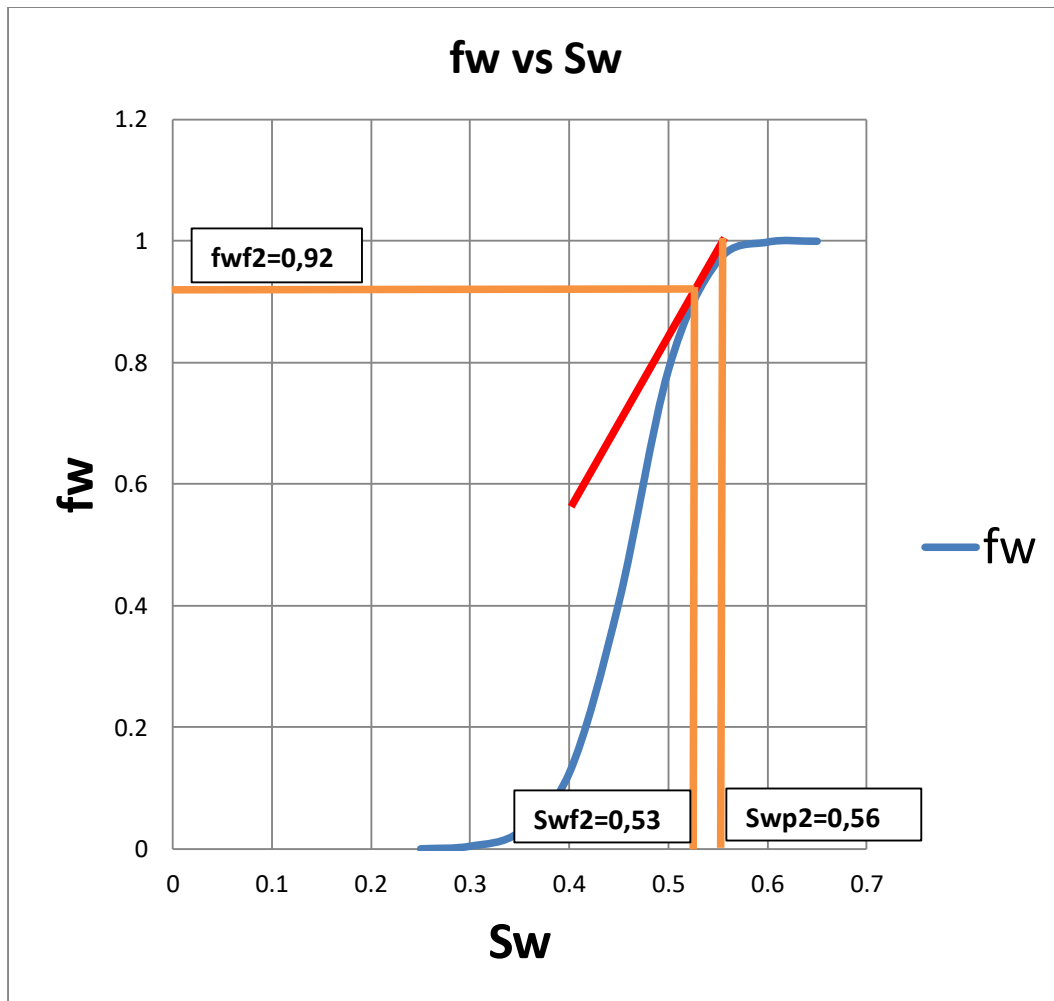
**Tabla 3.11 Datos obtenidos a partir de los datos obtenidos de las ecuaciones para el método de Buckley Leverett, para la primera etapa.**

<b>Eficiencia de desplazamiento (%)</b>	10
<b>Volúmen de agua inyectada (Bl)</b>	35352,768
<b>Tiempo de la etapa de ruptura (días)</b>	21,67
<b>Volumen adicional de petróleo de la primera etapa (Bl)</b>	66123,75370
<b>Volumen total de petróleo producido de la primera etapa (Bl)</b>	66864,04
<b>POES de la primera etapa</b>	4115479,7
<b>Factor de recobro de la primera etapa (%)</b>	1,62

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

### **3.6.2 Segunda etapa, etapa después de la ruptura**

En esta segunda etapa se varía la curva tangente al flujo fraccional para encontrar los nuevos valores de  $Swf_2$  y  $Fwf_2$ , como se muestra en la siguiente figura y en la tabla 3.12



**Figura 3.25** Curva del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua, variando la curva tangente.

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

Con la variación de la curva tangente a la curva del flujo fraccional se obtuvo los datos mostrados en la tabla 3.12, que corresponden después de la ruptura.

**Tabla 3.12** Datos obtenidos a partir de la variación de la curva tangente a la curva del flujo fraccional.

<b>Fwf2</b>	0,53
<b>Swf 2</b>	0,92
<b>Swp2</b>	0,56

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

**Tabla 3.13 Datos obtenidos a partir de los datos obtenidos de las ecuaciones para el método de Buckley Leverett, para la segunda etapa.**

<b>Eficiencia de desplazamiento (%)</b>	41
<b>Volúmen de agua producida (Bls)</b>	4667154,5
<b>Volúmen adicional de agua inyectada de la segunda etapa (Bls)</b>	4631801,8
<b>Tiempo de la etapa después de la ruptura (días)</b>	2839,853
<b>Volumen de petróleo producido en la segunda etapa (Bls)</b>	617708,0251
<b>Volumen total de petróleo producido de la segunda etapa (Bls)</b>	684572,065
<b>POES de la segunda etapa</b>	4015102,163
<b>Factor de recobro de la segunda etapa (%)</b>	17,05

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto

## **CAPITULO IV**

### **4. Conclusiones y Recomendaciones**

#### **4.1 Conclusiones**

El tratamiento de agua que se utiliza para fines de inyección es primordial para mantener un adecuado funcionamiento de los proyectos de recuperación secundaria, principalmente previniendo el crecimiento de microorganismo, corrosión y daños a la formación.

La recuperación secundaria es un medio eficaz para recuperar grandes cantidades de hidrocarburos que de otro modo permanecerían en el subsuelo después del agotamiento primario.

La recuperación secundaria por inyección de agua requiere de una inversión relativamente baja en comparación con otros métodos de recuperación adicional de hidrocarburos basados en el uso de fluidos especiales o aditivos costosos.

Se pudo corroborar la pérdida de la producción de petróleo con el análisis a la presión de reservorio de los pozos productores; en la gráfica de presión de reservorio versus tiempo, se observó la caída de presión en el yacimiento, debido a que los pozos ya no tienen la energía necesaria para producir a mayores potenciales.

Se realizó un análisis físico-químico para observar si existiese alguna irregularidad o incompatibilidad en este apartado, con el cual se demostró que existe compatibilidad entre el agua inyectada y el agua de formación.

El pozo que más influencia tuvo con la aplicación de recuperación secundaria en campo Secoya fue el pozo SCY-22 con 526 974,85 Bbls de incremental de petróleo.

El pozo que se vio menos influenciado con la aplicación de recuperación secundaria en campo Secoya fue el pozo SCY-44 con 6 992,7 Bbls de incremental de petróleo.

Realizando el respectivo flujo de caja del Proyecto concluimos que el año con mayor utilidad fue 2015 con 8,8 MMUSD.

La producción acumulada por producción primaria paso de 5,99 MMBbbls a 7,43 MMBbbls gracias a la aplicación de recuperación secundaria en el campo.

El factor de recobro inicial (recuperación primaria) fue de un 20% que al implementar la recuperación secundaria por inyección de agua pasó a ser de un 25%.

Se evidenció un incremental de petróleo de aproximadamente 1,4 MMBbbls, generando una utilidad total del proyecto de \$21,63 MMUSD y un valor actual neto (VAN) de \$16,62 MMUSD con una tasa de descuento anual del 10%.

Se realizó el estudio detallado de inyección para el pozo SEC-12, en el cual se incluyó un análisis de Buckley Leverett, que mostro un factor de recobro del área de contacto de un 17%, lo que indicó un recobro considerablemente bueno para la producción adicional de petróleo.

## **4.2 Recomendaciones**

No escatimar en gastos al momento de tratar el agua que se utiliza con fines de inyección, ya que un buen fluido de inyección permite tener buenas tasas de recobro de petróleo y por ende hacer que el proyecto sea económicamente rentable.

Monitorear regular y sistemáticamente el sistema de inyección de agua, esto permite detectar problemas como: formación de escala, corrosión y taponamiento, evitando futuras complicaciones.

Comprobar que la calidad de agua de la arena U Superior no sea apta para el consumo humano.

Tomar muestras del agua tanto al inicio del proceso como al final con el objetivo de analizarlas y compararlas para determinar su calidad final.

Se recomienda la ampliación de la Recuperación Secundaria por inyección de agua en el Campo Secoya en la zona sur de la arena U Superior; así como en arena U Inferior ya que se evidenció un considerable aumento en la producción de los pozos beneficiados por la misma.

Se recomienda aplicar el método de Recuperación Secundaria al pozo productor SEC-12, ya que el análisis indico un aumento del factor de recobro en la etapa después de la ruptura.



## BIBLIOGRAFÍA

- Abubaker, H., B. Zulkefli, and H. Abdurahman. 2015. “An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection.” *International Journal of Environmental Science and Development*.
- Brundred, L. L., and Latham L. Brudred. 1955. “Economics of Water Flooding.” *Journal of Petroleum Technology* 7(01):12–17.
- EP, PETROAMAZONAS. 2020. *Reportes, Informes, Historial de Pruebas, Tasas y Producción de Pozos Del Campo Secoya*.
- De Ferrer, Magdalena Paris. 2001. *Inyección de Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos*.
- German Guamaní, Dayanara Maricela. 2017. “EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS POZOS PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL BLOQUE 57 – ACTIVO LIBERTADOR EN EL PERÍODO ENERO 2014 – DICIEMBRE 2016.”
- INVESTING. 2020. “Resumen Futuros Petróleo Crudo WTI.” Retrieved (<https://es.investing.com/commodities/crude-oil>).
- Naranjo, Carlos, Samuel Muñoz, and José Zapata. 2010. “FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA.” *Revista Fuentes: El Reventón Energético* 8:1–11.
- Padilla, Wilson, Fabián Giaccaglia, Petroamazonas EP, and Tecpetrol S.A. 2019. “Diseñando El Futuro de Un Campo Maduro. Caso Libertador.” *Tecnologías Alternativas Futuro Petrolero* 0:1–43.
- Patton, Charles C. 1990. “Injection-Water Quality.” *Journal of Petroleum Technology* 42(10):1238–40.
- PETROPRODUCCION. 1992. *Análisis PVT Pozo SHUARA 12 Formación Napo “U”*

*Superior.*

Qadir, S., A. Haque, N. Ahmed, and Z. Mohamed. 2011. "Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity." *International Journal of Applied Science and Technology*.

Reatiqui, Jhonny. 2015. *PERFORACIÓN I*.

Rochon, J., M. R. Creusot, P. Rivet, C. Roque, and M. Renard. 1996. "Water Quality for Water Injection Wells." *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control* 489–503.

Sanchez Luguana, Diego Ivan, and Juan Sebastián Donoso Navas. 2013. "ESTUDIO DE COMPLETACIONES DE FONDO PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS BASAL TENA Y 'U' SUPERIOR DEL CAMPO LIBERTADOR."

Wade, James E. 1971. "Some Practical Aspects of Waterflooding." *World Petroleum Congress Proceedings 1971-June:263–73*.

Wickstrom, L. H., and R. A. Riley. 2012. "Secondary and Enhanced Oil Recovery in Ohio - Look Back, and Forward. In: AAPG Eastern Section Meeting. Cleveland, Ohio."

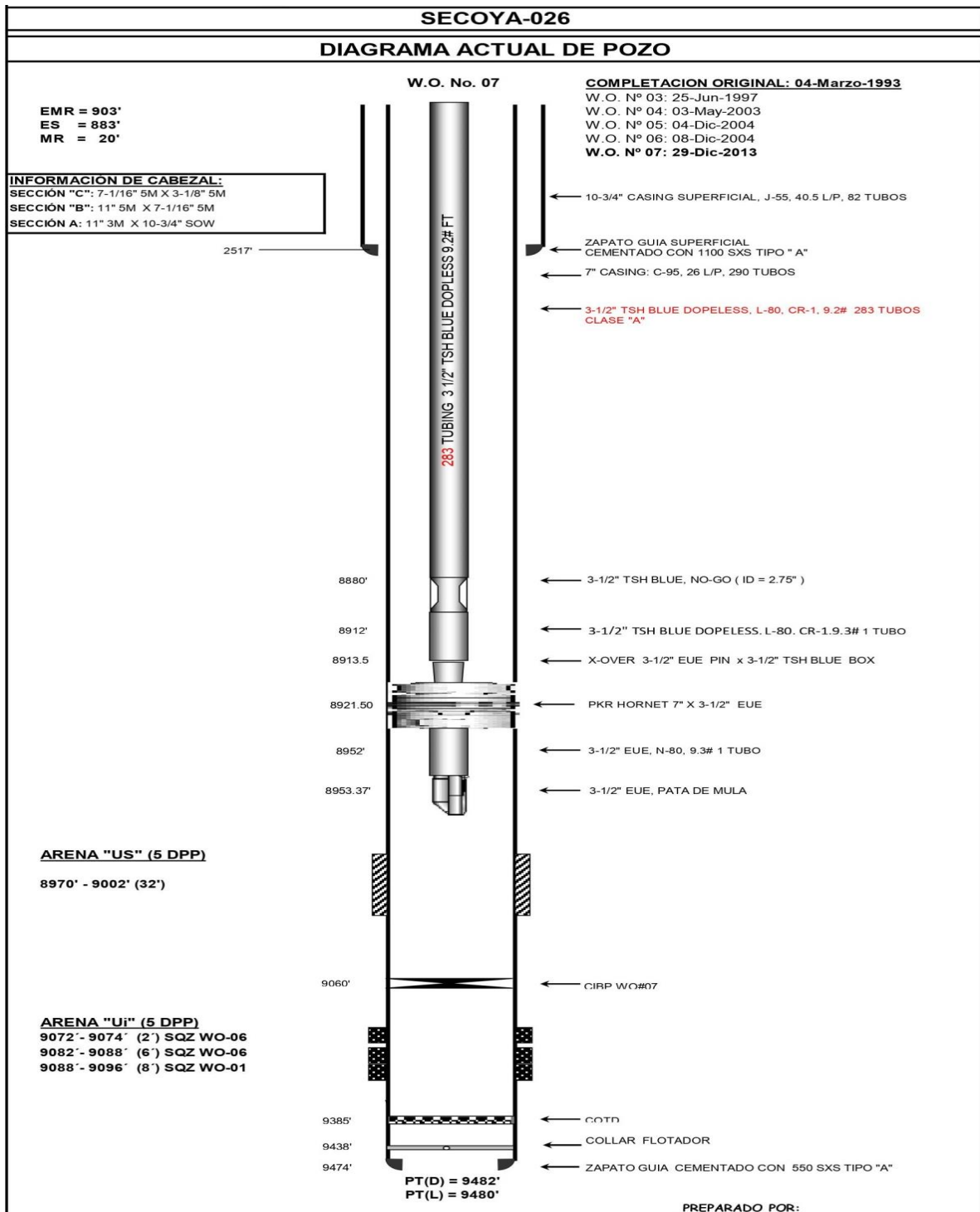
Yparraguirre, José. 2020. "Análisis de Los Resultados de La Inyección de Agua En El Pozo Pina 24. Archivo de CEINPET. La Habana." *Minería y Geología* 1:1–15.

# ANEXOS

## Anexo A

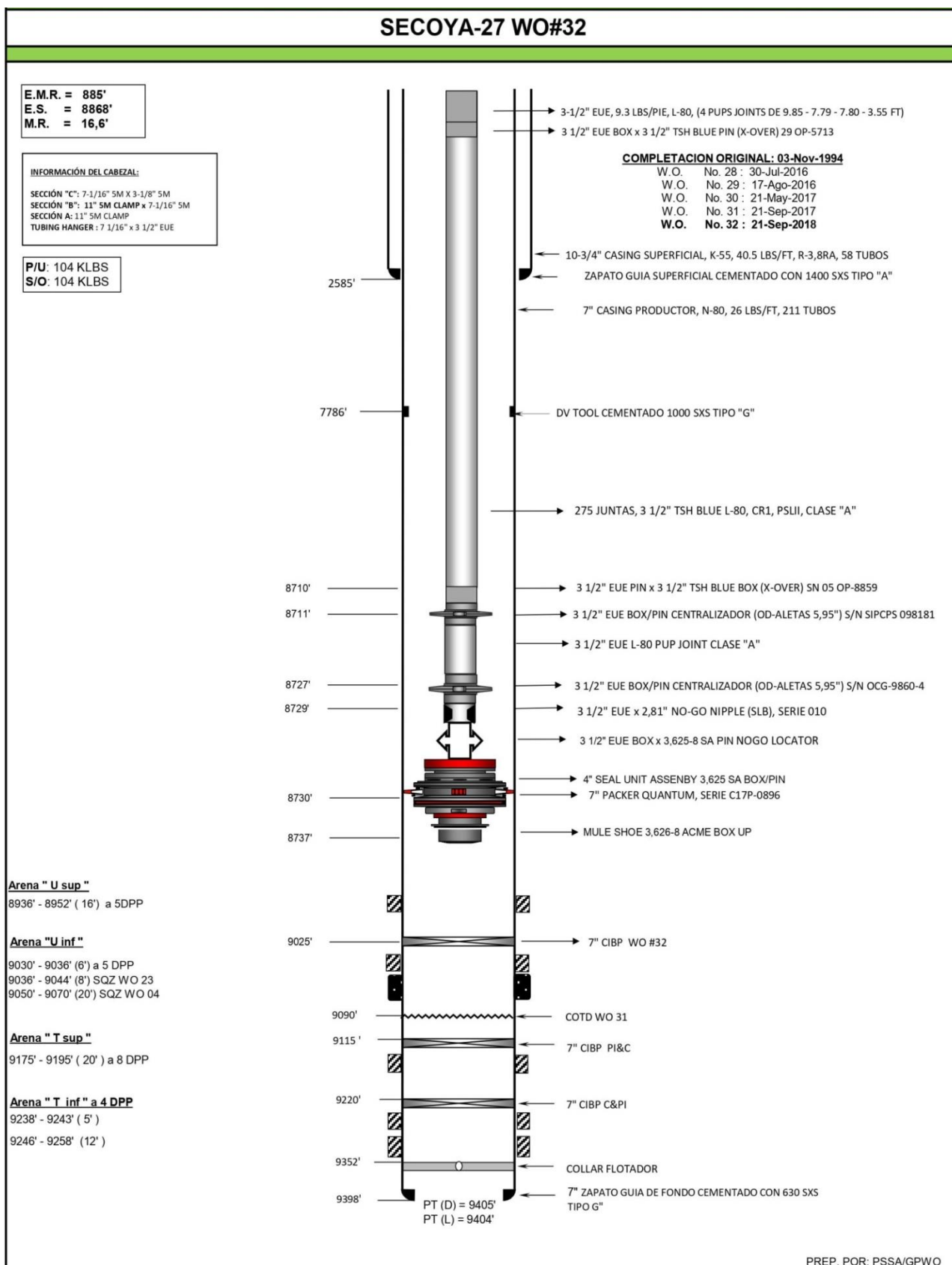
A continuación se muestra las completaciones de los pozos inyector del campo Secoya.

### a) Pozo SEC-26



**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

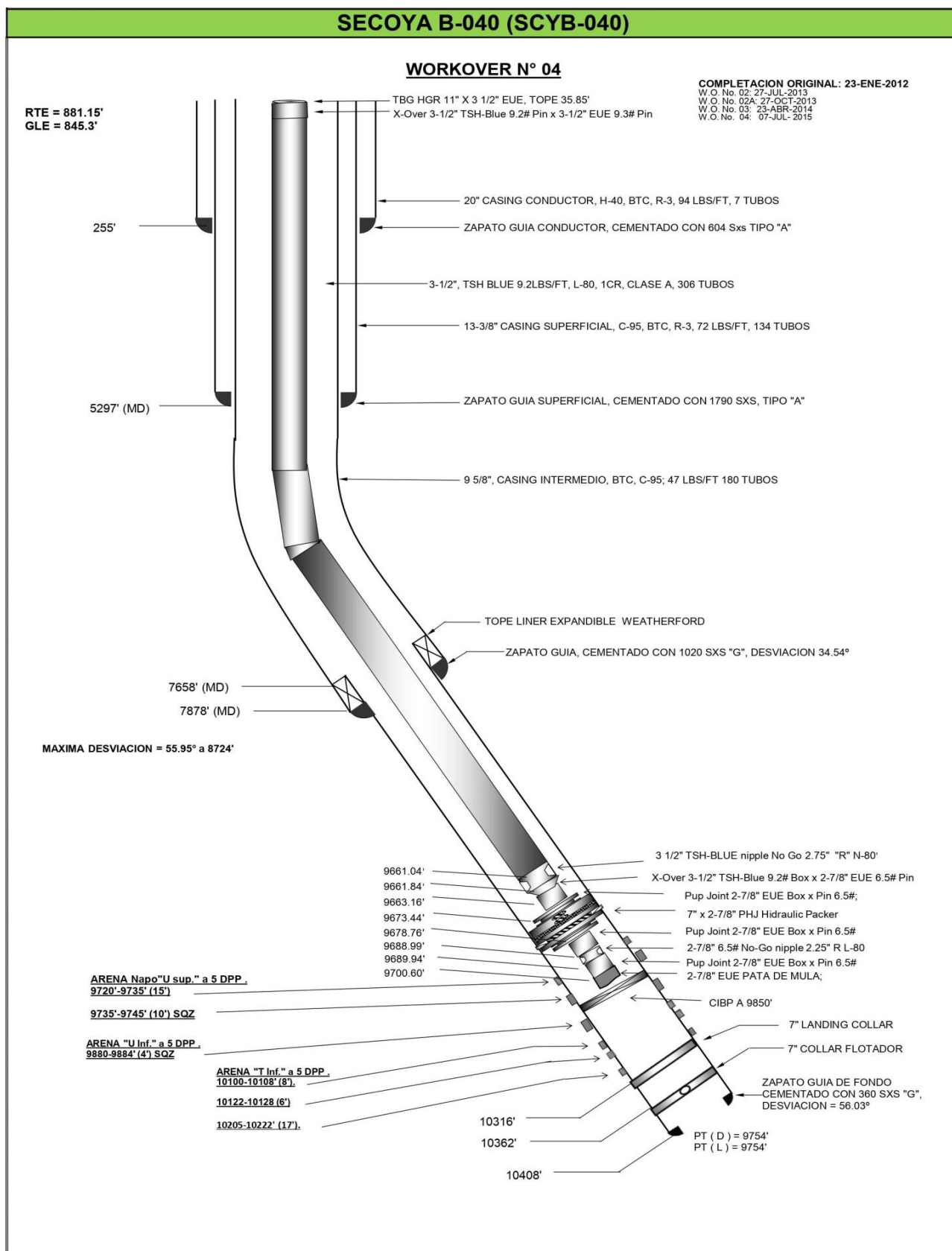
b) Pozo SEC-27



PREP. POR: PSSA/GPWO

**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

c) Pozo SEC-40D



**Realizado por:** Marco Ramírez y Jean Prieto  
**Fuente:** (PETROAMAZONAS, EP 2020).

