

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

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

“Plan piloto para inyección de bactericidas en arenas con problemas de actividad microbiana del campo Libertador Bloque 57”

### **PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

### **INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

Paola Pucha Ortega

Génesis Sánchez Bernal

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

## DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis padres, Patricia y Manuel, y a mi abuelita Lupe, quienes siempre estuvieron presentes en los momentos difíciles y me impulsaron a seguir adelante y dar lo mejor de mí para terminar mi carrera. A cada miembro de mi familia por sus consejos y apoyo constante.

A mis amigos, en especial a los que conocí durante el transcurso de mis años de estudio, quienes se convirtieron en mi familia en Guayaquil. Y por último a mi amigo Bruno, que desde el cielo siempre me ha acompañado.

Génesis Sánchez B.

Dedico el presente proyecto a Dios mi sustentador, mis padres Wilson y Fabiola, a mi hermano incondicional Damián. Son ustedes los que forjaron en mí una persona de bien y de servicio para los demás.

A la iglesia a la que nos debemos y a la familia de ESPOLE entre compañeros y docentes, dedico este logro alcanzado, motivándoles a seguir cosechando más victorias en su vida profesional y personal.

Paola Pucha Ortega

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi más sincero agradecimiento a Dios por guiar cada paso de mi vida y hacer todo esto posible, a mis padres y familia por el amor y aliento en todo momento.

A nuestro tutor el Ing. Xavier Vargas, a ESPOL y a todos los profesores y personas que de una u otra forma colaboraron en la realización de este proyecto integrador.

Y de manera muy especial al Ing. Fernando Sagnay quien gracias a su gestión y experiencia en el campo Libertador nos apoyó invaluablemente en la realización de este proyecto; finalmente agradezco a la empresa PETROAMAZONAS E.P y al personal del Departamento de Producción y Corrosión por el tiempo y ayuda prestada para este estudio.

Génesis Sánchez B.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por su amor y misericordia, quien me ha dado la bendición de llegar al término de mi carrera. A mi padre Wilson, que ha sostenido mi mano desde el jardín para guiar mis pasos y convertirme más que en una ingeniera en una buena persona. A mi madre Fabiola, mi fiel compañera, mi motor de todos los días, gracias por amarme tanto. A mi mejor amigo y hermano Damián, por motivarme a no dejar mis sueños y creer en mí.

Expreso mi gratitud a la excelencia de docentes de ESPOL, por su formación académica durante mi trayectoria universitaria. De forma particular al Ing. Fernando Sagnay, por su esencial y vital respaldo en elaboración del proyecto. Al cuerpo de ingenieros de PETROAMAZONAS E.P. por compartir sus conocimientos con nosotras.

Finalmente quiero agradecer a todos mis buenos amigos y desearles los mayores éxitos en su vida.

Paola Pucha Ortega

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Génesis Sánchez y Paola Pucha 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”

Génesis Sánchez

Paola Pucha

# EVALUADORES

---

**Ing. Fernando Sagnay**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**Ing. Xavier Vargas**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

La actividad microbiana es un problema que se refleja en tuberías corroídas, taponamiento de la formación y disminución de la permeabilidad efectiva. En especial las bacterias BRS que tienen como medio el agua propia de la formación para la proliferación, se adhieren a los canales conductivos de la arena productora y forman biomasa que obstruye el flujo de fluidos. Si se considera un diseño de estimulación matricial no reactiva que limpie la cara de la arena, es posible aumentar la permeabilidad, reducir el daño de formación, controlar ambientes corrosivos y aumentar la producción diaria de crudo. Por medio del análisis de concentración total de hierro, sulfato, dióxido de carbono, sulfuro en gas y agua se determinó pozos con actividad microbiana; mientras que al evaluar los cultivos de bacterias y cupones de corrosión se caracterizó el comportamiento de las bacterias. Por medio del criterio de rentabilidad económica se seleccionó los pozos TTT A 011 y TAP 09 como los más prospectivos del campo Libertador, puesto que, de los 94 pozos analizados, estos presentaron mayor índice de actividad microbiana y recuperación de barriles de petróleo. La actividad microbiana en los pozos de la estación Tetete es más agresiva, ya que estas se reproducen en menor tiempo obstruyendo los canales porosos con mayor velocidad. Los bactericidas THPS y GLH, tuvieron mejor funcionalidad contra las bacterias y con el medio ambiente, por lo cual fueron considerados en este diseño de estimulación matricial no reactiva que genera \$907.976,10 como utilidad para la empresa en la proyección de 12 meses.

**Palabras Clave:** Bacterias BRS, corrosión, estimulación matricial no reactiva, sulfato

## **ABSTRACT**

*Microbial activity is a problem that is reflected in corroded pipes, plugging formation, and decreasing effective permeability. Especially BRS bacteria that have as their means the water proper to the formation to proliferate, adhere to the conductive channels of the producing sand and form biomass that obstructs the flow of fluids. If a non-reactive matrix stimulation design is considered to clean the face of sand, it is possible to increase permeability, reduce formation damage, control corrosive environments, and increase daily crude oil production. Through the total concentration analysis of iron, sulfate, carbon dioxide, gas sulfide and water, wells with microbial activity were determined, while assessing the cultures of bacteria and corrosion coupons characterized the behavior of bacteria. Thanks to the economic profitability criterion, the TTT A 011 and TAP 09 wells were selected as the most forward-looking in the Liberator field, as of the 94 wells analyzed, they had a higher rate of microbial activity and recovery of oil barrels. Microbial activity in the wells of the Tetete station is more aggressive, as these reproduce in less time obstructing porous channels with higher speed. The bactericides THPS and GLH, had better functionality against bacteria and with the environment, so they were considered in this design of non-reactive matrix stimulation that generates \$907,976.10 as useful for the company in the projection of 12 months.*

**Keywords:** *BRS bacteria, corrosion, non-reactive matrix stimulation, sulfate*



## ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	6
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ÍNDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGÍA .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
ÍNDICE DE ESQUEMAS .....	IX
ÍNDICE DE HISTOGRAMAS .....	X
ÍNDICE DE GRÁFICAS .....	XI
CAPÍTULO 1.....	12
1. Introducción .....	12
1.1. Descripción del problema .....	12
1.3. Objetivos.....	13
1.3.1. Objetivo General.....	13
1.3.2. Objetivos específicos.....	14
1.4.1. Descripción del área de estudio .....	14
1.4.1.1. Antecedentes .....	14
1.4.1.2. Descripción del campo.....	14
1.5.1. Bacterias sulfato reductoras .....	15
1.5.2. Clasificación de bacterias BRS.....	16
1.5.3. Factores que determinan el crecimiento de una bacteria .....	16
1.5.4. Métodos de identificación de Bacterias BSR .....	16
1.5.5. Problemas causados por Bacterias BRS.....	17

1.5.5.1.	Corrosión por BRS.....	17
1.5.5.2.	Daño de la formación productora debido al taponamiento.....	19
1.5.5.3.	Métodos de control de bacterias BSR.....	20
1.5.5.4.	Estimulación matricial .....	20
CAPÍTULO 2.....		22
2.	Metodología.....	22
CAPÍTULO 3.....		31
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	31
CAPÍTULO 4.....		41
5.	Conclusiones Y Recomendaciones .....	41
	Recomendaciones.....	42
BIBLIOGRAFÍA.....		43
ANEXOS.....		46

## ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
THPS	Tetrakis Hidroximetil Fosfonio Sulfato
GLH	Glutaraldehído
API	American Petroleum Institute
BRS	Bacterias Sulfato Reductoras
BSW	Cantidad de sedimentos y agua
BES	Bombeo Electrosumergible
SPE	Society of Petroleum Engineers
ADN	Ácido desoxirribonucleico
ARN	Ácido ribonucleico
TAP	Tapi
FRN	Frontera
ATC	Atacapi
PCH	Pichincha

## SIMBOLOGÍA

ml	Milésima de litro
mg	Milésima de gramo
cm <sup>3</sup> /cc	Centímetro cúbico
h	Hora
s	Segundos
ft	Pies
g	Gramos
mD	Milidarcy
cP	Centipoise
ppm	Partes por millón
gal	Galones
m	Pendiente de una recta
u	Velocidad específica de crecimiento
k	Velocidad de crecimiento
HCl	Ácido clorhídrico
BFPP	Barriles de fluidos por
BPPD	Barriles de petróleo por día
ff-qq	Físico químico
L	Litro
psi	Libra por pulgada cuadrada
pH	Potencial de Hidrógeno
Col	Colonias de bacterias
H <sub>2</sub> S	Ácido fluorhídrico
SO <sub>4</sub>	Sulfuro
Fe	Hierro
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Mapa de las estaciones del campo Libertador .....	15
Figura 1-2 El ciclo del azufre es un proceso biogeoquímico importante y se caracteriza por reacciones de oxidación y reducción. (Tourna, Maclean, Condron, O'Callaghan & Wakelin, 2014) (Veana et al., 2019) .....	18
Figura 1-3 Actividad de las bacterias en los espacios porosos de la formación.(Guillermo et al., 2019).....	19
Figura 1-4 Curva de crecimiento bacteriano en sistemas discontinuos (Gaudy y Gaudy,1980p.231 modificado).....	25

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1 Eje de referencia de los parámetros ff-qq de la estación Tetete.....	23
Tabla 3-2 Parámetros petrofísicos y parámetros PVT de los fluidos en las arenas productoras por estación. ....	27
Tabla 3-3 Valores del daño de formación .....	29
Tabla 3-1 Valores referenciales del total de hierro, sulfato, sulfuro en gas y agua en las estaciones del campo Libertador. ....	31
Tabla 3-2 Pozos con altos índices de actividad microbiana de la estación Tetete, Tapi, Frontera, Atacapi y Pichincha del campo Libertador .....	31
Tabla 3-3 Resumen de los cultivos de bacterias en las estaciones Tetete, Tapi, Frontera, Atacapi, Pichincha .....	33
Tabla 3-4 Propuesta de receta para la estimulación matricial .....	35
Tabla 3-5 Presión e inyección máxima para el biocida THPS .....	36
Tabla 3-6 Presión e inyección máxima para el biocida GLH .....	36
Tabla 3-7 Volumen de la solución .....	37
Tabla 3-8 Valores aproximados de los eventos de operación por pozo .....	40

## **ÍNDICE DE ESQUEMAS**

Esquema 2-1 Metodología implementada en el plan piloto para la inyección de bactericidas en arenas productoras con problemas de actividad microbiana.....	22
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

## ÍNDICE DE HISTOGRAMAS

Esquema 2-1 Metodología implementada en el plan piloto para la inyección de bactericidas en arenas productoras con problemas de actividad microbiana.....	22
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----



## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 3-1 Curva de crecimiento de bacterias en el tanque de la estación Terete.....	32
Gráfica 3-2 Historial de producción desde el 2013 del pozo TTT 011 .....	34
Gráfica 3-3 Historial de producción desde el 2013 del pozo TAP 09.....	34
Gráfica 3-4 Ingreso acumulado por mes para una proyección anual de los pozos TTT 011 y TAP 09.....	40
Gráfica 3-5 Flujo de caja del proyecto .....	40
ara la inyección de bactericidas en arenas productoras con problemas de actividad microbiana .....	22

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

La industria petrolera en Ecuador tiene más de 90 años, por lo que sus campos ya maduros tienen elevados cortes de agua, sin embargo, las estrategias implementadas para identificar problemas en la producción y así aplicar métodos de control y prevención, hace posible la sostenibilidad de la producción de hidrocarburos.

Uno de los principales problemas en el campo Libertador es la actividad microbiana que utiliza ambientes anaeróbicos para realizar sus procesos metabólicos de reducción transformando el Sulfato ( $\text{SO}_4$ ) a Sulfuro de Hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ). Los sulfatos son cationes propios del agua de formación y sirven como alimento principal de las bacterias sulfato reductoras (BRS), ocasionado problemas de disminución de permeabilidad efectiva de la formación, daños en los equipos de fondo y tuberías de producción.

El bloque 57, aunque produce 12 780 BBLPD tiene un porcentaje de BSW promedio del 90% que puede disminuir en caso de limpiar la cara de la arena productora y controlar los problemas de corrosión de bacterias BRS. Este problema puede ser identificado mediante el análisis de datos de pruebas e historiales realizados en campo que se utilizaran como base para encaminar una metodología de inyección de biocidas en la cara de la arena como un sistema estimulación matricial no reactiva.

### 1.1. Descripción del problema

El problema actual del bloque 57 campo Libertador, es que, debido a su característico elevado corte de agua, propio de un campo maduro, el agua de formación es el medio propicio para la proliferación de bacterias sulfato reductoras (BRS), las cuales son el agente para realizar la reducción desasimilatoria del Sulfato ( $\text{SO}_4$ ), reduciéndolo en el agua (BRS planctónicas) para formar Ácido Sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), que se lo conoce como fuente principal de la corrosión en tuberías y taponamiento de la formación.

Las BSR sésiles (adheridas en la superficie) realizan actividad metabólica produciendo depósitos naturales de colonias bacterianas, evidenciando problemas como pitting en tuberías o comunicación tubing-casing, lo que ocasiona la pérdida de fluidos de producción, siendo el wipped tool una solución a este problema siempre y cuando el orificio sea pequeño y simétrico, de no ser este el caso el pozo va directamente a workover.

Se suma a las consecuencias de BSR sésiles la disminución de la permeabilidad efectiva de la zona productora, ya que debido a su actividad metabólica forman grandes colonias de biomasa que reducen el espacio poroso de la formación y por ende la producción de fluidos.

## **1.2. Justificación del problema**

Este proyecto se enfoca en repotenciar la producción de crudo en un pozo petrolero por medio de la inyección de biocidas directamente a la cara de la arena, tratando así no solo el gran problema de corrosión en tuberías, sino también la reducción de la permeabilidad en la formación por taponamiento de bacterias.

Aportar con la aplicación de un correcto control del taponamiento de la formación y tuberías corroídas; dentro de los márgenes ambientales y económicos, significa incrementar la producción diaria y evitar daños ambientales fortuitos. Pese a que, el lugar de estudio sea un campo maduro, no es una limitante para demostrar que, con innovación e investigación es posible la recuperación de pozos apagados o con bajo aporte de crudo.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo General**

Diseñar una metodología de inyección de biocidas en la cara de la arena basado en la estimulación matricial no reactiva, mediante el análisis de la actividad microbiana sobre la producción en los pozos del campo Libertador para eliminar la acción de las bacterias sulfato reductoras en la formación y recuperar la permeabilidad.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

1. Analizar los historiales físico- químicos, cultivos de bacterias, cupones de corrosión, historial de workover y de producción para discretizar pozos con problemas de actividad microbiana.
2. Sugerir un método basado en la estimulación matricial no reactiva con el uso de biocidas directamente en la cara de la arena para limpiar los poros obstruidos por BRS y aumentar la permeabilidad.
3. Determinar la rentabilidad económica de la estimulación matricial no reactiva de los pozos seleccionados.

## **1.4. Marco teórico**

### **1.4.1. Descripción del área de estudio**

#### **1.4.1.1. Antecedentes**

El bloque 57- Libertador fue descubierto entre 1980 y 1982 por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), quien perforó los primeros pozos exploratorios e inició su producción desde agosto de 1982. Los primeros pozos exploratorios perforados fueron: Secoya-01 en febrero de 1980, Shuara-01 en abril de 1980, Shushuqui-01 en noviembre de 1980 y Pacayacu-1 en diciembre de 1982. (Wilson Padilla (Petroamazonas EP), 2019).

En el año 2018 en Shushuqui se realizó la última perforación en la arenisca Basal Tena, una de las estructuras con mejor potencial del campo, y donde se perforaron los dos últimos pozos, de aquí en adelante el campo ha ido reacondicionando algunos pozos a procedimientos de recuperación secundaria, principalmente inyección de agua, la cual ha repotenciado el campo. (Wilson Padilla (Petroamazonas EP), 2019)

#### **1.4.1.2. Descripción del campo**

Geográficamente el campo Libertador está ubicado en el Nororiente Ecuatoriano en el bloque 57, en la provincia de Sucumbíos en el Corredor Sacha-Shushufindi donde existen grandes levantamientos tectónicos que han dado lugar a una serie de anticlinales productores de hidrocarburo; dentro de sus arenas productoras esta la arenisca Basal Tena, U Superior e Inferior, T Superior y T Inferior. (Wilson Padilla (Petroamazonas EP), 2019).

Actualmente el campo está conformado por las estaciones Frontera, Arazá, Tapi, Tetete, Shushuqui, Shuara, Pichincha, Secoya y Atacapi, encontrándose estas últimos cinco a cargo del consorcio Pardaliservices; gracias a los trabajos de reacondicionamiento y recuperación secundaria su producción de 10 199 BBL/D se vuelve rentable a pesar de tener un %BSW promedio de 90%.(Petroamazonas EP, 2015)

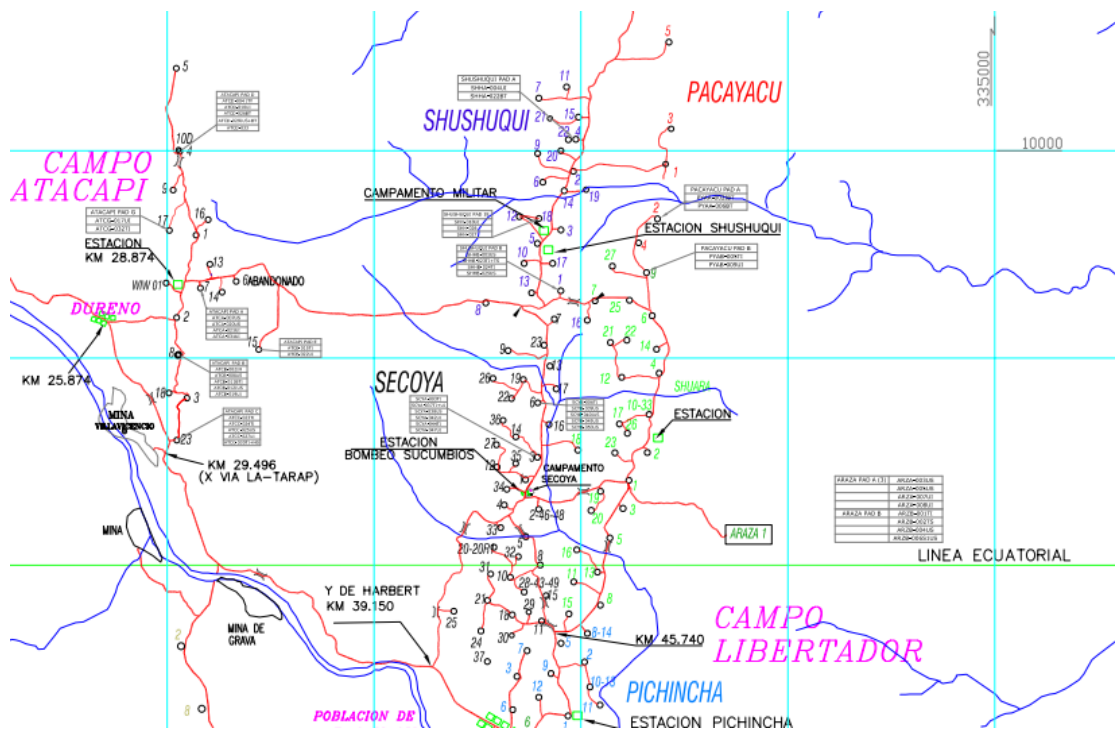


Figura 1-1 Mapa de las estaciones del campo Libertador

## 1.5. Marco Teórico

### 1.5.1. Bacterias sulfato reductoras

La incidencia de la actividad microbiana en la producción de hidrocarburos se desarrolla en el ambiente del pozo, la formación y en superficie. El origen de la proliferación bacteriana se da en cualquier ambiente antes descrito; por lo que se analiza la acción de las bacterias desde el ambiente de formación, dado que la comunicación entre formación y pozo son los canales porosos y permeables en donde las bacterias BRS, según revisión bibliográfica, participan principalmente taponando los poros con materia orgánica y creando ambientes más corrosivos, incrementando el H<sub>2</sub>S en el agua de formación.

### **1.5.2. Clasificación de bacterias BRS**

Las bacterias BRS son microorganismos unicelulares, anaeróbicas o facultativas, y según donde se encuentren se clasifican como BRS Planctónicas o sésiles, siendo las primeras aquellas que están en medios acuosos como el agua de formación y que, de adherirse a la superficie de las tuberías o la formación se transforman en bacterias BRS sésiles, capaces de sobrevivir a condiciones adversas. (Monroy Cruz, 2014)

### **1.5.3. Factores que determinan el crecimiento de una bacteria**

En la tesis publicada por la Escuela Superior Politécnica Nacional en el 2012, se presenta los medios para evaluar la presencia de bacterias en el ambiente de formación y pozo, dichos factores son: potencial de hidrogeno(pH), temperatura, concentración de sulfuro, oxígeno, y sulfato; el seguimiento de estos permite controlar la actividad bacteriana en la producción por lo cual se presenta a continuación las variaciones de acuerdo con rangos de valores. El rango óptimo de temperatura para proliferación bacteriana varía desde 28-65 °C, mientras que el pH ideal va desde 6.2 hasta 8.9, aunque algunas bacterias crecen fuera de estos rangos está comprobado que ningún ambiente ácido favorece al crecimiento de estas. El sulfuro se puede presentar en soluciones como HS<sup>-</sup> y S<sup>2-</sup> y en H<sub>2</sub>S en forma de gas, algunos autores como Postgate y Okabe aseguran que las bacterias se reactivan al entrar en contacto con fuertes cantidades de sulfuro.(Nacional, 2012).

### **1.5.4. Métodos de identificación de Bacterias BSR**

Las pruebas petroquímicas en campo permiten identificar la presencia y cantidad de bacterias sulfato reductoras utilizando generalmente muestras del agua de formación. Entre los análisis más relevantes tenemos cultivos, pruebas de BART y análisis de cupones de corrosión, enfocándose este último en examinar la velocidad de reacción electroquímica de corrosión producida al metal, en una zona específica, una vez expuesto al ambiente interior de estudio. (Urbáez, 2009)

Mientras que la dilución simple, conocido cultivo de bacterias, consiste en arreglar diluciones en secuencias que son colocadas en medios aptos para la proliferación de bacterias que pueden ir desde 1/10 hasta 10<sup>-7</sup> o más cuantificando la cantidad promedio de biomasa de bacterias por mililitro de muestra. (Ramírez S et al., 2017) La prueba de BART por su lado identifica la presencia, actividad y tamaño de bacterias BRS con el tiempo, ya que mientras menos tiempo tarden en empezar su actividad son consideradas más agresivas. (Company, 2013)

### **1.5.5. Problemas causados por Bacterias BRS**

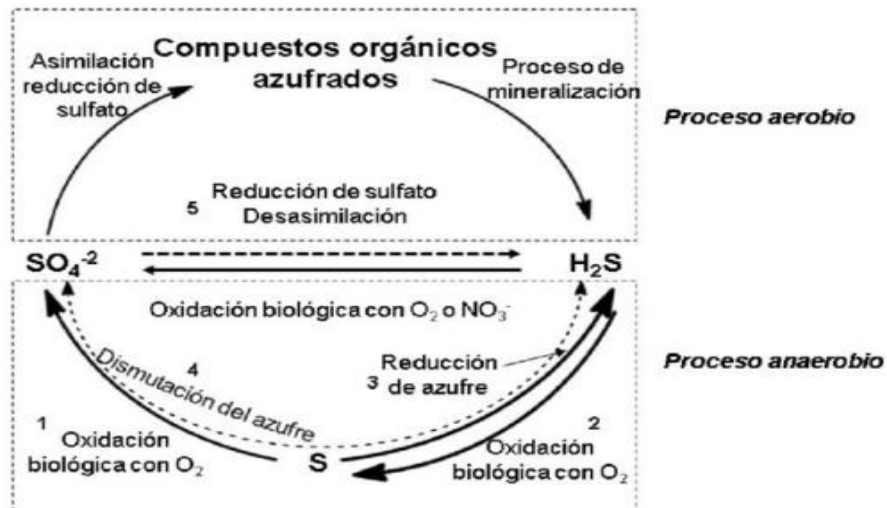
#### **1.5.5.1. Corrosión por BRS**

Según la nota técnica elaborada por la Escuela de Ciencia e Ingeniería de los Materiales de Costa Rica en 2015 define a la corrosión como un procedimiento de desgaste de materiales metálicos por las reacciones químicas y electroquímicas, que se dan entre distintos factores. (Salazar-Jiménez, 2015).

Uno de estos factores son las bacterias BRS generadoras de biocorrosión, originada en consecuencia del metabolismo e interacción de las bacterias que se alimentan de sulfatos, componentes químicos del agua de formación, y este se descompone o reducen a sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S).(Monroy Cruz, 2014).

El ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) es el principal acelerador de corrosión, que al actuar de forma puntual y focalizada sobre el metal genera pequeños orificios en la tubería y áreas de corrosión; puesto que las células se agrupan para estar menos expuestas. Los orificios o pittings en el ambiente del pozo, se detecta por las pérdidas del fluido observables en los historiales de producción del pozo, recirculación del fluido o en problemas en los equipos de levantamiento artificial. (*Corrosion Inducida Por Bacterias Parte N ° 180-50, n.d.*)

A continuación, se presentan los diferentes procesos biogeoquímicos del azufre, mostrando así un ciclo continuo, cuyos derivados generan problemas de ambientes corrosivos.



**Figura 1-2 El ciclo del azufre es un proceso biogeoquímico importante y se caracteriza por reacciones de oxidación y reducción. (Tourn, Maclean, Condon, O'Callaghan & Wakelin, 2014) (Veana et al., 2019)**

**Fuente: Tendencias de la bioenergía del meta genoma de hábitats ricos en azufre a la purificación del biogás**

#### **1.5.5.1.1. Tratamientos para problemas de corrosión**

A continuación, se describen los principales tratamientos para resolver problemas de biocorrosión como inhibidores de corrosión que evitan la reacción electroquímica producida en la celda de corrosión, gracias a la gran variedad de estos químicos es uno de los métodos más económicos la industria. (Bruce Mackay et al., 2016).

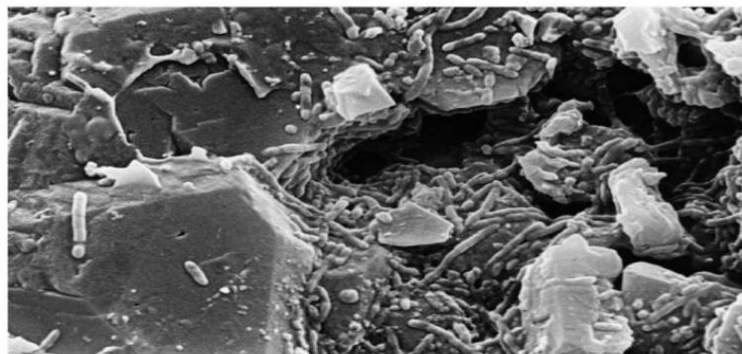
Los secuestradores de oxígeno por su parte eluden la oxidación de un metal, impidiendo la proliferación de bacterias que hacen uso de oxígeno para su subsistencia. Los secuestradores de ácido sulfhídrico minimizan en cambio la cantidad de ácido sulfhídrico presente en el curso del flujo. Y por último el inhibidor reactivo, forma una película insoluble que impide el contacto con oxígeno e hidrógeno. (Bruce Mackay et al., 2016)



### 1.5.5.2. Daño de la formación productora debido al taponamiento

Las BRS son microorganismos que sobreviven a las condiciones del yacimiento, es decir que previamente a la perforación y producción del pozo la formación ya cuenta con actividad bacteriana. La revista de Oilfield Review Summer 2012: 24, no.2, da a conocer según inducción la presencia de biomasa en las zonas aledañas al pozo y no en todo el yacimiento; por lo cual, dado que las BRS se adhieren a los poros de la formación por su metabolismo ocasionan forman materia orgánica que incrementa el daño de formación, disminuye la permeabilidad, y por ende reduce el flujo de fluidos. (Larsen, 2016)

El bloqueo por microorganismos en el subsuelo se puede observar en la ilustración que fue tomada de Hayatdavoudi & Ghalambor, 1996.



**Figura 1-3 Actividad de las bacterias en los espacios porosos de la formación.(Guillermo et al., 2019)**

Fuente: Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 17 n.º 2 de 2019 - Jul/Dic - pp 7/17

La biomasa formada en estos canales conductivos de fluidos de formación se convierte en un ecosistema reproductor fortalecido por la continua acción metabólica y en un escudo protector de los mismos microorganismos. Según el artículo de SPE 87562 evidencia que estas acumulaciones sólidas contribuyen a la movilidad preferencial del agua, aumentando así el corte de agua.

En síntesis, la actividad metabólica de bacterias BRS permite que el desecho de un organismo sea el nutriente de otro que a medida avanza el tiempo forma una gran biopelícula, cuyo ecosistema se vuelve una barrera difícil de penetrar con inyección de biocidas.(Jaimes et al., 2014).

### **1.5.5.3. Métodos de control de bacterias BSR**

#### **1.5.5.3.1. Inyección de bactericidas**

La inyección de bactericidas por batch o inyección continua son dirigidos generalmente al ambiente de pozo y superficie. En estos dos métodos de control de bacterias, los químicos a inyectarse únicamente llegan al nivel del fluido del pozo, donde se procede a una recirculación para que los químicos entren en acción en el pozo y al mismo tiempo logren proteger la tubería de corrosión.

### **1.5.5.4. Estimulación matricial**

Los diferentes métodos de estimulación tienen como objetivo disminuir el daño de formación para incrementar la producción de un pozo petrolero conociendo antes los diferentes parámetros pozo-reservorio que determinan la factibilidad técnica de su aplicación. El análisis nodal permite conocer el sistema completo de producción y limitaciones de flujo por medio de un análisis por partes de todo el sistema de flujo; ya que en estos tipos de tratamiento las presiones trabajan siempre por debajo de la presión de fractura de la formación. (Islas, 1991).

La estimulación no reactiva conocida por el uso de soluciones acuosas u oleosas, alcoholes o solventes mutuales, que se utilizan como aditivos surfactantes, permite remover el daño por bloqueo de agua, aceite o emulsión, daño por pérdida de lodo, depósitos orgánicos entre otros, sin embargo, para realizar este tipo de estimulación se debe conocer la tensión superficial, mojabilidad y capilaridad de la formación ya que sobre estos se influye una vez iniciado el procedimiento. (Islas, 1991).

### **1.5.5.5. Químicos del tratamiento principal**

Elegir el fluido correcto es esencial para no alterar las propiedades propias de la formación y asegurar el éxito de un procedimiento, a continuación, se describen los químicos más relevantes en este proyecto.

#### **1.5.5.5.1. Tetrakis Hidroximetil Fosfonio Sulfato**

Biocida no oxidante THPS (Tetrakis Hidroximetil Fosfonio Sulfato), la fórmula es  $[(CH_2OH)_4P]_2SO_4$  y causa la acelerada muerte de colonias de bacterias gracias a su intervención al bloquear las reacciones bioquímicas que mantienen activa la vida de las BRS. (Figuroa De Gil et al., 2012)

#### **1.5.5.5.2. Glutaraldehído**

GLH (Glutaraldehído, Dialdehído glutárico, glutaralum, 1, 3-diformilpropano, glutaral, pentanodial, pentano -1, 5-dial, GTA) con fórmula química  $C_5H_8O_2$  es un biocida que altera la síntesis de ADN, ARN y proteínas en las bacterias impidiendo a la célula realizar sus funciones elementales, además de causar disrupción de la pared celular de esporas e inhibir la esporulación y germinación.

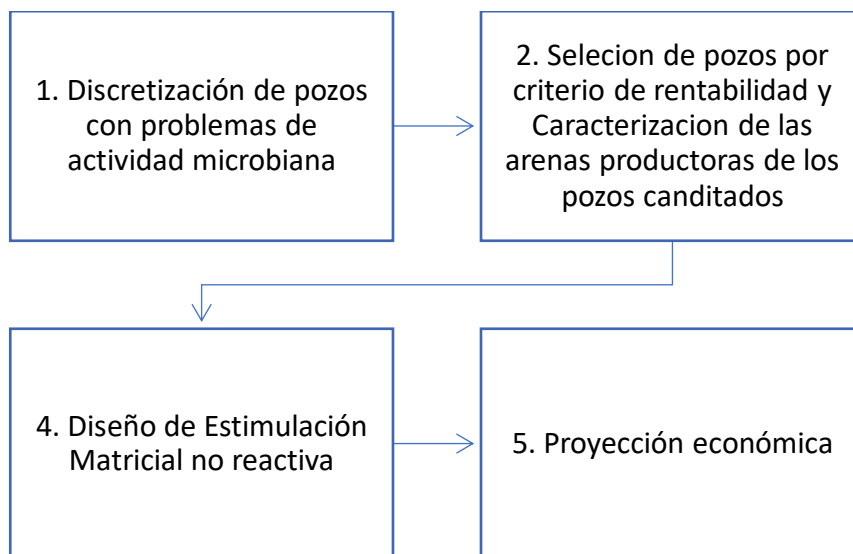
#### **1.5.5.5.3. Surfactantes**

Compuestos formados por moléculas orgánicas constituidos por dos grupos químicos: uno hidrófilo y otro lipófilo, afín al agua y al aceite respectivamente. (Islas, 1991) El uso de surfactantes puede representar ventajas y desventajas a la formación en caso de que estos no coincidan con las características básicas de la formación y agraven el daño de esta. (Islas, 1991)

# CAPÍTULO 2

## 2. Metodología

La metodología implementada en el proyecto ha considerado 4 fases claves. En la fase 1 se identificó pozos con problemas de actividad microbiana, mediante el análisis de cuatro parámetros fisicoquímicos (ff-qq), cultivos de bacterias y cupones de corrosión. Es en la fase 2 donde se procede a seleccionar de los pozos problemáticos, aquellos que presenten mejor proyección de recuperación de barriles, y esto es posible al analizar el comportamiento de producción de la arena productora. En la fase 3 se diseña la estimulación matricial no reactiva; en la que se determina la dosificación de los químicos y parámetros operacionales. Finalmente, en la fase 4 se realiza la proyección económica a 1 año, para representar la sostenibilidad del proyecto.



**Esquema 2-1 Metodología implementada en el plan piloto para la inyección de bactericidas en arenas productoras con problemas de actividad microbiana.**

### 2.1. Discretización de pozos con problemas de actividad microbiana

#### 2.1.1. Análisis fisicoquímico del agua de formación de pozos del campo Libertador

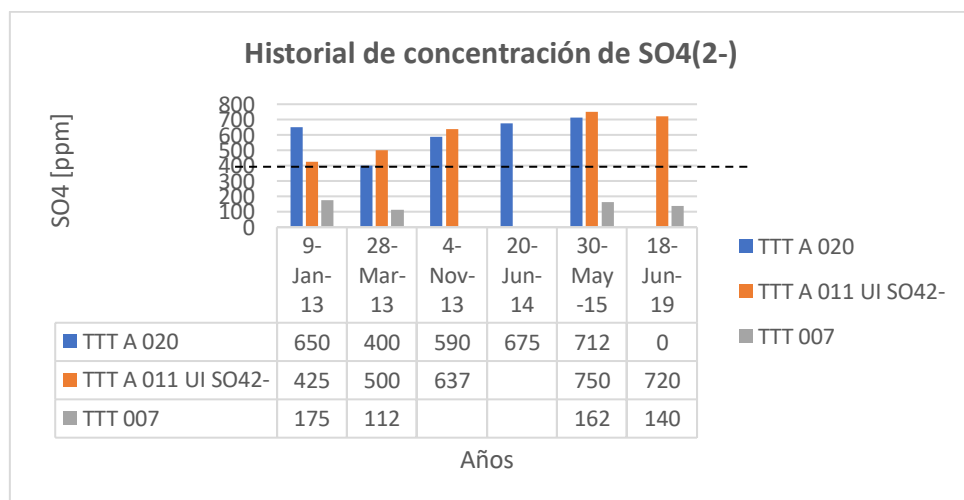
Analizamos 7 estaciones del campo Libertador, Tetete, Tapi, Frontera, Pichincha, Atacapi, Shushuqui y Shuara, se direccionó el análisis para pozos activos que presenten mayor seguimiento de control de las pruebas realizadas al agua de formación que llega a cada estación y se suma otro criterio de selección; pozos que no estén influenciados por recuperación secundaria.

Se ha considerado 4 parámetros en los análisis físicos químicos del agua de formación: total de hierro (Fe), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfato (SO<sub>4</sub>), sulfuro en gas y en agua; dado que son claves para determinar actividad microbiana. Cada parámetro considerado, fue evaluado con el sistema de referencia del eje central de cada estación.

### 3-1 Eje de referencia de los parámetros ff-qq de la estación Tetete

EST. TETETE	Unidades	Eje Central
Total de Fe	Ppm	12
SO <sub>4</sub> (2-)	Ppm	400
CO <sub>2</sub> gas	Ppm	30
H <sub>2</sub> S gas	Ppm	5
H <sub>2</sub> S agua	Ppm	0.2

Para valorar cada variable química de una forma cuantitativa y cualitativa, se realiza un histograma, en el cual se representa el historial de los diferentes pozos de las estaciones en estudio.



**Histograma 2-1 Concentración de sulfato en los pozos TTT A 020, TTT A 011 y TTT 007**

Entonces, al analizar las diferentes gráficas, se identificó pozos con valores de concentración sobre el nivel de referencia, además que si en el último seguimiento no registra alguna mejora en 3 de los 5 parámetros ff-qq, se concluye presencia de actividad microbiana. Para asegurar la premisa determinada, se estudia los cultivos de BRS en los tanques de las estaciones. Cabe mencionar, que una forma para validar esta premisa es realizar cultivos de bacterias con muestras de agua de formación directamente del cabezal de los pozos discretizados

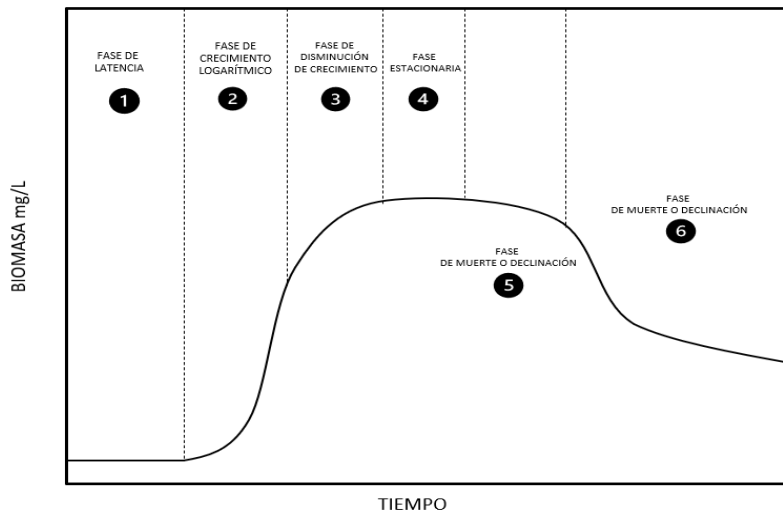
### **2.1.2. Análisis de cultivos de bacterias por estaciones**

Al analizar los historiales de cultivos de BRS, donde por medio de la pendiente de la gráfica biomasa vs tiempo de incubación del cultivo, se determinó la velocidad de crecimiento de las células, identificando así, la estación con menor tiempo de duplicación de nuevas células.

#### **2.1.2.1. Procedimiento para análisis de cultivos discontinuos**

**La curva de crecimiento bacteriano:** permite analizar la acción de bacterias BSR sobre la formación productora mediante ecuaciones matemáticas que proporcionan el tiempo de duplicación, la concentración de células y la velocidad de crecimiento de nuevas células.

En la curva de crecimiento se visualizan diferentes secciones por las que un microorganismo atraviesa a lo largo de su vida, siendo la de más relevancia para este proyecto la sección de crecimiento logarítmico o exponencial.



**Figura 1-4 Curva de crecimiento bacteriano en sistemas discontinuos (Gaudy y Gaudy,1980p.231 modificado)**

**Fase logarítmica o exponencial:** en esta fase las células empiezan a proliferarse a una velocidad máxima constante, de donde se obtiene la siguiente ecuación de la pendiente de la recta que describe la variación de la velocidad de cambio de la concentración de células con respecto al tiempo.

Esta relación matemática es directamente proporcional a la concentración de células en el sistema y a un factor de proporcionalidad  $\mu$ .

$$\frac{dX}{dt} = \mu X \quad (2.1)$$

Donde:

$\mu$  es la velocidad específica de crecimiento [ $h^{-1}$ ]

X es la concentración de células [ $mg/cm^3$ ]

t es el tiempo de incubación [h]

Integrando la ecuación 2.1 se obtiene la concentración de las células en cualquier instante de tiempo.

$$X_t = X_0 e^{\mu t} \quad (2.2)$$

Donde:

$X_t$  es la concentración de células en el tiempo cero

$X_0$  es la concentración de células al tiempo t

Ahora por medio de la Ley de Malthus que permite linealizar la segunda ecuación se obtiene la cinética de crecimiento, es decir, la velocidad de crecimiento de la biomasa.

$$\ln X_t = \ln X_o + \mu t \quad (2.3)$$

La ecuación 2.3 representa la fase de crecimiento exponencial linealizada vista en la gráfica de donde mediante la pendiente se obtiene la velocidad específica de crecimiento. A partir de la ecuación 2.3 se puede encontrar la ecuación mostrada a continuación, que permite representar la velocidad de crecimiento en función del tiempo de duplicación, es decir el tiempo que necesita una célula para dividirse.

$$\mu = \frac{\ln X_t - \ln X_o}{t} \quad (2.4)$$

Considerando un  $t = t_d$  y a  $X_t = 2X_o$  tenemos la ecuación resumida del tiempo de duplicación de las células.

$$\mu = \frac{0,693}{t_d} \quad (2.5)$$

Donde:

$t_d$  es el tiempo de duplicación [h]

$\mu$  es la velocidad de crecimiento [ $h^{-1}$ ]

Se debe tomar en cuenta que el crecimiento exponencial no se da de manera indefinida, ya que el periodo de crecimiento va consumiendo el sustrato y generando subproductos tóxicos que se van acumulando; estas dos últimas son las causas de que la velocidad específica sufra una desviación con respecto a su valor máximo, el que a largo plazo causará una disminución en su crecimiento, el cual se conoce como la fase estacionaria en la proliferación bacteriana de un cultivo discontinuo.

### 2.1.3. Cupones de corrosión

Mediante el análisis de los cupones se analizó la velocidad a la que se produce la corrosión en las tuberías de producción de las estaciones y arenas candidatas, para corroborar la preselección de los análisis anteriores.



## 2.2. Selección de pozos por criterio de rentabilidad

En esta segunda fase de la metodología, se analiza brevemente la mejor proyección para la recuperación de barriles, por lo que se debe estudiar los historiales de producción, en conjunto con los historiales de workover de los pozos discretizados en la primera fase, de tal manera que sea posible caracterizar pozos con buena producción.

**Tabla 3-2** Parámetros petrofísicos y parámetros PVT de los fluidos en las arenas productoras por estación.

TETETE Y TAPI	Yacimiento	PARAMETROS PETROFISICO				PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS				
		Por	Sw	ho	k	Pi	Tr	Bo	Gor	API
	U Inferior	15.6	20	18	400	3750	213	1.21	300	23.2
	T	13.7	25	14	700	3810	217	1.366	420	29

### 2.2.1. Gráfica de los historiales de producción.

Los años de producción de cada pozo, se ha considerado desde el 2013-2020, para tener congruencia con la data química del agua de formación. Es de suma importancia tener presente el historial de eventos de los pozos, para realizar claramente una interpretación del pozo como de la arena productora y finalmente, al comparar el diferencial de producción entre el 2013 y 2020, priorizar al que profile mayor cantidad de barriles por recuperar.

## 2.3. Diseño de estimulación matricial no reactiva para los pozos seleccionados del campo Libertador

Se ha diseñado un procedimiento de estimulación matricial no reactiva basado en tres etapas de bombeo que se detallan a continuación.

### 2.3.1. Pre-Flujo

En esta etapa se realiza una limpieza previa de la tubería de producción, pared del pozo y perforaciones, con solventes mutuales u orgánicos de poca surfactancia que dependen del tipo de formación a tratar.

Estos químicos retiran cualquier material arcilloso o feldespato que obstruya el flujo; dejando al pozo en óptimas condiciones para evitar que el químico principal vaya limpiando la tubería generando óxido de hierro, que con el tiempo irá tapando la formación. Además, evita que los distintos fluidos del pozo entorpezcan la función de los químicos del tratamiento principal inhibiendo el contacto con la zona de interés y consumiéndose antes de cumplir con su objetivo.

## **2.3.2. Tratamiento principal**

### **2.3.2.1. Selección de químicos**

Antes de realizar una estimulación matricial no reactiva se realizan pruebas de laboratorio que permiten conocer la compatibilidad entre los fluidos a utilizar en el pozo y los fluidos que representan la formación productora basándose en los procedimientos establecidos por API.

La selección adecuada del químico del tratamiento principal es la base del éxito del procedimiento, ya que se consideran factores de compatibilidad, ambientales, de seguridad y económicos; por lo que de ser posible se debería realizar pruebas con núcleos que representen a la formación y en donde se reflejará realmente los resultados.

### **2.3.2.2. Parámetros del tratamiento**

En este tipo de estimulaciones la presión y gasto de inyección conforman un pilar fundamental para disminuir y no perjudicar el daño de formación, siendo un procedimiento que actúa a presiones menores a la presión de fractura de la formación productora, estos parámetros se pueden encontrar por medio de análisis de campo o ecuaciones numéricas.

La presión se mantiene durante el procedimiento siempre inferior a la presión de fractura asegurando un mejor contacto del fluido con la zona dañada por su entrada radial circular; mientras que la inyección o gasto máximo permite estimar el valor al cual la formación acepta fluido sin fracturarse.

En campo es común utilizar pruebas de admisión o de inyección para encontrar presiones y gastos antes de fracturar la formación, pero en este caso se determinó dichos valores mediante datos petrofísicos e historial de workover de los pozos seleccionados que permitirán realizar el siguiente proceso.

### Presión de fractura

$$P_f: G_f * D \quad (2.6)$$

### Presión de inyección máxima en superficie ( $P_s \text{ máx}$ )

$$P_s \text{ máx} < P_f - 0,433 * D * \rho_f \quad (2.7)$$

### Gasto máximo de inyección ( $Q_i \text{ max}$ )

$$q_i \text{ max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times k_f \times h_f \times (P_{wf} - P_{ws})}{\mu \times \ln(r_e / r_w)} \quad (2.8)$$

Antes de calcular el volumen de fluido se estima el radio de penetración del fluido principal dependiendo el daño de formación; este valor va desde dos pies si el daño es somero hasta cinco pies si profundo, a continuación, se muestra una tabla de referencia.

**Tabla 3-3 Valores del daño de formación**

Condición del pozo	Valor del daño
Altamente dañado (profundo)	S > 10
Dañado (somero)	S > 0
Sin daño	S = 0

### Volumen de fluido de estimulación $V_f$ [gal]

$$V_f = 23.5 \times \phi \times h_f \times (r^2 \times - r^2_w) \quad (2.9)$$

Donde:

$P_f$  es la presión de fractura de la formación [psi]  
 $G_f$  es el gradiente de fractura de la formación [psi/ft]  
 $D$  es la profundidad del topo superior de la arena [ft]  
 $\rho_f$  es la densidad del fluido [g/cc]  
 $k_f$  es la permeabilidad de la formación [mD]  
 $h_f$  es el espesor de la arena [ft]  
 $P_{wf}$  es la presión de fondo fluyente [psi]  
 $P_{ws}$  es la presión de fondo estática [psi]  
 $\mu_f$  es la viscosidad del fluido de tratamiento [cP]  
 $r_e$  es el radio de drenaje del pozo [ft]  
 $r_w$  es el radio del agujero [ft]  
 $\emptyset$  es la porosidad de la arena [fracción]

### **Sobre desplazamiento**

En esta última etapa se bombea un fluido para desplazar el químico principal evitando que el tratamiento retorne o fluya por los canales de zonas fuera del objetivo.

### **2.4. Proyección económica**

Para el análisis económico realizado, se ha definido como producción diaria del primer mes, al diferencial de producción entre el 2013 y 2020, de tal manera que al siguiente mes se considera un 10% menos de la producción anterior, y esto debido a la probabilidad de ocurrencias de eventos que afecten la producción. La ganancia marginal por barril es la diferencia entre el costo de venta y costo de producción y en este proyecto se definió un valor estándar de \$15 de utilidad por barril.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 3.1. ANÁLISIS DE PARÁMETROS FÍSICO-QUÍMICOS DEL AGUA DE FORMACIÓN

En cuanto a la concentración de sulfato, el cual es el alimento para los microorganismos, se evidenció que las estaciones de Tetete y Tapi son las más propensas a admitir altas concentraciones de sulfato. Las estaciones de Shushuqui y Shuara, opera en un nivel de 130 y 100 ppm, respectivamente, valores bajos en comparación a las otras estaciones, por lo que sus pozos no evidenciaron problemas de microorganismos.

**Tabla 3-1 Valores referenciales del total de hierro, sulfato, sulfuro en gas y agua en las estaciones del campo Libertador.**

ESTACION	Total de Fe	SO <sub>4</sub> (2-)	CO <sub>2</sub> gas	H <sub>2</sub> S gas	H <sub>2</sub> S agua
Tetete	12	400	30	5	0.2
Tapi	20	250	30	15	0.2
Frontera	27	200	30	5	0.4
Atacapi	50	140	35	12	0.1
Pichincha	20	230	30	15	0.2
Shushuqui	35	130	30	35	0.2
Shuara	35	100	30	10	0.2

De 94 pozos analizados en la tabla 3-2 se resumen los 10 pozos que presentaron índices de actividad microbiana.

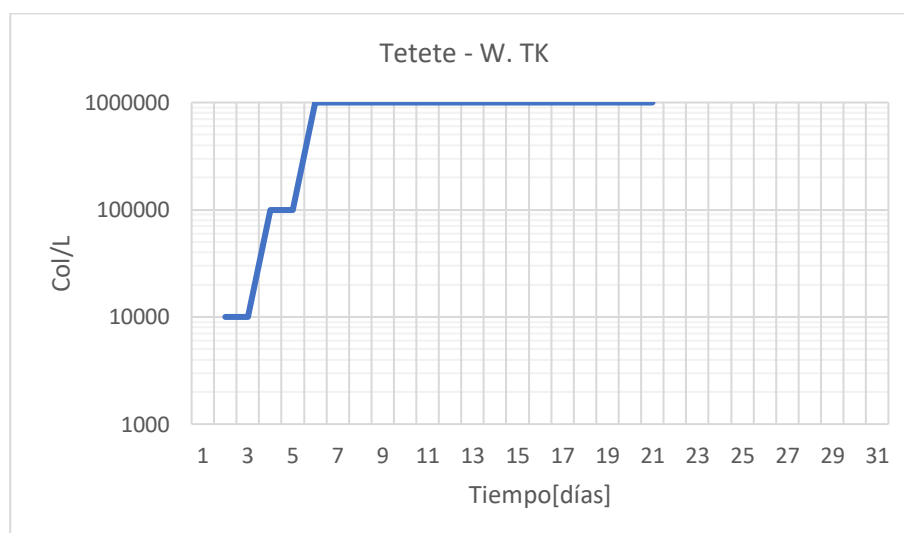
**Tabla 3-2 Pozos con altos índices de actividad microbiana de la estación Tetete, Tapi, Frontera, Atacapi y Pichincha del campo Libertador**

Nº	ESTACION	POZO	ARENA
1	TETETE	TTT A011	Ui
2		TTT A 007	Ui
3	TAPI	TAP 001	Ti
4		TAP A 008	Ui

5		TAP B009	Ti
6	FRONTERA	FRN B 04	Ti
7		FRN 05 RI	Ti
8	ATACAPI	ATC B 011	Ti
9	PICHINCHA	PCH 09	Ts +Ti
10		PCH 07	Ti

### 3.2. ANÁLISIS DE CULTIVOS DE BACTERIAS EN LAS ESTACIONES CON PROBLEMAS DE ACTIVIDAD MICROBIANA.

Del análisis de cultivos de bacterias se determinó que la estación Tetete, tuvo el menor tiempo de duplicación y mayor velocidad de crecimiento, es decir que, las bacterias se proliferaron más rápido en menor tiempo. Cuantitativamente, las células crecieron a 2,85 col/L\*días por lo que en 5 horas aproximadamente se duplicaron la cantidad de bacterias iniciales, con una velocidad de crecimiento de nuevas células de 4,12 col/L\*días.



**Gráfica 3-1 Curva de crecimiento de bacterias en el tanque de la estación Terete**

**Tabla 3-3 Resumen de los cultivos de bacterias en las estaciones Tetete, Tapi, Frontera, Atacapi, Pichincha**

<b>ESTACIÓN</b>	<b>Tiempo de duplicación td [días]</b>	<b>Tiempo de duplicación td[horas]</b>	<b>Velocidad de crecimiento K [1/días]</b>
<b>TETETE</b>	0,24	5,76	4,12
<b>TAPI</b>	0,30	7,20	3,32
<b>FRONTERA</b>	0,30	7,20	3,32
<b>ATACAPI</b>	cte	cte	Cte
<b>PICHINCHA</b>	cte	cte	Cte

### **3.3. ANALISIS DE CUPONES DE CORROSIÓN**

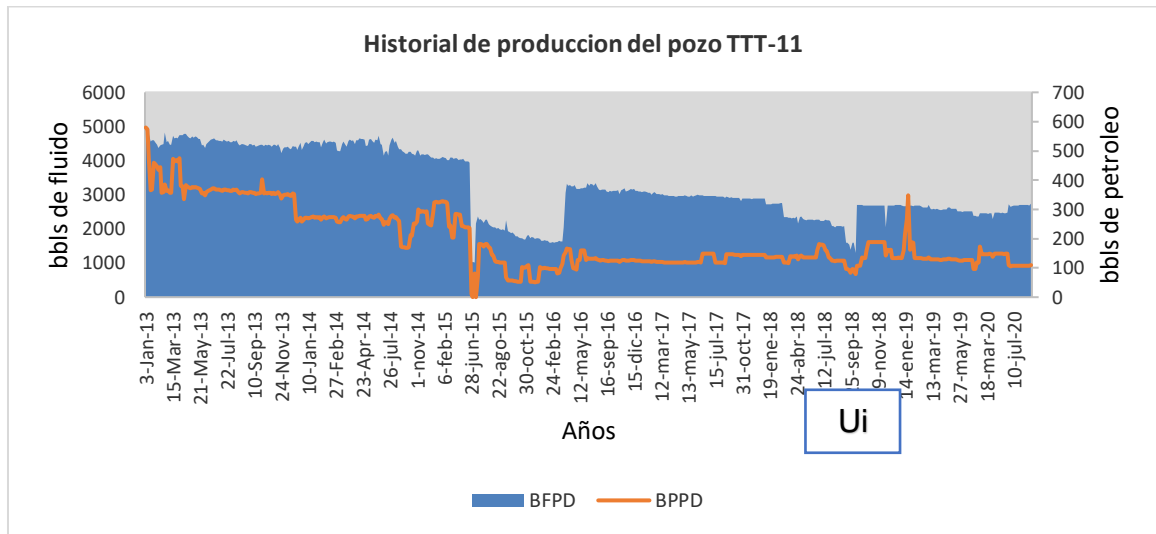
Mediante el análisis de los cupones de corrosión se ha corroborado que las estaciones con problemas de H<sub>2</sub>S son TETETE, FRONTERA y TAPI, dado que los cupones indicaron que existen orificios libres, sin presencia de sólidos, con reacción al HCl con un leve olor de H<sub>2</sub>S y pérdida de espesor debido a corrosión por CO<sub>2</sub> en las tuberías analizadas.

### **3.4. ANALISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCION Y WORKOVERS**

Una vez analizado los historiales de producción de los 10 pozos, son los pozos TTT 011 y TAP 09, los que presentaron mejor perfil para la recuperación de la capacidad productora de la arena, además que por las evidencias de actividad microbiana que presentaron en los parámetros físico químico, son los indicados para continuar con los análisis de dosificación y viabilidad económica.

- **POZO TTT A 011**

Arena Ui: [2013-2020]

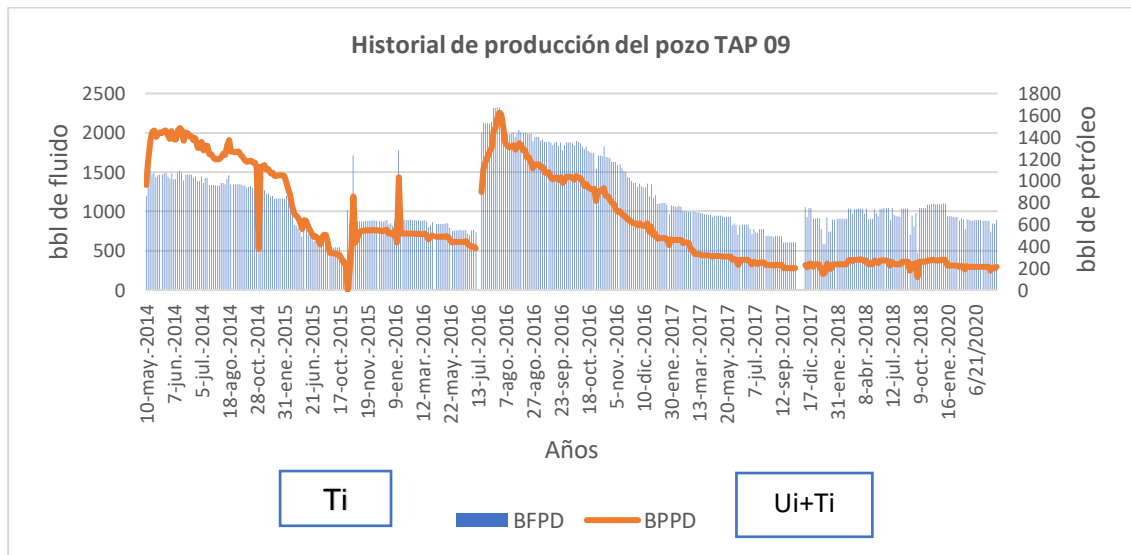


**Gráfica 3-2 Historial de producción desde el 2013 del pozo TTT 011**

**POZO TAP 09**

Arena Ti: 2014-2016

Arena Ui: 2016-2020



**Gráfica 3-3 Historial de producción desde el 2013 del pozo TAP 09**

El pozo TTT 011, empieza a producir desde 1990. La grafica de producción va desde el año 2013 en la arena U inferior, donde se ve un amplio rango de producción de fluidos de más de 4000 BFPD, y ya en junio del 2015 se ve un decremento de producción al rededor del 45% menos.



Lo que al hacer contraste con las gráficas de los parámetros ff-qq del pozo TTT11, se evidenció altos incrementos en las variables de Sulfato y CO<sub>2</sub>, ratificando así los problemas de actividad microbiana.

El pozo TAP 09 inicia su producción en mayo del 2014 de la Arena T inferior. Y desde junio de 2016 se añade a su producción la Arena U inferior. El comportamiento de producción en el primer año se mantuvo en un nivel constante y ya a inicios del 2017 empieza a decrecer la producción en ambas arenas, siendo la arena Ui la de mayor producción actualmente, además que, por los parámetros ff-qq analizados anteriormente, se sostuvo los problemas por acción microbiana.

### 3.5. DISEÑO DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

**Tabla 3-4 Propuesta de receta para la estimulación matricial**

Cantidad	Unidad	Material
<b>SOLVENTE (959 GLS)</b>		
165	GLS	Solvente aromático (Xileno)
140	GLS	Solvente mutual
642	GLS	JP-1
12	GLS	Surfactante no iónico
<b>PREFLUJO (1000 GLS)</b>		
190	GLS	Removedor orgánico
694	GLS	Fluido base (Agua fresca)
100	GLS	Solvente mutual
6	GLS	Estabilizador de arcillas
10	GLS	Surfactante no iónico
<b>TRATAMIENTO PRINCIPAL (1645 GLS)</b>		
646	GLS	Agua fresca filtrada
140	GLS	Solvente mutual
7	GLS	Estabilización de arcillas
10	GLS	Surfactante no iónico
120	LBS	Secuestrador de hierro
337	GLS	Biocida THPS
505	GLS	Biocida GLH
<b>POSTFLUJO (515 GLS)</b>		
380	GLS	Agua filtrada
120	LBS	Removedor orgánico
6	GLS	Surfactante no iónico
4	GLS	Estabilizador de arcillas
110	GLS	Solvente mutual
15	GLS	Inhibidor de corrosión

Se ha diseñado un procedimiento de estimulación matricial no reactiva donde primeramente se desplaza petróleo con un hidrocarburo compatible o un solvente aromático, seguido de un desplazamiento de agua de formación utilizando una salmuera compatible con la formación, y por último se agrega un solvente mutual antes de empezar las tres etapas del tratamiento

En la etapa de preflujo se utiliza un removedor orgánico o ácidos inorgánicos que no interactúen con la arenisca productora y actúe principalmente en la tubería de producción. Para el tratamiento principal se propone la utilización de dos biocidas, GLH y THPS, ya utilizados en el campo Libertador en tratamientos químicos del fondo del pozo como inyección continua e inyección de batch, por lo que fueron analizados por medio de pruebas de compatibilidad o de botella con anticipación. A partir de datos fisicoquímicos e historiales de workover, ecuaciones 2.7 y 2.8, se obtuvieron los siguientes resultados.

**Tabla 3-5 Presión e inyección máxima para el biocida THPS**

POZO	ARENA	Presión de fractura (psi)	Presión de inyección [psi]	Gasto de inyección Max. [BPM]
TTT A011	UI	4000	1417	7
TAP 09	UI	3500	1998	5

**Tabla 3-6 Presión e inyección máxima para el biocida GLH**

POZO	ARENA	Presión de fractura (psi)	Presión de inyección [psi]	Gasto de inyección Max. [BPM]
TTT A011	UI	4000	372	19
TAP 09	UI	3500	938	13

Como se mencionó anteriormente este volumen depende de tamaño o grosor de la formación y de la penetración que se requiera, en este caso la penetración está entre 2-5 ft ya que ambos intervalos de interés no exceden los 50ft.

Cabe mencionar que primero se introduce el Biocida de THPS para tratar la materia orgánica y después el GLH para matar la pared celular de la bacteria. Dicho esto, se obtuvieron los siguientes valores mostrados en la tabla por medio de la ecuación 2.9.

**Tabla 3-7 Volumen de la solución**

<b>POZO</b>	<b>ARENA</b>	<b>Volumen fluido [gal]</b>	<b>Volumen de fluido [BBL]</b>
TTT A011	UI	1644,15	39
TAP 09	UI	1644,15	39

En la etapa de sobre desplazamiento se planteó la utilización de un removedor orgánico, diésel o nitrógeno para desplazar los biocidas gastados al final del tratamiento. Adicional a esto se recomienda hacer un tratamiento de seguimiento de inyección continua o de batch de biocidas y surfactantes, dependiendo la necesidad de la formación, para mantener los beneficios y alargar el tratamiento.

### **3.6. ESTADO MECÁNICO DE POZOS**

En lo referente a las operaciones de workover, el pozo TTT 011 ha tenido cuatro intervenciones para reparar equipo BES y tres por comunicación tubing-casing, recordemos que este tipo de problemas es ocasionado por corrosión en tuberías o condiciones de desgaste de la tubería. El pozo TAP 09, desde su inicio de producción en el 2014 ya ha tenido dos problemas por comunicación tubing-casing. Lo que sugiere aplicar este método o continuar de forma más rigurosa la inyección por batch.

# TETETE - 11

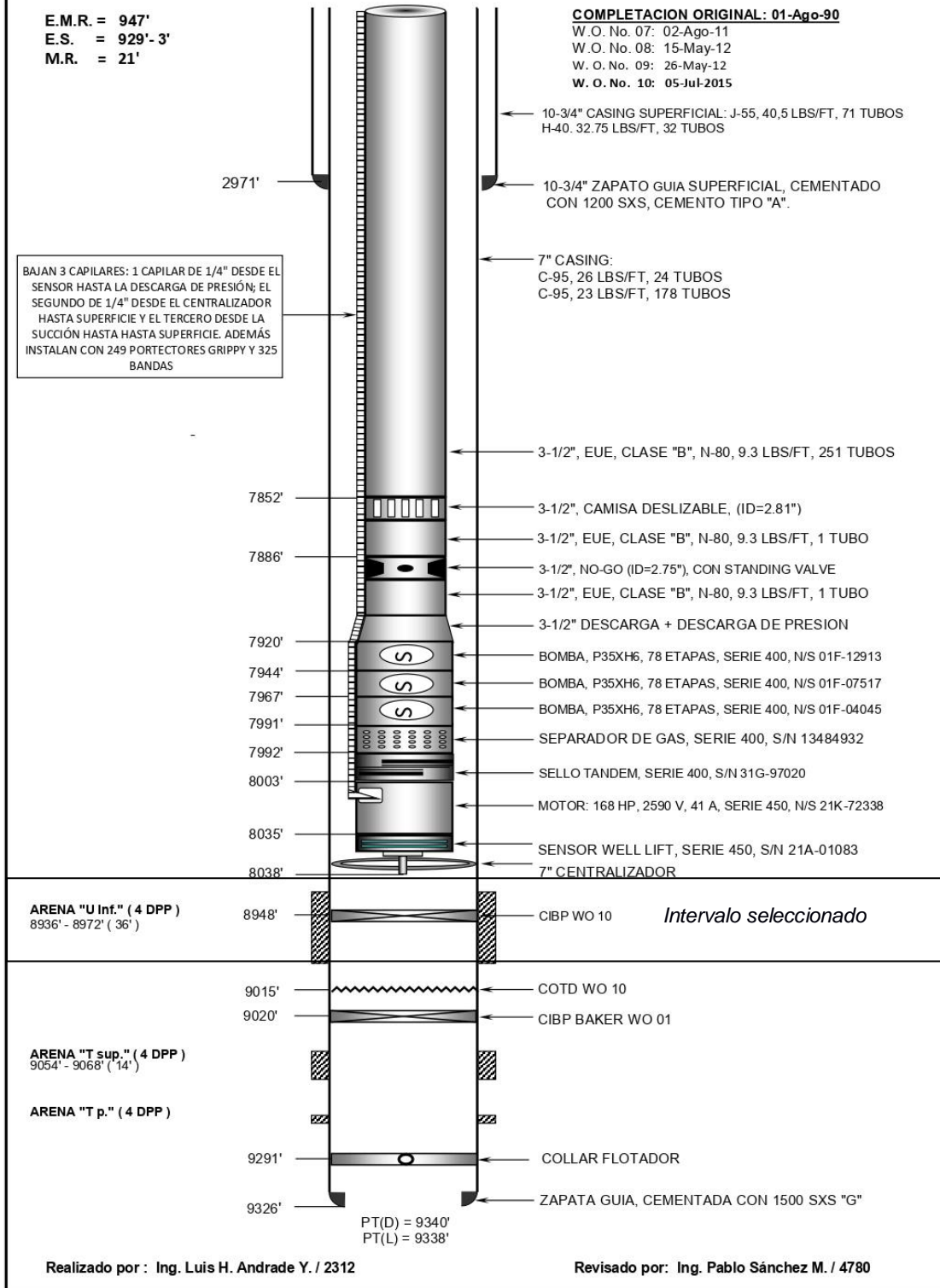
W.O. No. 10

E.M.R. = 947'  
E.S. = 929'-3"  
M.R. = 21'

**COMPLETACION ORIGINAL: 01-Ago-90**

W.O. No. 07: 02-Ago-11  
W.O. No. 08: 15-May-12  
W.O. No. 09: 26-May-12  
W.O. No. 10: 05-Jul-2015

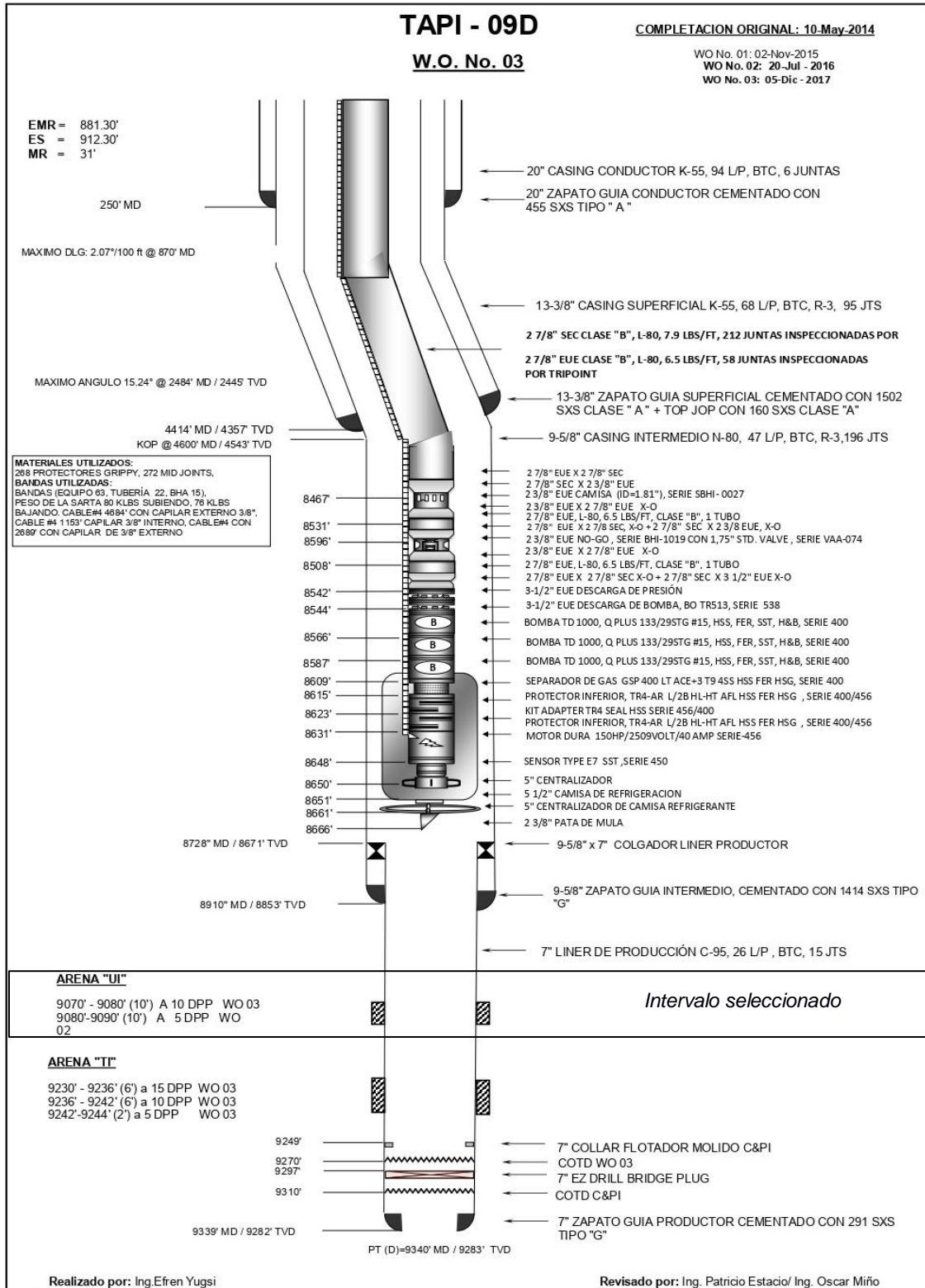
BAJAN 3 CAPILARES: 1 CAPILAR DE 1/4" DESDE EL SENSOR HASTA LA DESCARGA DE PRESIÓN; EL SEGUNDO DE 1/4" DESDE EL CENTRALIZADOR HASTA SUPERFICIE Y EL TERCERO DESDE LA SUCCIÓN HASTA SUPERFICIE. ADEMÁS INSTALAN CON 249 PORTECTORES GRIPPY Y 325 BANDAS



Realizado por : Ing. Luis H. Andrade Y. / 2312

Revisado por : Ing. Pablo Sánchez M. / 4780

Diagrama 3-1 Completación pozo TTT A 011



**Diagrama 3-2 Completación pozo TAP 09**

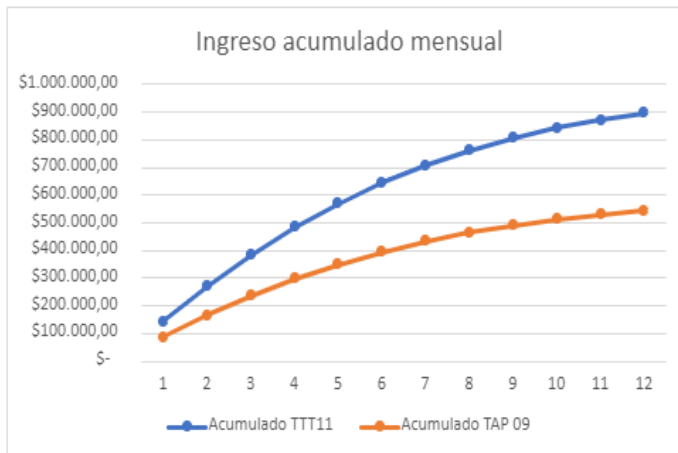
### 3.7. ANÁLISIS ECONÓMICO

Del pozo TTT 011 se obtendrá 315 BPPD y del TAP 156 BPPD, considerando \$15 de ganancia marginal por barril, se determinó un ingreso total entre los dos pozos para la proyección de 12 meses de \$1.440.548,14.

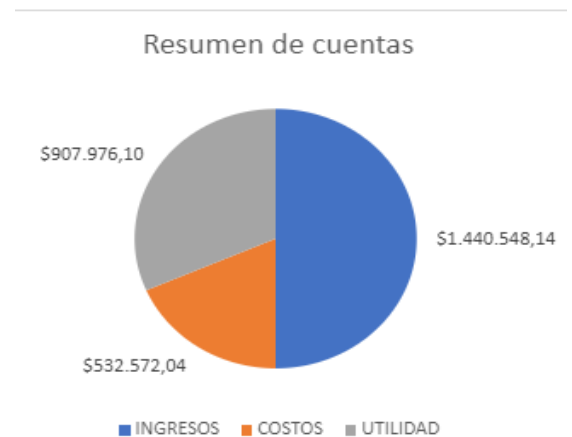
**Tabla 3-8 Valores aproximados de los eventos de operación por pozo**

Costos fijos	
Estimulación matricial no reactiva	<b>\$66.286,02</b>
Costos de operación	<b>\$100.000,00</b>
Costos de mantenimiento anual	<b>\$100.000,00</b>
<b>Total</b>	<b>\$266.286,02</b>

De la gráfica 3-4, recalamos que entre los meses 2 y 3 se recupera la inversión del proyecto, enfatizando que la operación en campo es realizada en un solo día por pozo.



**Gráfica 3-4 Ingreso acumulado por mes para una proyección anual de los pozos TTT 011 y TAP 09**



**Gráfica 3-5 Flujo de caja del proyecto**

# CAPÍTULO 4

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 5.1. Por medio del análisis de parámetros fisicoquímicos como concentración del total de hierro, dióxido de carbono, sulfato, sulfuro en gas y agua se identificó actividad microbiana en diez pozos de los 94 analizados.
- 5.2. El análisis de historiales de workover de los pozos en estudio reflejan los problemas de comunicación tubing-casing y reparación del equipo electro sumergible como los más frecuentes, esto por la presencia de H<sub>2</sub>S que indica evidentemente actividad microbiana en el agua de formación.
- 5.3. Los cultivos discontinuos de bacterias BRS en la estación Tetete reflejaron mayor agresividad, puesto que tiene menor tiempo de duplicación y mayor velocidad proliferando bacterias más rápido en menor tiempo.
- 5.4. Por la acción de degradación del bactericida THPS no tóxica se conserva la vida acuática y sales naturales del agua de formación, reduciendo el impacto ambiental a largo plazo y creando ahorro en el tratamiento de agua en las instalaciones.
- 5.5. El costo de inversión se recupera en aproximadamente tres meses quedando una utilidad neta para la empresa de \$ 907.976,10 y un ahorro futuro en operaciones de reparación y mantenimiento considerable.

## **Recomendaciones**

- Las areniscas son más susceptibles a ser dañadas por lo que, aunque todos los productos sean sometidos a pruebas de compatibilidad y eficiencia con los fluidos de formación se recomienda hacer pruebas con núcleos representativos para asegurar el éxito del tratamiento.
- Realizar un análisis de sólidos, determinar el tipo de daño y caracterizar la mineralogía de la formación para comprobar el estado del pozo productor antes de realizar la estimulación.
- Aunque se priorizó los pozos TTT A 011 y TAP 09 por criterio de proyección económica, no obstante, a los ocho pozos restantes se debe continuar con el control de bacterias por medio de batch a nivel de pozo y de superficie.
- Realizar pruebas con núcleos y con muestras de agua de formación directamente del cabezal del pozo para verificar la eficiencia del biocida sobre las bacterias y caracterizar el comportamiento de las bacterias.
- Después de realizar el tratamiento de estimulación matricial no reactiva se recomienda realizar seguimiento a los pozos por medio de pruebas de producción, cultivos de bacterias con muestras del cabezal de pozo.
- Para una mejor caracterización del daño de formación analizar la última data build up y en lo posible realizar pruebas en núcleos de la formación objetivo.



# BIBLIOGRAFÍA

- Andrade, S. F. (1991). *Corrosión y Protección Metálica*. Madrid: RAYCAR S.A.
- BTS, B. S. (2020). *Norma API RP 38*. Obtenido de <https://biotechnologysolutions.com/es/api-rp38-api/#>
- Company, H. (marzo de 2013). *Manual de Hach*. Obtenido de <https://es.hach.com/prueba-bart-para-bacterias-reductoras-de-sulfato-paq-27/product-similar-products?id=24761071628>
- Bruce Mackay, N. A., Marko Stipanicev, Øystein B., Jackson, E. J., Jenkins, A., Melot, D., Schele, J., & Vittonato, J. (2016). La corrosión: La lucha más extensa. In *Oilfield Review* (Vol. 28, Issue 2). [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish16/may16/03-corrosion.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish16/may16/03-corrosion.pdf)
- Díaz, S. A. E. (2015). *Universidad tecnológica equinoccial* [Universidad Técnica equinoccial]. [http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14705/1/62625\\_1.pdf](http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14705/1/62625_1.pdf)
- León, O. R., Cárdenas, C., Araujo, I., & Carruyo, J. (2003). Evaluación de biocidas usados para control de BSR presentes en plantas de tratamiento de aguas de deshidratación del petróleo. *Revista Técnica de La Facultad de Ingeniería Universidad Del Zulia*, 26(1), 20–26.
- Nacional, E. P. (2012). Corrosión y degradación de los metales [Escuela politécnica Nacional]. In *Bibdigital.epn.edu.ec*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2771/1/CD-0553.pdf>
- Petroamazonas EP. (2015). *Petroamazonas Ep*. 134. <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=134>
- Ramírez S, J. A., Parra V., J. A., & Alvarez Aldana, A. (2017). Análisis de técnicas de recuento de Microorganismos. *Mente Joven*, 6, 01–08. [https://doi.org/10.18041/2323-0312/mente\\_joven.0.2017.3665](https://doi.org/10.18041/2323-0312/mente_joven.0.2017.3665)

- Salazar-Jiménez, J. A. (2015). Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica). *Revista Tecnología En Marcha*, 28(3), 127. <https://doi.org/10.18845/tm.v28i3.2417>
- Urbáez, C. R. (2009). *Trabajo especial de grado estudio integral de corrosión en los pozos petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 estudio integral de corrosión en los pozos petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo uracoa , empresa mixta petrodelta* [Universidad Central de Venezuela]. <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/17080/1/T.E.G. Urbáez R.%2C Carlos Ramón.pdf>
- Wilson Padilla (Petroamazonas EP), F. G. S. A. (2019). *06\_Wilson-P\_Fabian-G-informacion de li.pdf*. [https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/05/06\\_Wilson-P\\_Fabian-G.pdf](https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/05/06_Wilson-P_Fabian-G.pdf)
- Corrosion Inducida Por Bacterias Parte N ° 180-50*. (n.d.).
- Figuroa De Gil, Y., Bruzual, Y., López De Gómez, G., Rodríguez, C., Prin, J. L., & Bravo, N. (2012). Evaluación de la eficiencia de biocida como inhibidor de la corrosión inducida por microorganismos. *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales*, 2012(SUPPL.5), 8–11.
- Freire Rodríguez, P. A., Javier, Á., Pilco, C., & Miranda, B. (n.d.). *Análisis del Factor de Daño de Formación y Evaluación de los Tratamientos de Fracturamiento Realizados en el Campo ANPA del Distrito Amazónico*.
- Guillermo, M., Plata, J., Augusto, M., Hernández, E., Gonzalo, R., Sáez, T., & Ecopetrol, S. A. (2019). *Experimental Design for Evaluation of Formation Damage by Microbial Contamination in Water Flooding Processes . A Colombian Study Case*. 17, 7–17.
- Handbook, P. E., & Fig, I. V. (n.d.). *et al.*, 76. IV, 308–316.
- Jaimes, M. G., Villar, A., Escobar, M. A., & Acevedo, N. P. (2014). Conceptual study and experimental protocol for the selection and evaluation of matrix stimulation treatments with biocides, focused on H<sub>2</sub>S and corrosion control in producer wells of fields undergoing secondary recovery. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 3, 2134–2154.
- Larsen, J. (2016). *Microbes-oilfield enemies or allies ? Microbes — Oilfield Enemies or Allies ? December*.

Lliguizaca, J. R., & li, E. (2019). *Acidificación de la matriz*.

Monroy Cruz, Y. Y. (2014). Bacterias sulfato reductoras. *Universidad Militar de Nueva Grana, Bogotá*, 28. [http://unimilitar-dspace.metabiblioteca.org/bitstream/10654/12039/1/BSR - SEMINARIO DE INVESTIGACION.pdf](http://unimilitar-dspace.metabiblioteca.org/bitstream/10654/12039/1/BSR_SEMINARIO_DE_INVESTIGACION.pdf)

Veana, F., González-Purata, P. Y., Wong-Paz, J. E., Aguilar-Zárate, P., & Muñiz-Márquez, D. B. (2019). Tendencias de la bioenergía: del metagenoma de hábitats ricos en azufre a la purificación del biogás. *TIP Revista Especializada En Ciencias Químico-Biológicas*, 22(October), 0–11. <https://doi.org/10.22201/fesz.23958723e.2019.0.190>

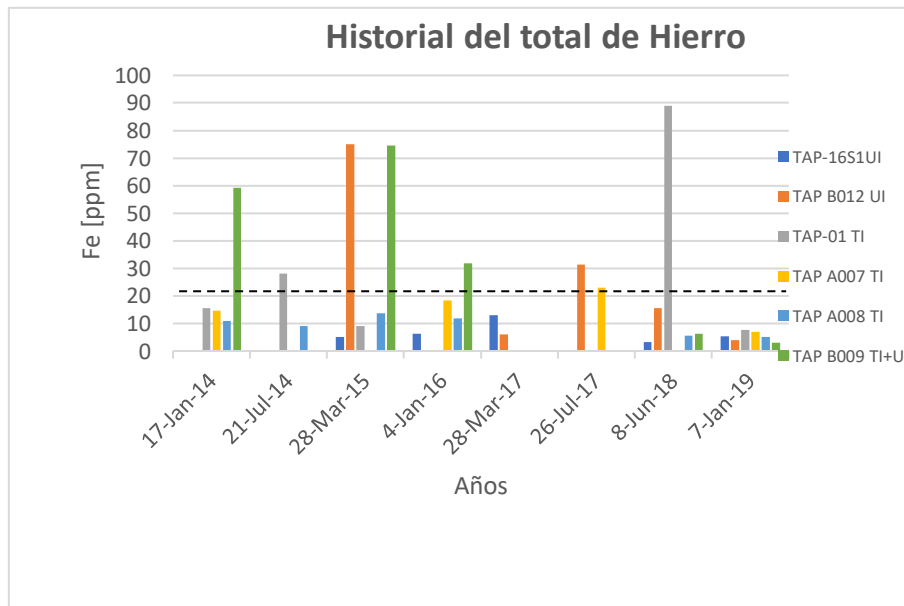
# ANEXOS

Análisis físico químico de las estaciones Tapi, Frontera, Atacapi, Pichincha, Shushuqui y Shuara.

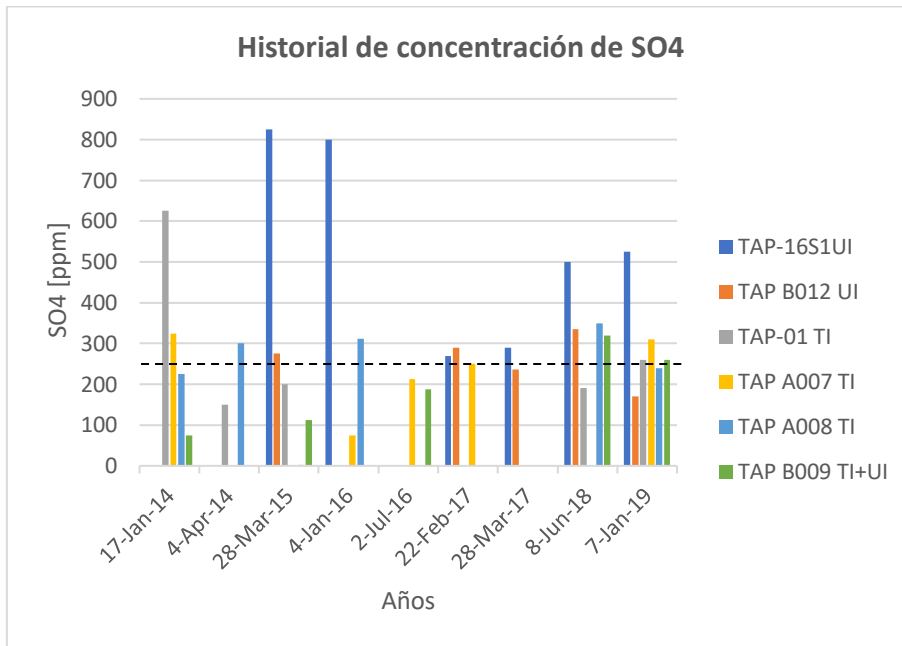
## ESTACION TAPI

- Análisis del total de hierro, SO<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S en gas y agua en los pozos de la estación TAPI

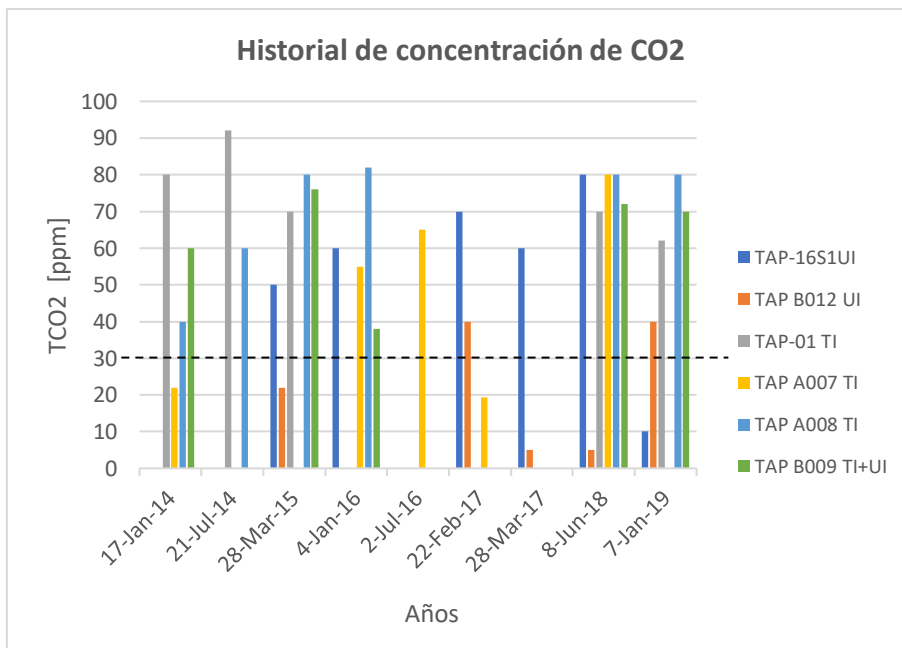
Est.TAPI	Unidades	Eje Central
Total de Fe	Ppm	20
SO <sub>4</sub> (2-)	Ppm	250
CO <sub>2</sub> gas	Ppm	30
H <sub>2</sub> S gas	Ppm	15
H <sub>2</sub> S agua	Ppm	0.2



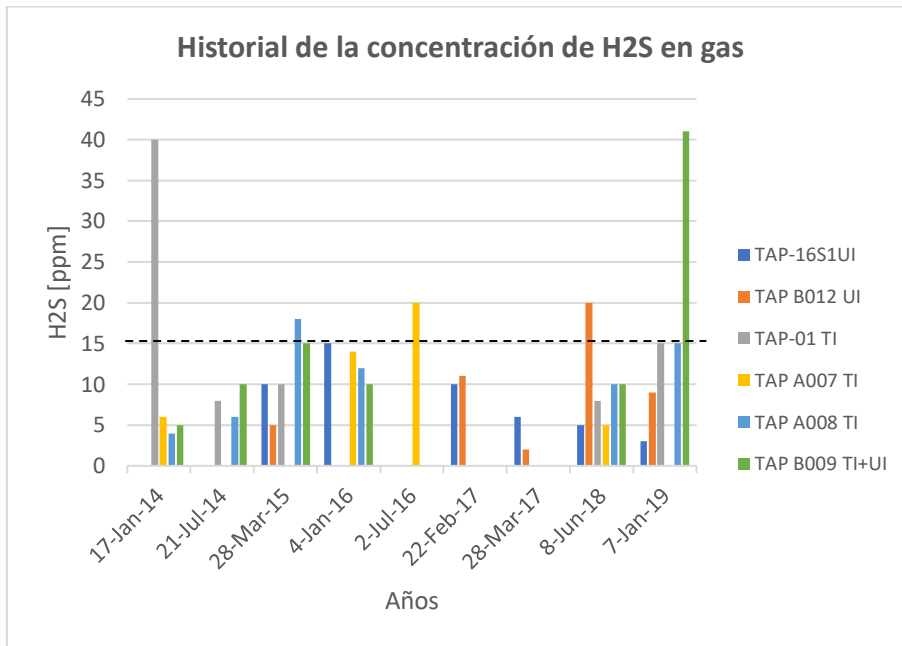
**Histograma 0-1 concentración de hierro, en los pozos de la estación de TAPI**



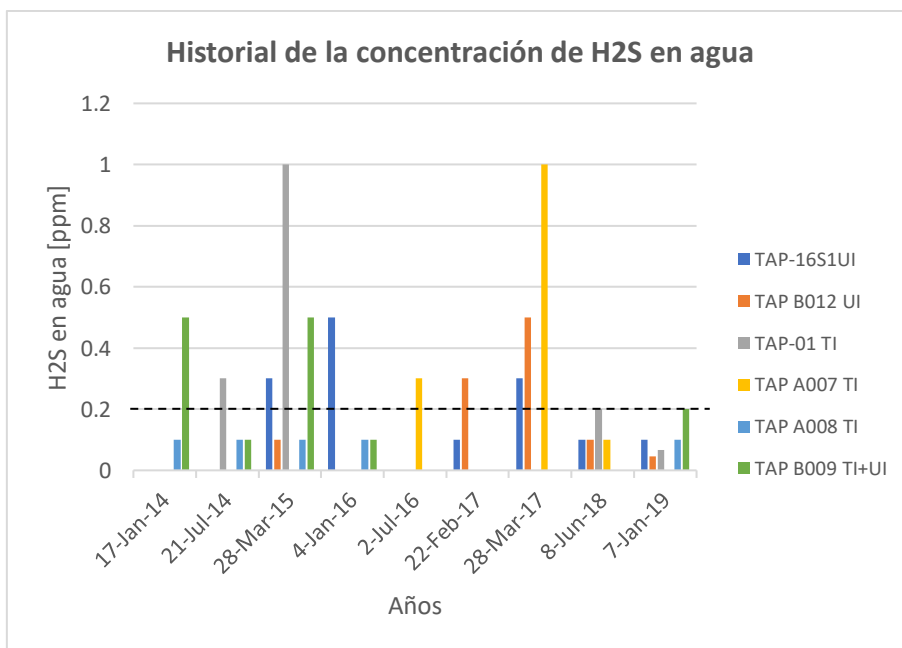
**Histograma 0-2 concentración de SO4, en los pozos de la estación TAPI**



**Histograma 0-3 concentración de CO2, en los pozos de la estación TAPI**



**Histograma 0-4 concentración de H2S en gas, en los pozos de la estación TAPI**



**Histograma 0-5 concentración de H2S en agua, en los pozos de la estación TAPI**

Por tener altos valores de concentración de las variables de Sulfato, dióxido de carbono y sulfuro medido en gas, de la estación TAPI se seleccionan los pozos TAP 01 TI, TAP A 008 TI y TAP B 009 Ti+ Ui.

## ESTACIÓN FRONTERA

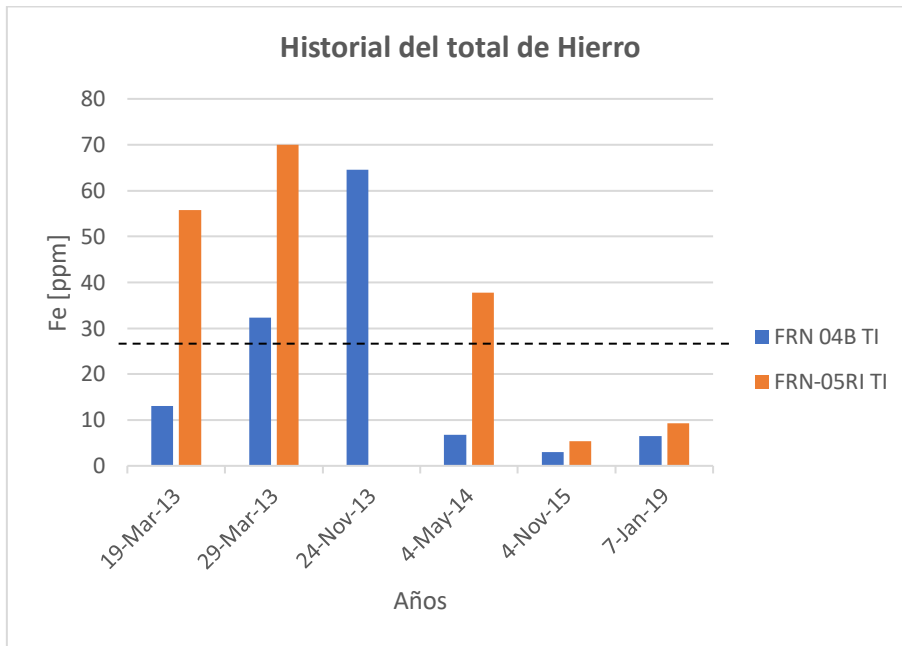
**Tabla 3-1**

FRONTERA	Yacimiento	PARAMETROS PETROFISICO				PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS				
		Por	Sw	ho	k	Pi	Tr	Bo	Gor	API
	U Inferior	17.6	24.6	25	644	3762	220	1.12	225	27
T	15.8	27.1	20	223	3777	221	1.111	179	23.2	

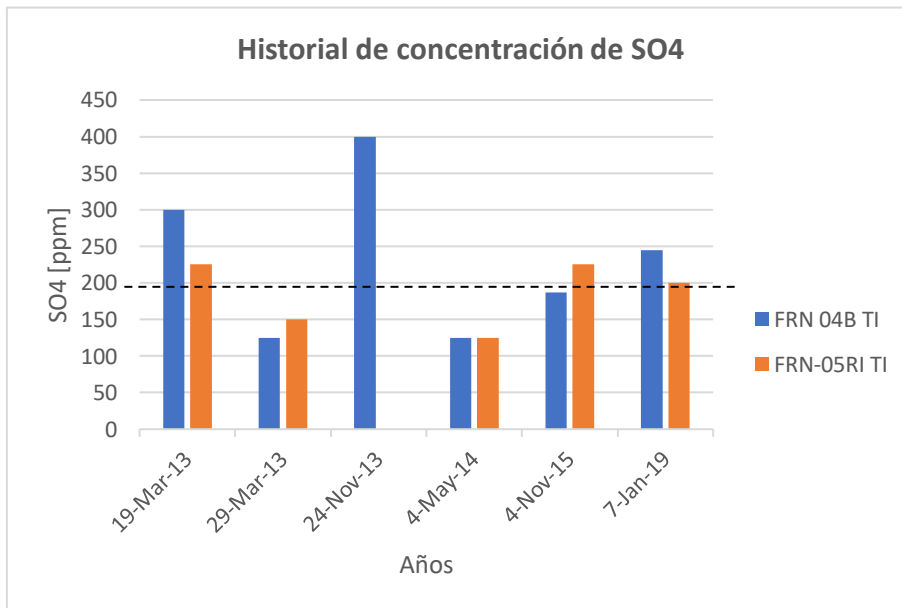
**Análisis del total de hierro, SO<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S en gas y agua de los pozos FRT 04 B TI Y FTR 05 R1 TI:**

**Tabla 3-2**

EST.FRONTERA	Unidades	Eje Central
Total de Fe	Ppm	27
SO <sub>4</sub> (2-)	Pmm	200
CO <sub>2</sub> gas	Ppm	30
H <sub>2</sub> S gas	Ppm	5
H <sub>2</sub> S agua	Ppm	0.4

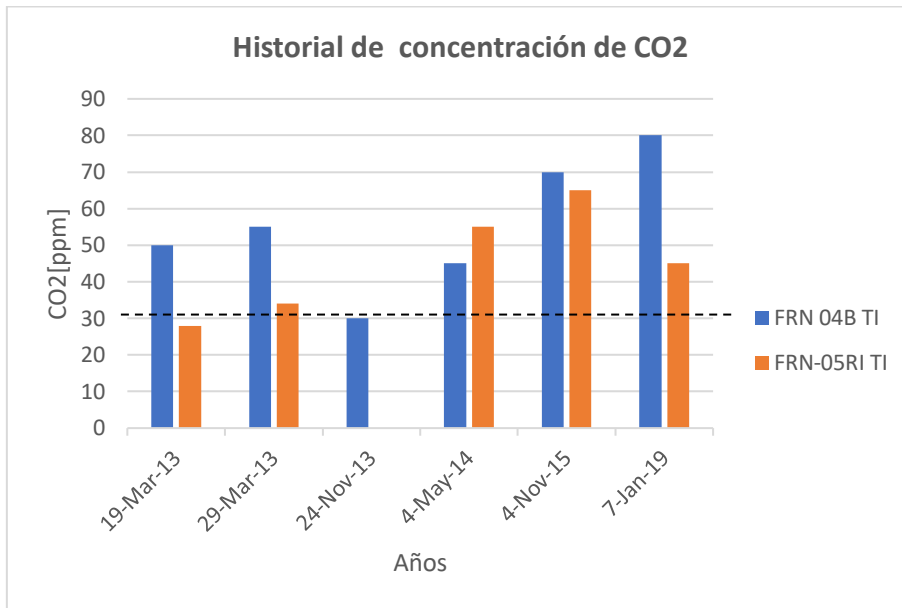


**Histograma 0-6 historial del total de hierro en los pozos FRT 04 B TI Y FTR 05 R1 TI**

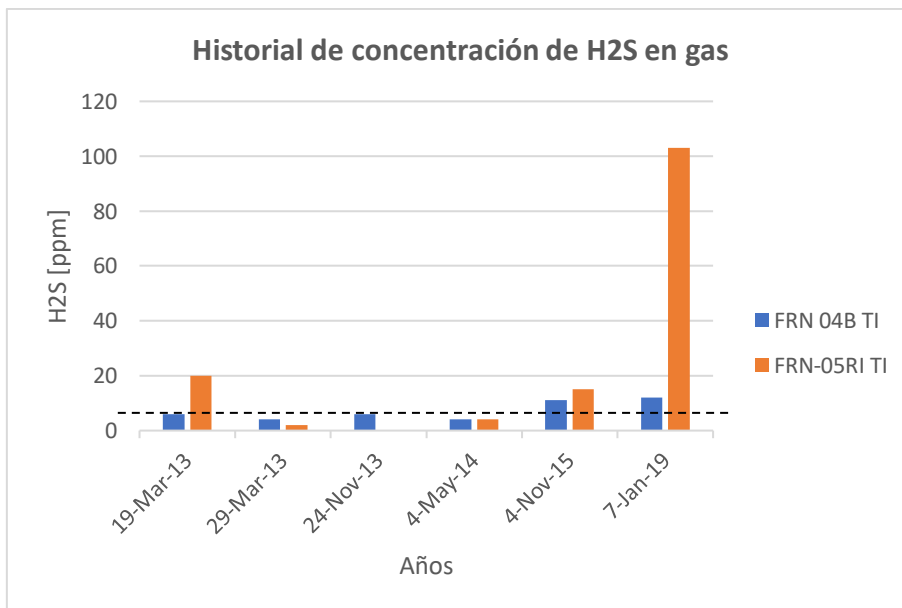


**Histograma 0-7 historial de la concentración de SO4 en los pozos FRN 04 B TI y FRN 05 R1 TI**

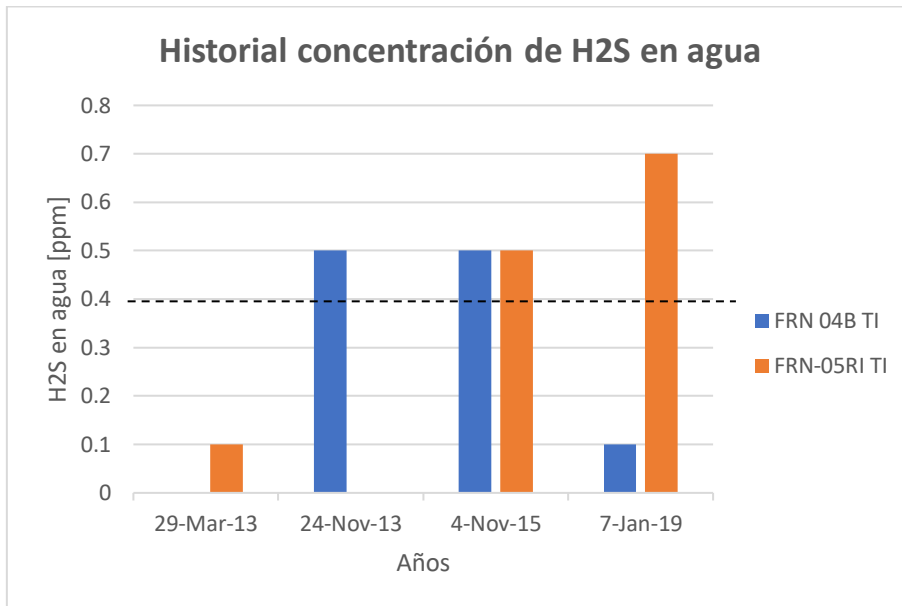




**Histograma 0-8 Historial de concentración de CO2 en los pozos FRN 04B TI y FRN 05 RI**



**Histograma 0-9 Historial DE concentración de sulfuro en gas para los pozos FRN 04B TI y FRN 05 RI**



**Histograma 0-10 concentración de H2S en agua para los pozos FRN 04B TI y FRN 05 RI**

En los pozos FRN 04 y FRN 05, no presentó problemas en cuanto a la concentración del total de Hierro, sin embargo el FRN 05, está justo en el límite de 200ppm de sulfato y el pozo FRN 04B TI, sobrepasa con 45 ppm del eje central. Los niveles de concentración de CO2 han sido elevados en ambos pozos además que el pozo FRN 05 el nivel de H2S en gas es realmente alarmante con un valor de 103 ppm, entonces por tener tres de las cinco variables elevadas se elige a los dos pozos de la estación.

**ESTACION ATACAPI**

**Tabla 3-3**

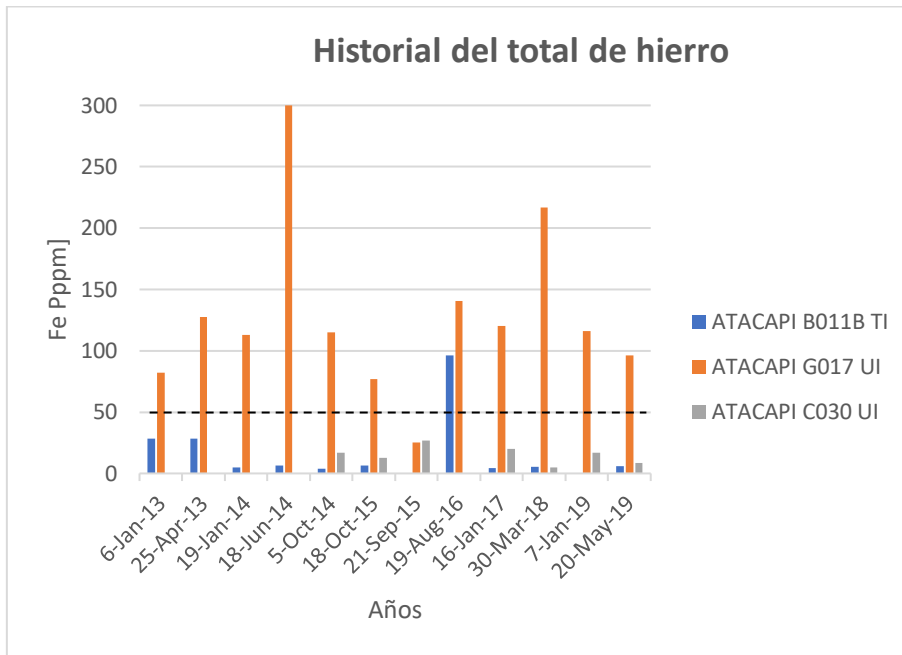
	Yacimiento	PARÁMETROS PETROFISICO				PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS				
		Por(%)	Sw(%)	Ho(ft)	K(md)	Pi(psi)	Tr(°F)	Bo(by/bf)	Gor (scf/nnl)	API°
ATACAPI	U Superior	15	30	15	250	3942	205	1.338	442	31
	U Inferior	17	35	35	500	4012	208	1.231	326	29
	T superior	13	42	65	500	3970	209	1.25	355	31.4
	T inferior	14	32	65	800	3970	210	1.214	404	34

**Análisis del total de hierro,SO4, CO2, H2S en gas de los pozos ATC B011 TI, ATC G017 UI y ATC C030 UI**

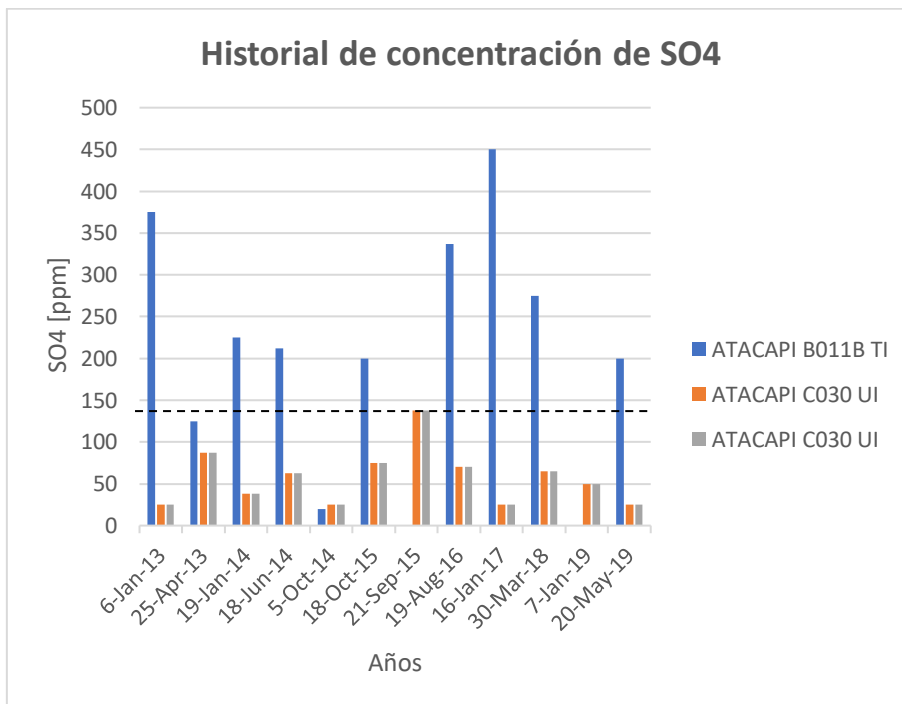
Parámetros del eje central del análisis físico químico de la estación Atacapi:

**Tabla 3-4**

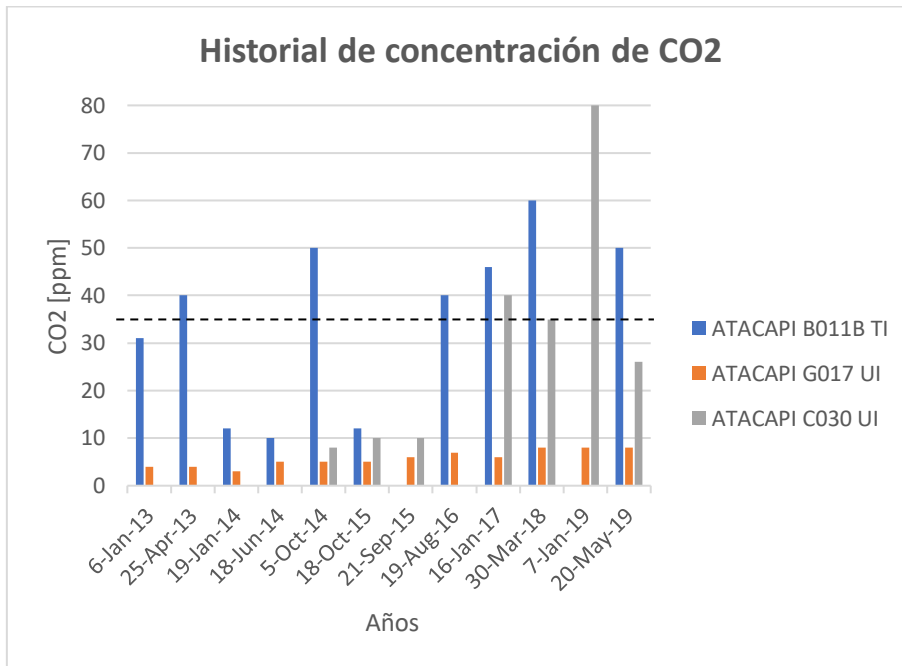
<b>EST. ATACAPI</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>EJE CENTRAL</b>
Total de Fe	Ppm	50
SO <sub>4</sub> (2-)	Ppm	140
CO <sub>2</sub> gas	Ppm	35
H <sub>2</sub> S gas	Ppm	12
H <sub>2</sub> S en agua	PPm	0.1



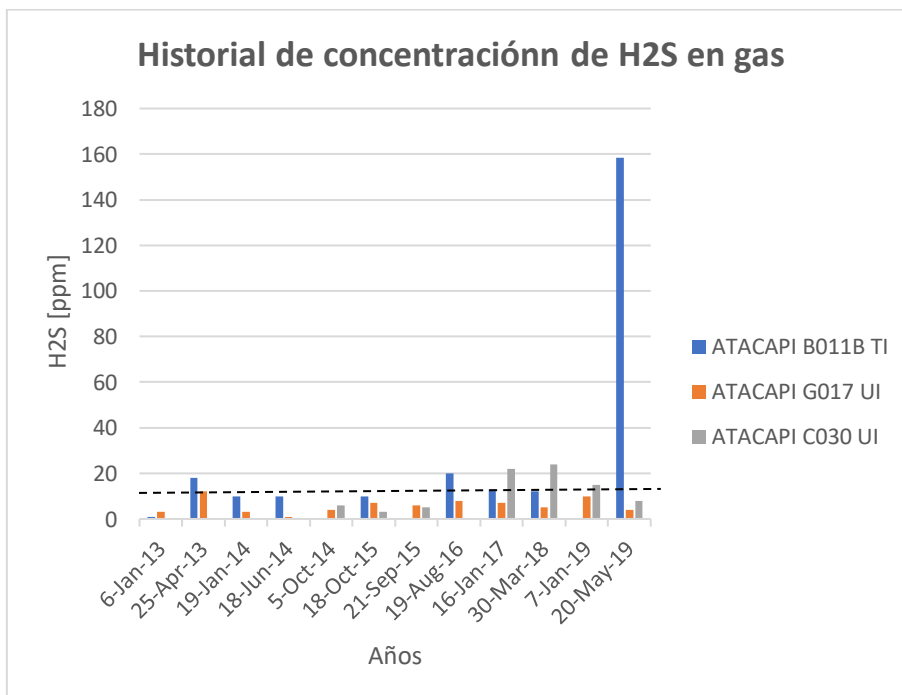
**Histograma 0-11 Total de hierro en los pozos ATC B011 TI, ATC G017 UI y ATC C030 UI**



**Histograma 0-12 concentración de SO4 en los pozos ATC B011 TI, ATC G017 UI y ATC C030 UI**



**Histograma 0-13 concentración de CO2 en los pozos ATC B011 TI, ATC G017 UI y ATC C030 UI**



**Ilustración 5-1**

La concentración de hierro desde el 2013 en el pozo ATC G017 UI ha sido sobre el nivel de 50 ppm del eje central, los otros dos pozos se han mantenido aproximadamente un

90% bajo control. Los pozos ATC B 011 TI y ATC C030 UI, han presentado mayor concentración de sulfato en todo su historial. Los niveles de CO2 del pozo ATC B 011 TI, se han mantenido elevados tal que en el último corte de mayo de 2019 data de 50 ppm. El pozo ATC B 011 TI, sigue presentando altos valores en la a concentración de sulfuro medido en gas, en el último corte de mayo de 2019 está en 158 ppm, todas las variables indicaron problemas por brs, por lo que este pozo es seleccionado en la estación Atacapi.

### **ESTACION PICHINCHA**

**Tabla 3-5**

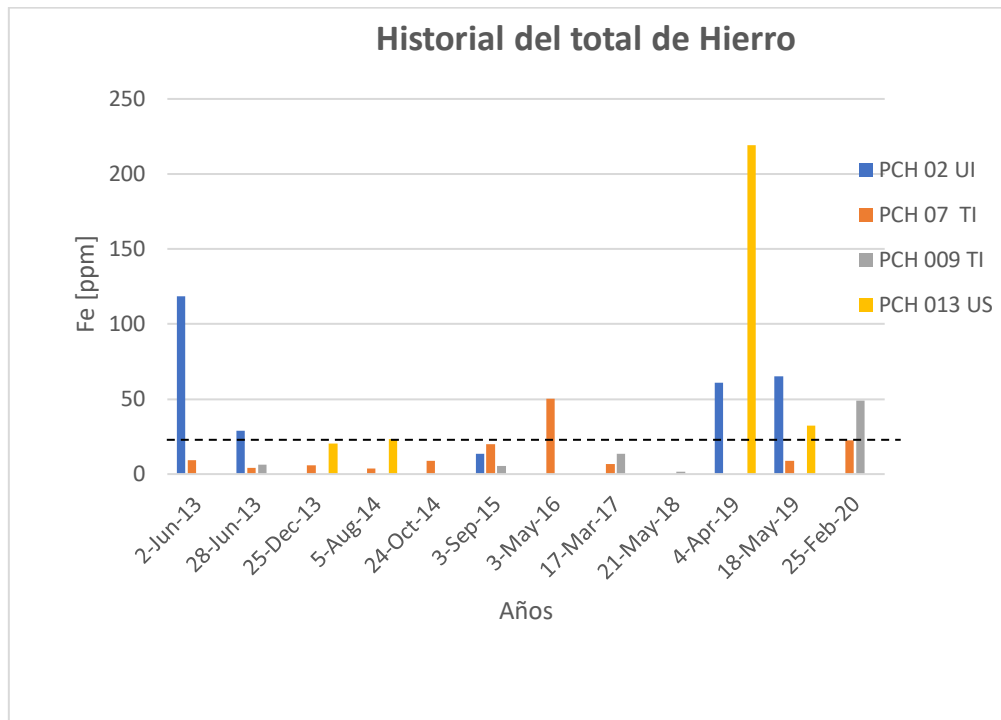
PICHINCHA	Yacimiento	PARAMETROS PETROFISICO				PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS				
		Por	Sw	Ho	k	Pi	Tr	Bo	Gor	API
	U Inferior	17	27	39	1924	3171	235	1.2362	431	28
	T	12	27.1	20	223	3777	221	1.111	360	31

### **Análisis del historial del total de hierro, SO4, CO2, H2S en gas y agua de los pozos PCH 02 UI, PCH 07 TI, PCH 09 TI y PCH 013 US**

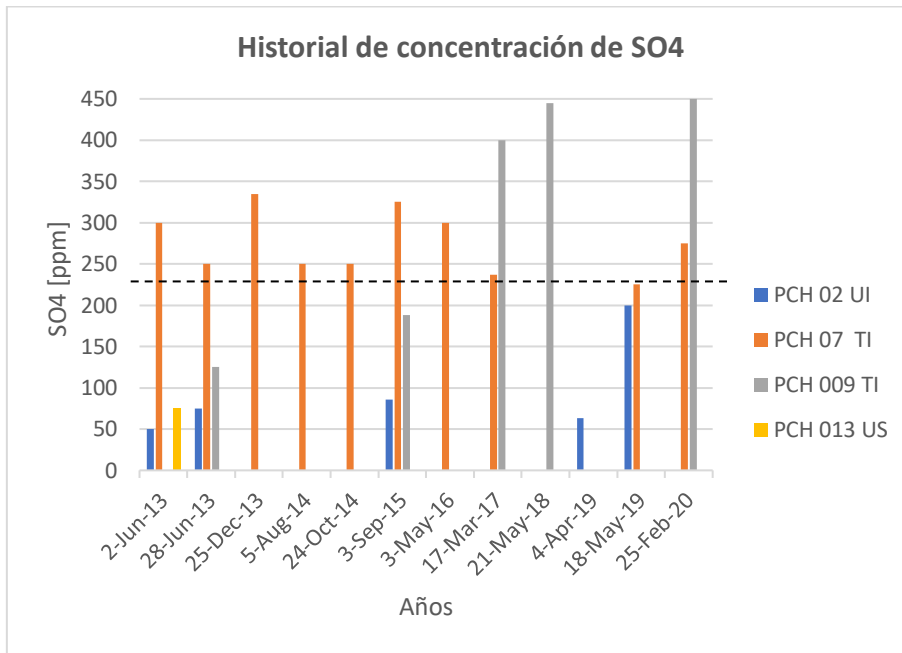
Parámetros físicos-químicos de la estación PICHINCHA

**Tabla 3-6**

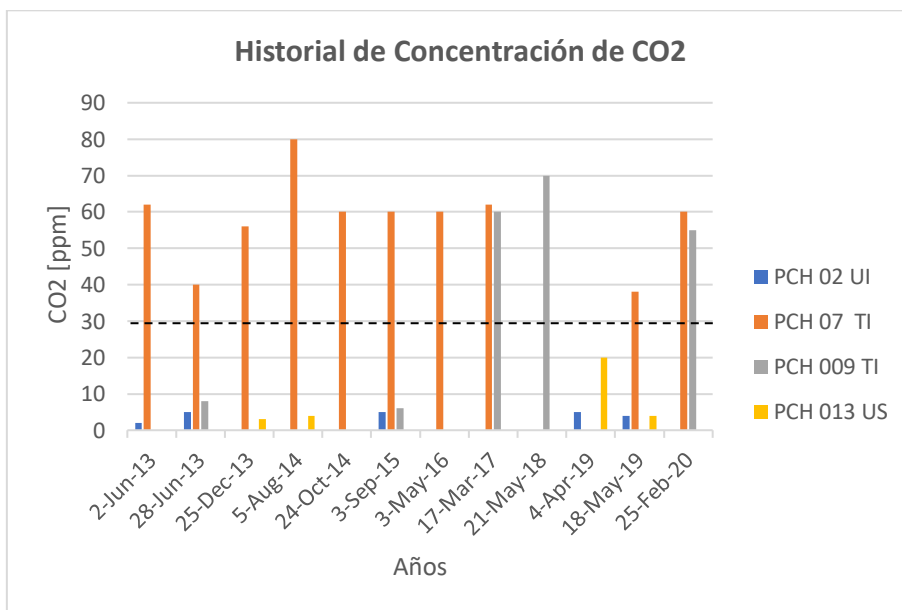
<b>EST. PICHINCHA</b>	<b>Unidades</b>	<b>Eje Central</b>
Total de Fe	ppm	20
SO4(2-)	ppm	230
CO2 gas	ppm	30
H2S gas	ppm	15
H2S agua	ppm	0.2



**Histograma 0-14 total de hierro en los pozos PCH 02 UI, PCH 07 TI, PCH 09 TI y PCH 013 US**

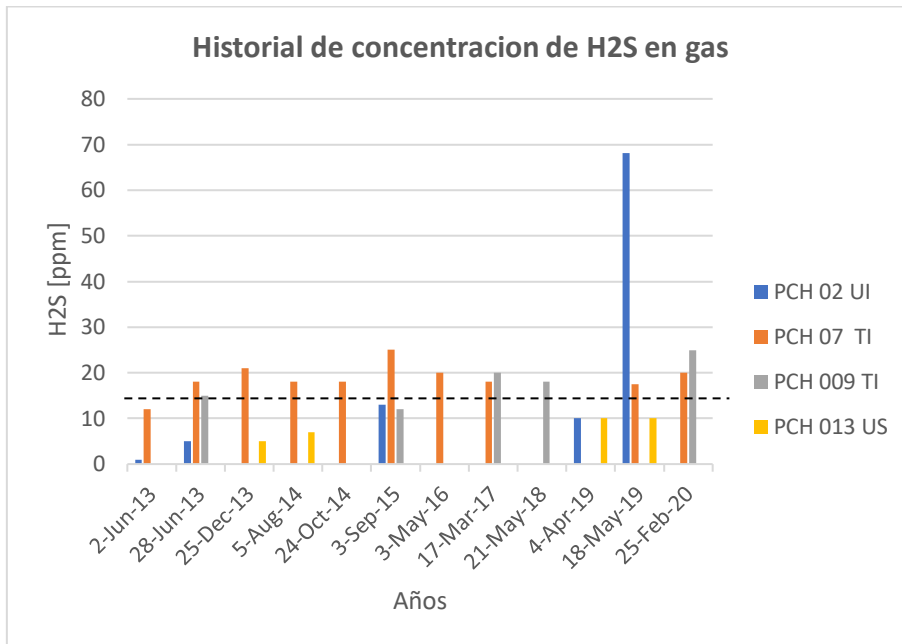


**Histograma 0-15 concentración de SO4 en los pozos PCH 02 UI, PCH 07 TI, PCH 09 TI y PCH 013 US**

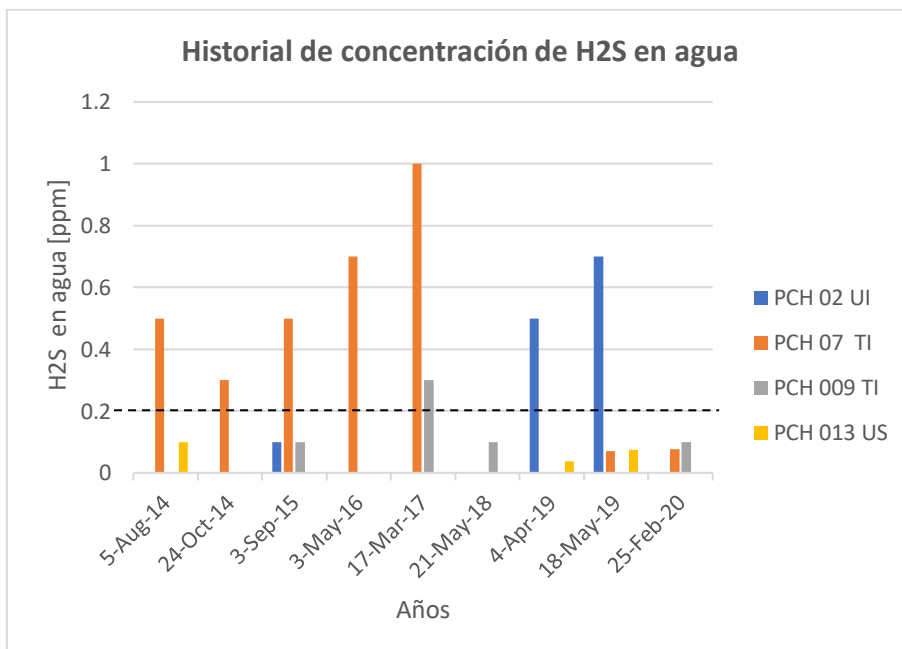


**Histograma 0-16 concentración de CO2 en los pozos PCH 02 UI, PCH 07 TI, PCH 09 TI y PCH 013 US**





**Histograma 0-17 concentración de H2S en gas para los pozos PCH 02 UI, PCH 07 TI, PCH 09 TI y PCH 013 US**



**Histograma 0-18 concentración de H2S en agua para los pozos PCH 02 UI, PCH 07 TI, PCH 09 TI y PCH 013 US**

Los niveles del total de hierro en general están controlados hasta el año 2018, para febrero de 2020 el pozo PCH 009 TI tuvo una concentración de 48 ppm total de hierro. Los pozos PCH 07 TI y PCH 009 TI son los que mayor concentración de sulfato han

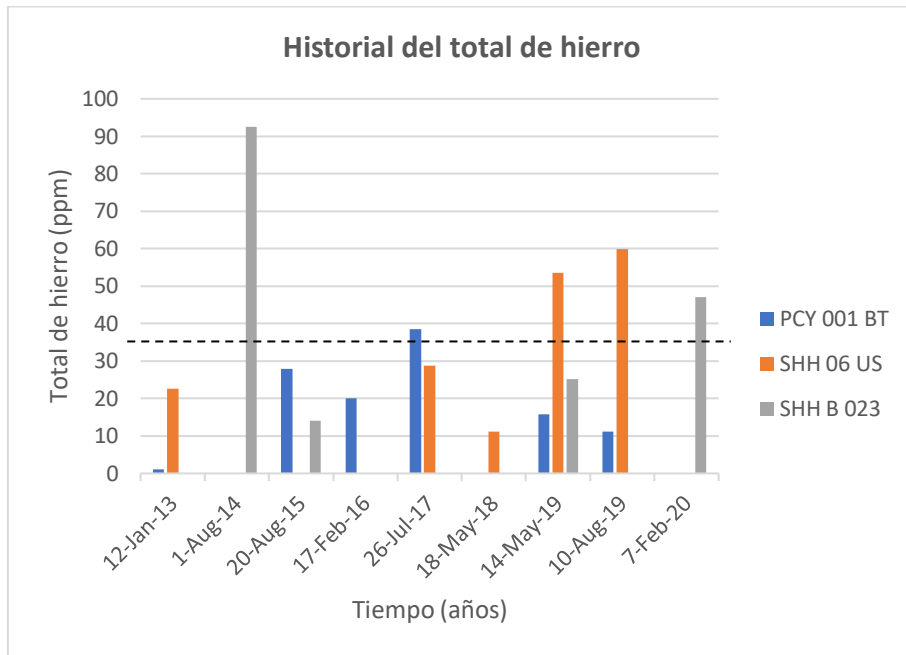
presentado. Claramente los niveles de CO2 en el pozo PCH 07 son altos en todas las muestras desde el 2013, se suma a este el pozo PCH 009 TI que en febrero del 2020 cuantifica 55 ppm de CO2, es por ello que los pozos PCH 009 Y PCH A 07 se muestran como los mejores candidatos de la estación PICHINCHA.

### ESTACIÓN SHUSHUQUI Y SHUARA

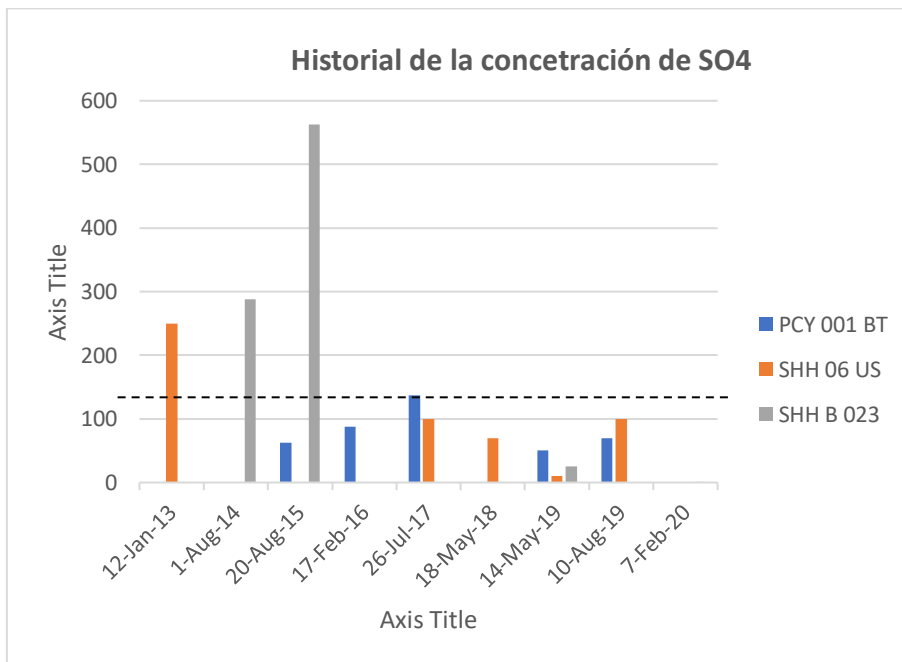
	Yacimiento	PARÁMETROS PETROFISICO				PARÁMETROS PVT DE LOS FLUIDOS				
		Por	Sw	Ho	k	Pi	Tr	Bo	Gor	API
<b>SHUSHUQUI Y SHUARA</b>	U Superior	15	38	14	115	3800	212	1.263	333	27
	U inferior	17	21	33	310	3800	217	1.264	231	27.8
	T superior	12	42	40	100	3900	220	1.265	402	29.9
	T inferior	17	30	40	800	3900	222	1.265	402	31.1

**Análisis del total de hierro, SO4, CO2, H2S en gas y agua de los pozos PCY 001 BT, SHH 06 US Y SHH B 023.**

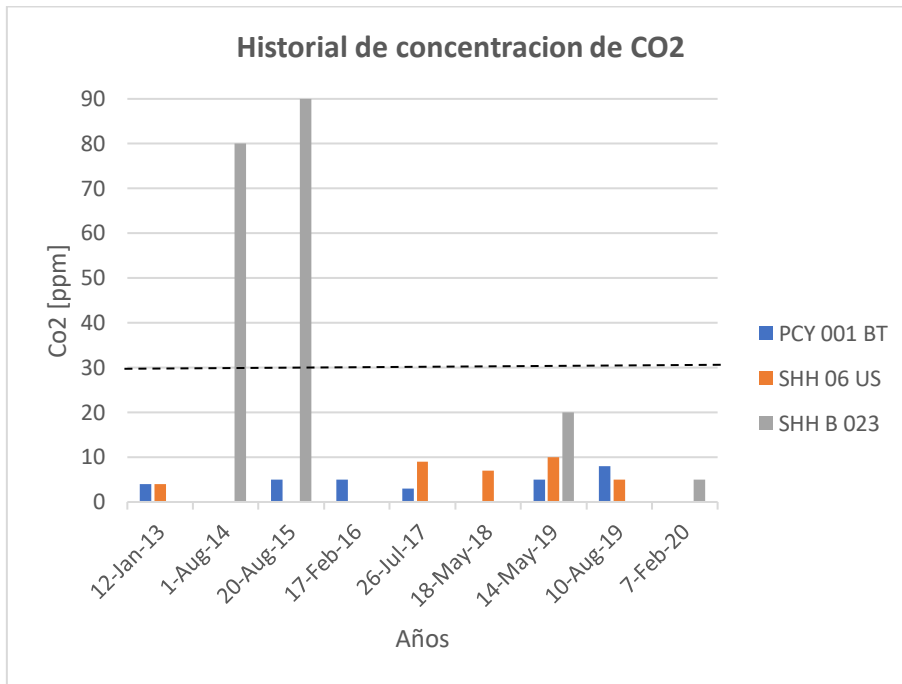
EST. SHUSHUQUI	UNIDADES	EJE CENTRAL
Total de Fe	ppm	35
SO4(2-)	Ppm	130
CO2 gas	Ppm	30
H2S gas	Ppm	35
H2S agua	Ppm	0.2



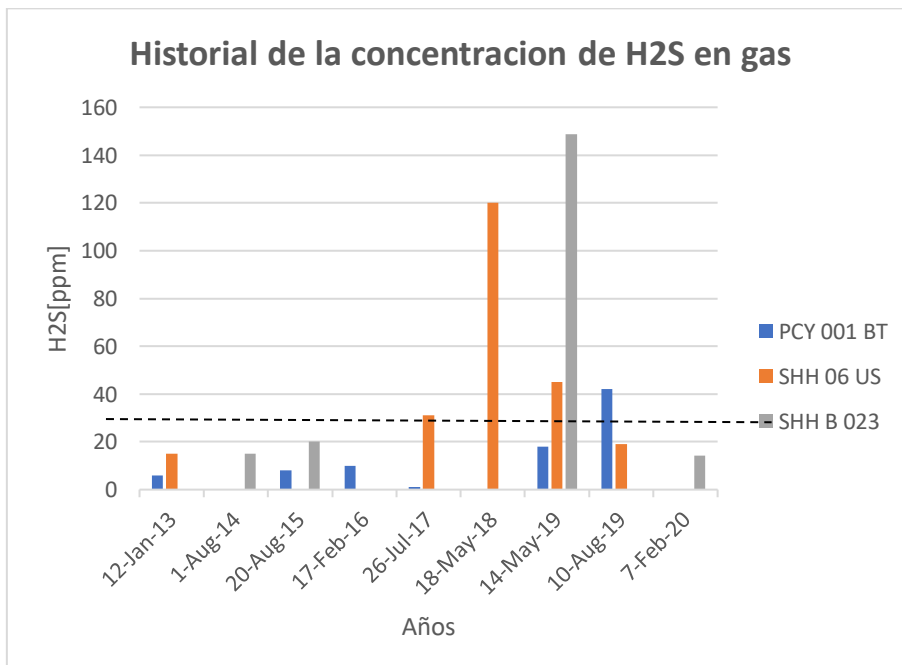
**Histograma 0-19 total de hierro en los pozos PCY 001 BT, SHH 06 US Y SHH B 023.**



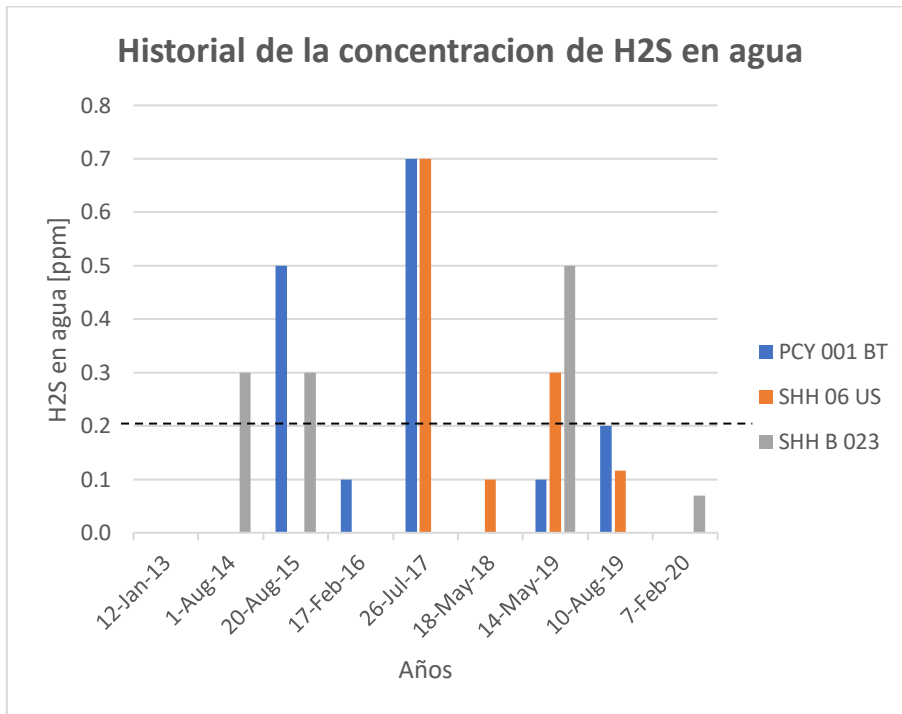
**Histograma 0-20 concentración de SO4 en los pozos PC 001 BT, SHH 06 y SHH B023 de la estación Shushuqui**



**Histograma 0-21 concentración de CO2 en los pozos PCY 001 BT, SHH 06 US y SHH B023 de la estación Shushuqui**



**Histograma 0-22 concentración de H2S en gas en los pozos PCY 001 BT, SHH 06 US y SHH B023 de la estación Shushuqui**



**Histograma 0-23 concentración de H2S en agua en los pozos PCY 001 BT, SHH 06 US y SHH B023 de la estación Shushuqui**

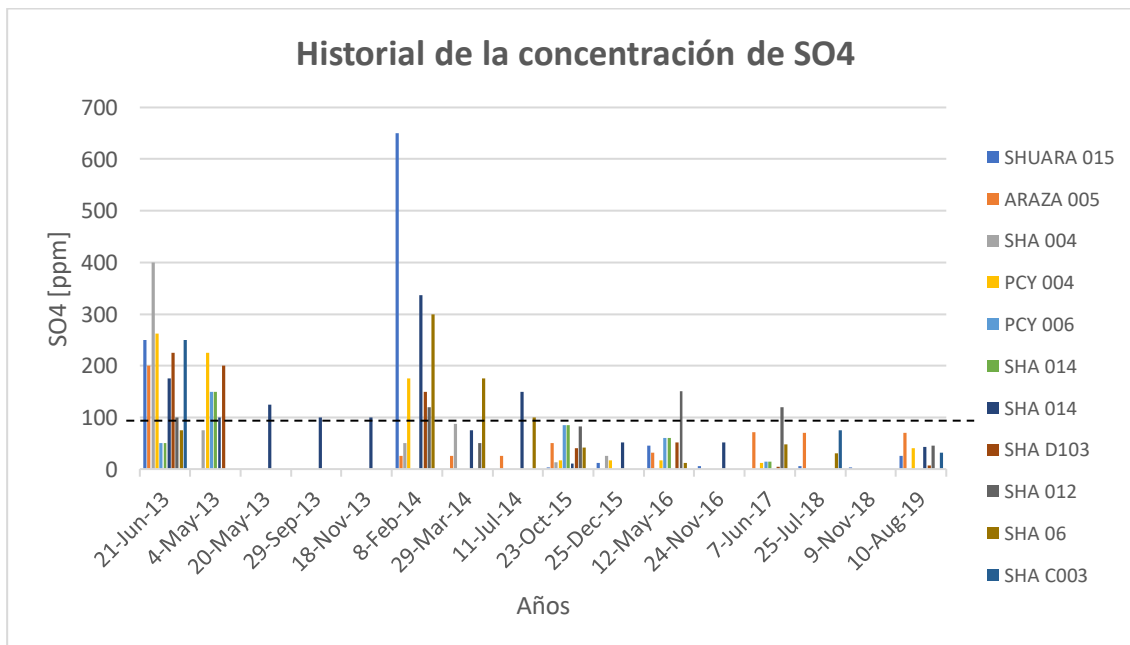
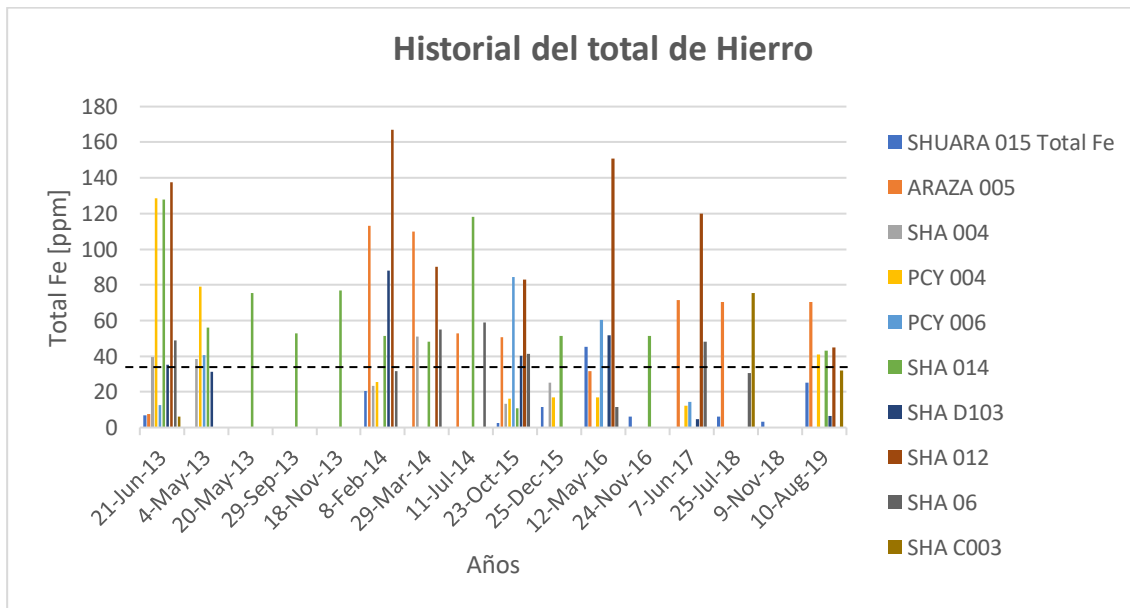
El total de hierro de los pozos SHH 06 US y SHH B 023, incrementó paulatinamente, tal que en el último dato registrado de febrero del 2020 el SHH B023 tiene una concentración de 47 ppm de Fe. Los niveles de sulfato en los pozos de estudio se han mantenido bajo el nivel del eje central por lo que se percibe un buen control con químicos en la estación. La concentración de CO2 muestras niveles bajo en los 3 pozos. Para el 2020 no se percibe ningún incremento de concentración de H2S en gas al igual que los valores de H2S medido en agua. Por el análisis realizado en ninguno de los pozos en cuestión se ha presentado alarmas en los cuatros variables físicas-químicas del agua de formación, por lo que dichos pozos no entran en la problemática.

### SHUARA

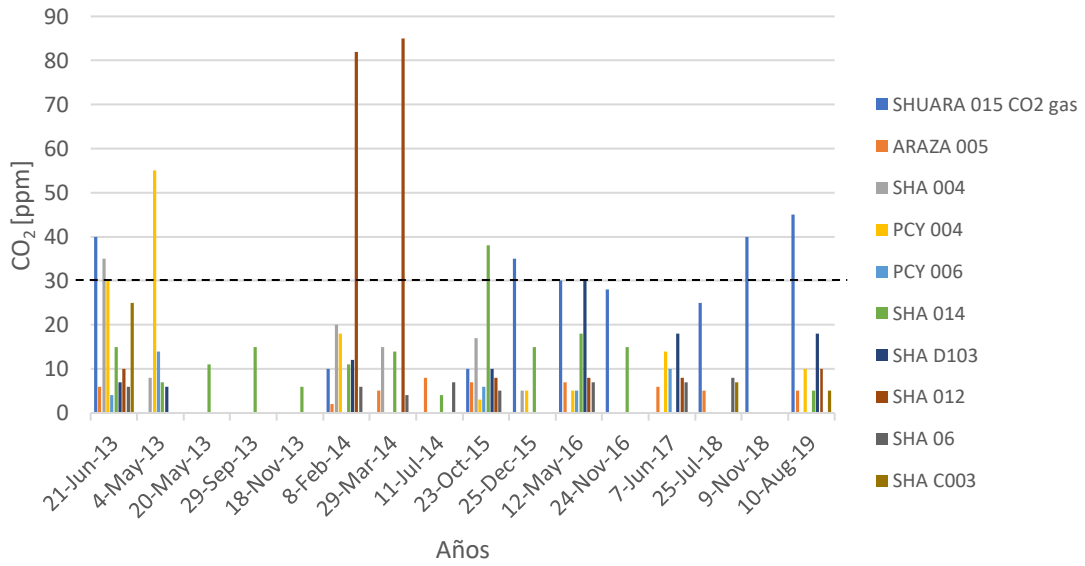
**Análisis del total de hierro, SO4, CO2, H2S en gas y agua de los pozos de la estación Shuara**

EST. SHUARA	UNIDADES	EJE CENTRAL
Total de Fe	ppm	35
SO4(2-)	Ppm	100

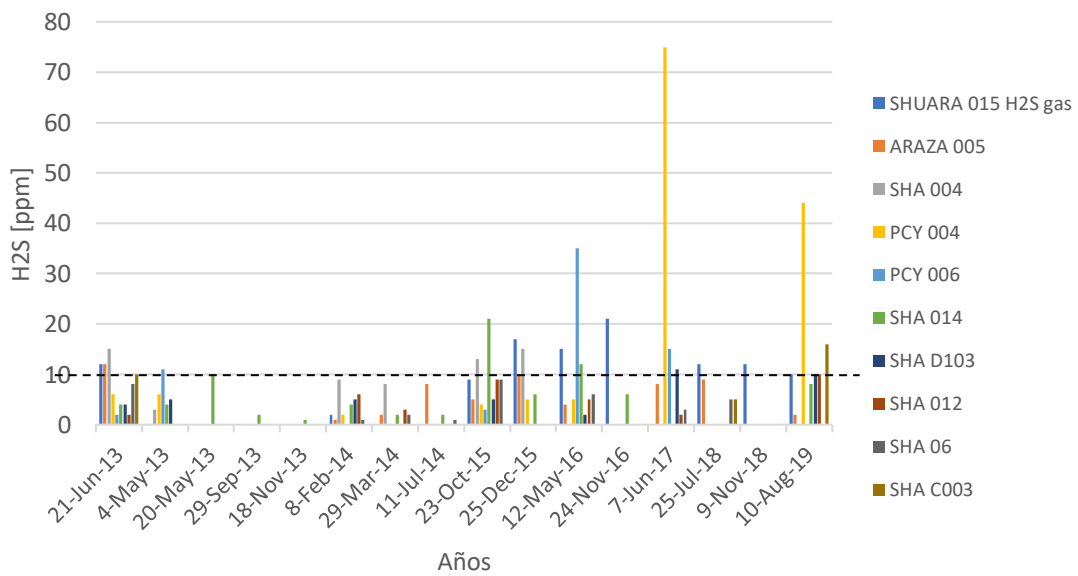
CO2 gas	Ppm	30
H2S gas	Ppm	10
H2S agua	Ppm	0.2

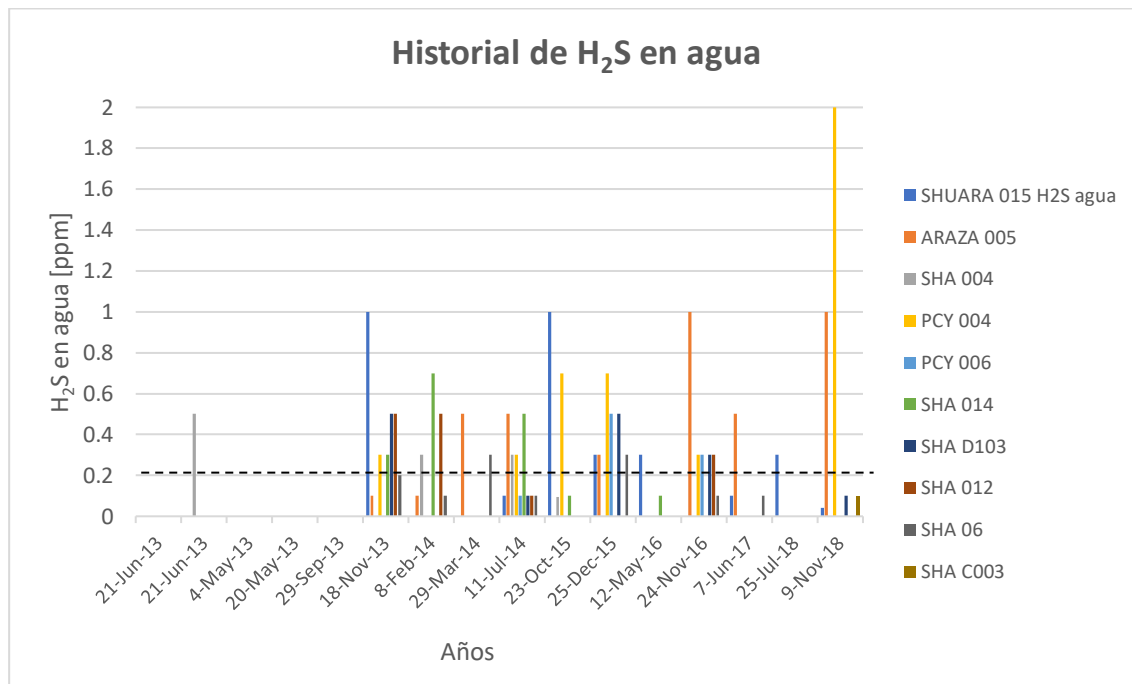


### Historial de la concentración CO<sub>2</sub>



### Historial H<sub>2</sub>S en gas





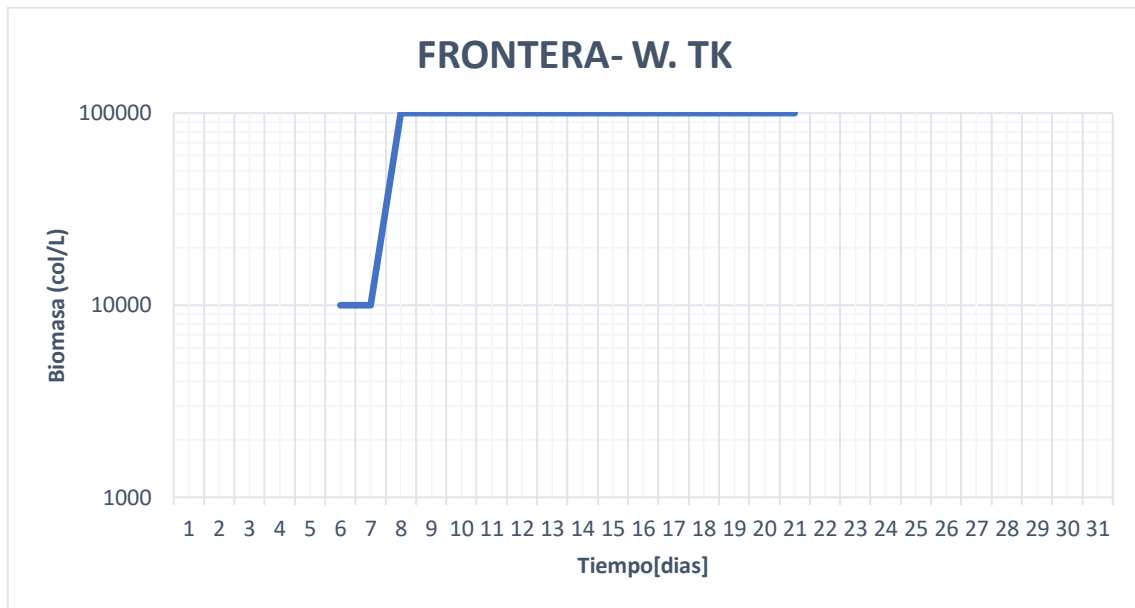
Los niveles del pozo SHA 012 se mantuvieron altos en todo su historial, en el ultimo registro, y en el último registro del 2019, es el pozo ARZ 05 el que presenta un nivel alto sobre el eje central. Con respecto a la concentración de SO<sub>4</sub>, no presenta alarmas en ninguno de los pozos, Los niveles de CO<sub>2</sub> se presentaron altos en el pozo SHA 015, no obstante las concentraciones de H<sub>2</sub>S en gas y agua, fueron elevados en el pozo PCY 004. Al no presentar congruencias en los mismos pozos, no es posible seleccionar pozos de esta estación.

### CULTIVOS DE BACTERIAS POR ESTACIONES

Por medio de la pendiente de la gráfica biomasa vs tiempo de incubación del cultivo se conoce la velocidad de crecimiento de las células, identificando así la estación con menor tiempo de duplicación de nuevas células.



## ESTACIÓN FRONTERA



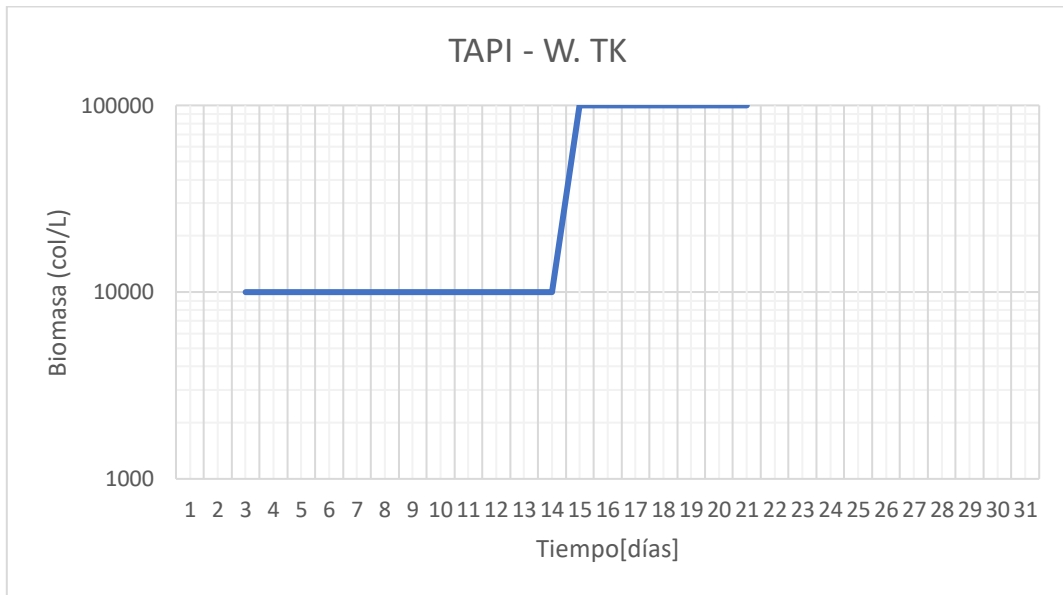
**Ilustración 5-2**

m	u	td	K
2,30	2,30	0,30	3,32

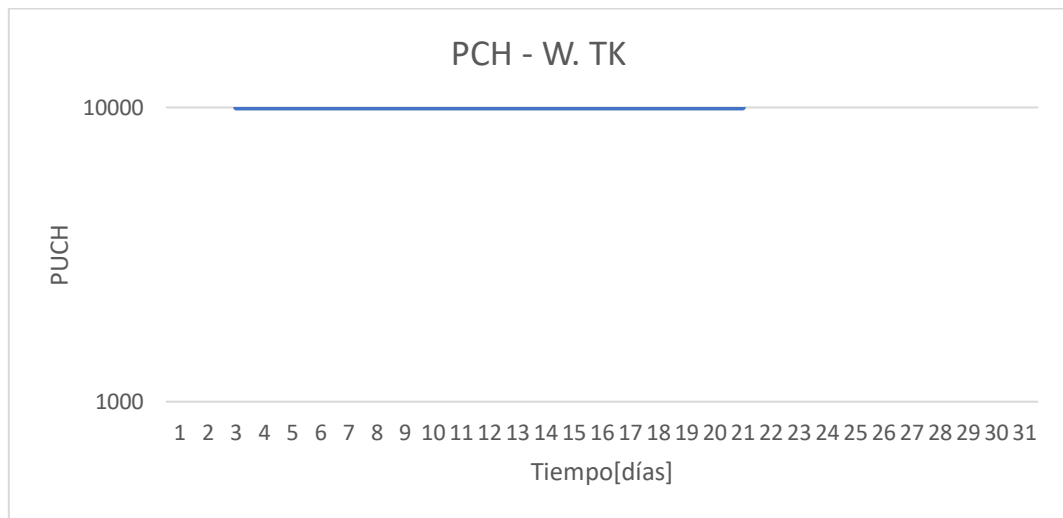
**Ilustración 5-3**

En el tanque de la estación de FRONTERA las células crecen a 2,30 col/L días por lo que tendríamos aproximadamente en 7 horas, el doble de bacterias que, en un inicio, con una velocidad de crecimiento de nuevas células de 3,32 col/L días. El mismo análisis para las demás estaciones.

## ESTACIÓN TAPI



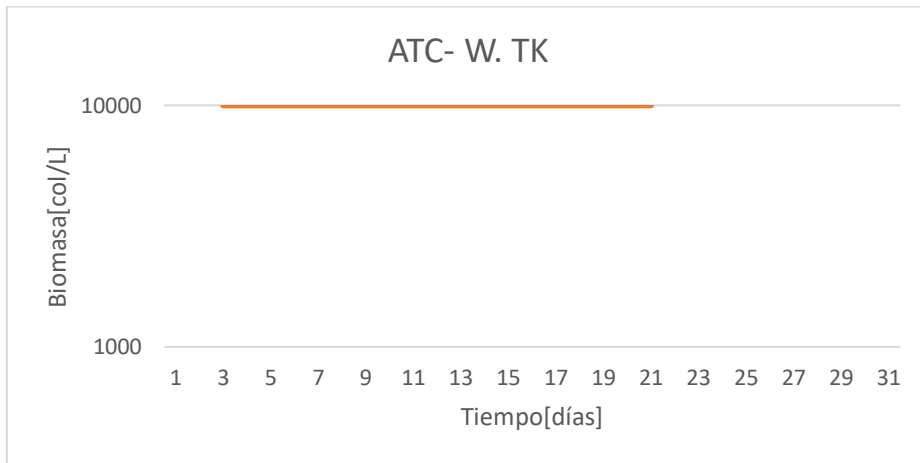
### ESTACIÓN PICHINCHA



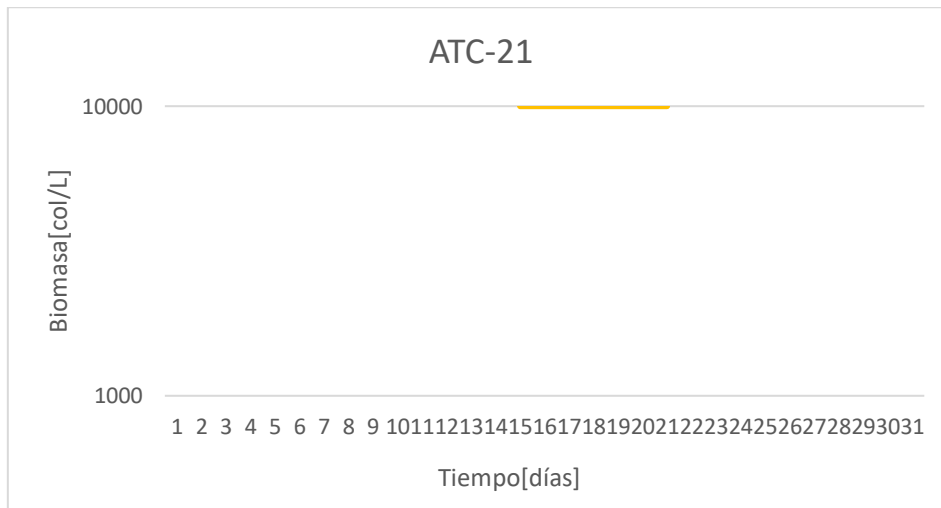
### Ilustración 5-4

Los datos de la recta indican que la proliferación bacteriana se encuentra controlada.

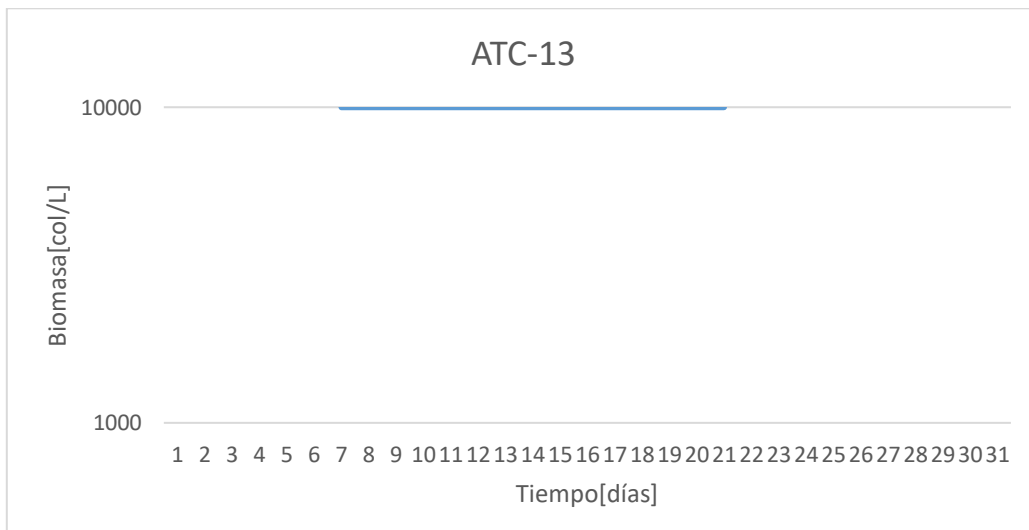
### ESTACIÓN ATACAPI



**Ilustración 5-5**



**Ilustración 5-6**



### Ilustración 5-7

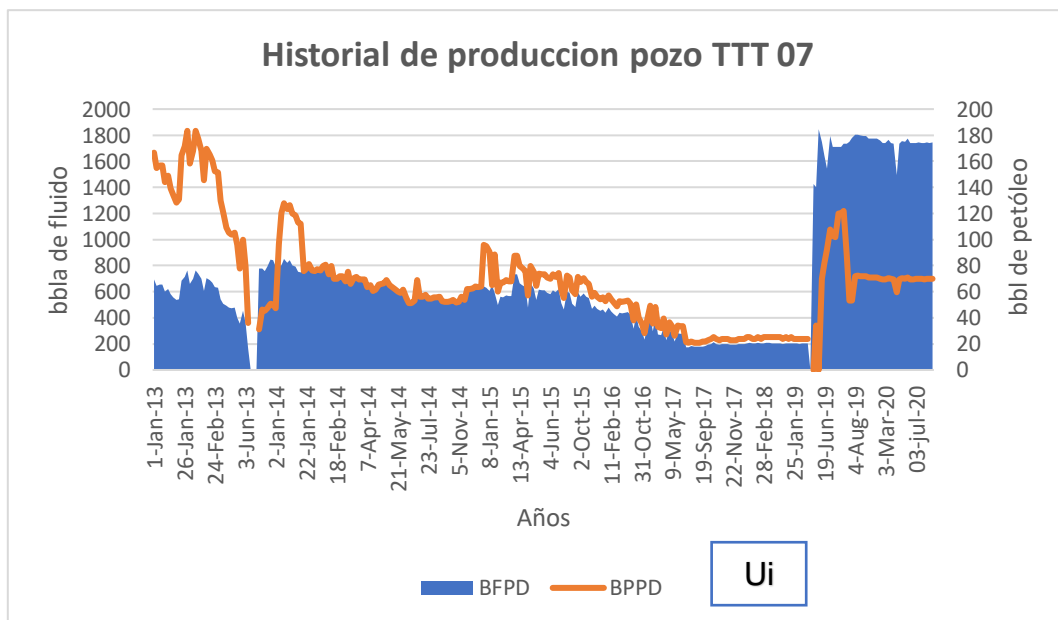
Como se puede observar en las gráficas del tanque de la estación Atacapi, y los pozos ATC 21 y ATC 13, la proliferación bacteriana se encuentra controlada.

ESTACIÓN	Tiempo de duplicación td [días]	Tiempo de duplicación td[horas]	Velocidad de crecimiento K [1/días]
FRONTERA	0,30	7,20	3,32
TAPI	0,30	7,20	3,32
PICHINCHA	cte	cte	Cte
ATACAPI	cte	cte	Cte

### ANEXO 3

### HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

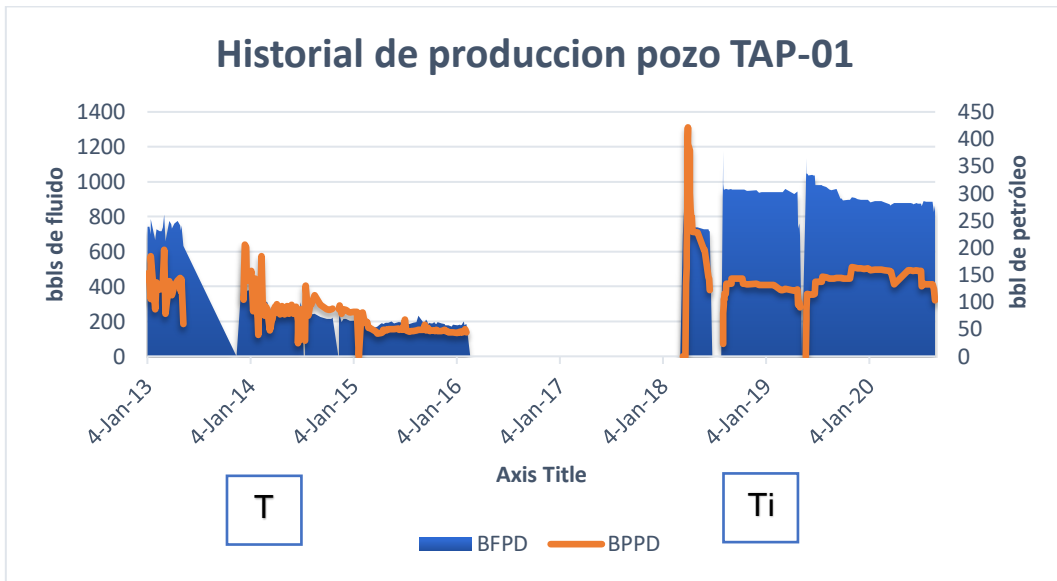
### POZO TTT 07



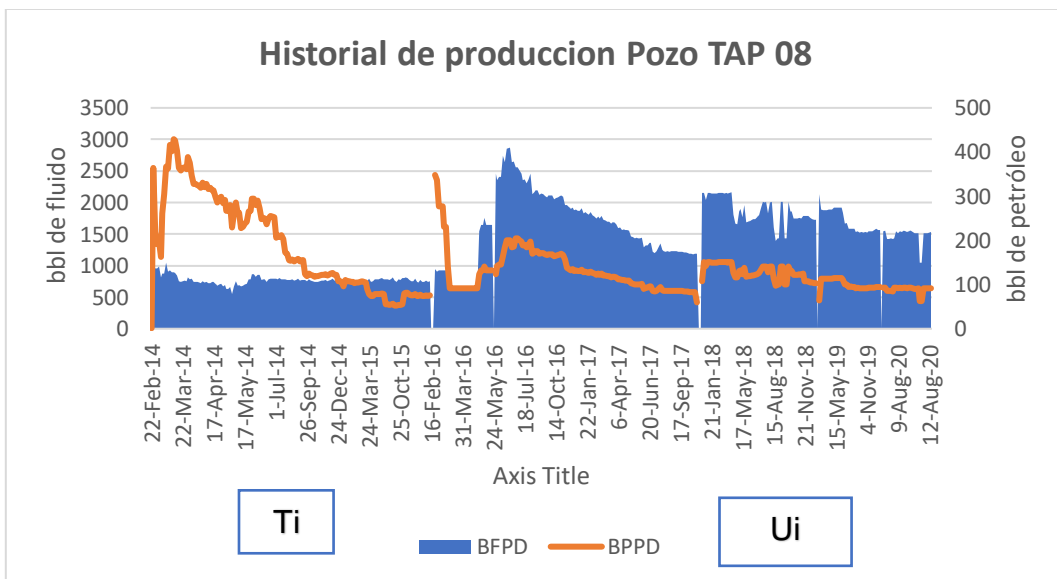
### POZO TAP 01

Ts: [2013-2016]

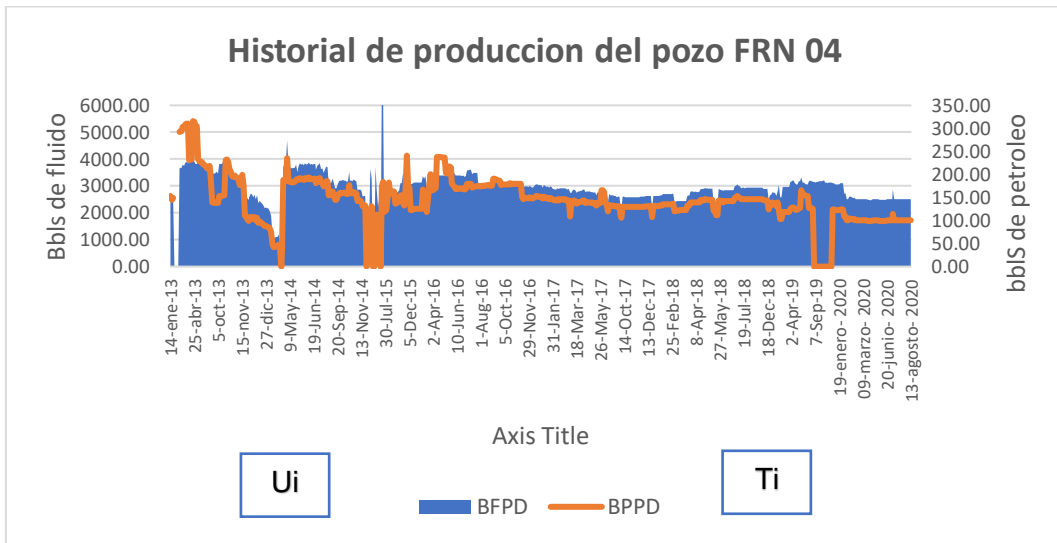
Ti: [2018-2020]



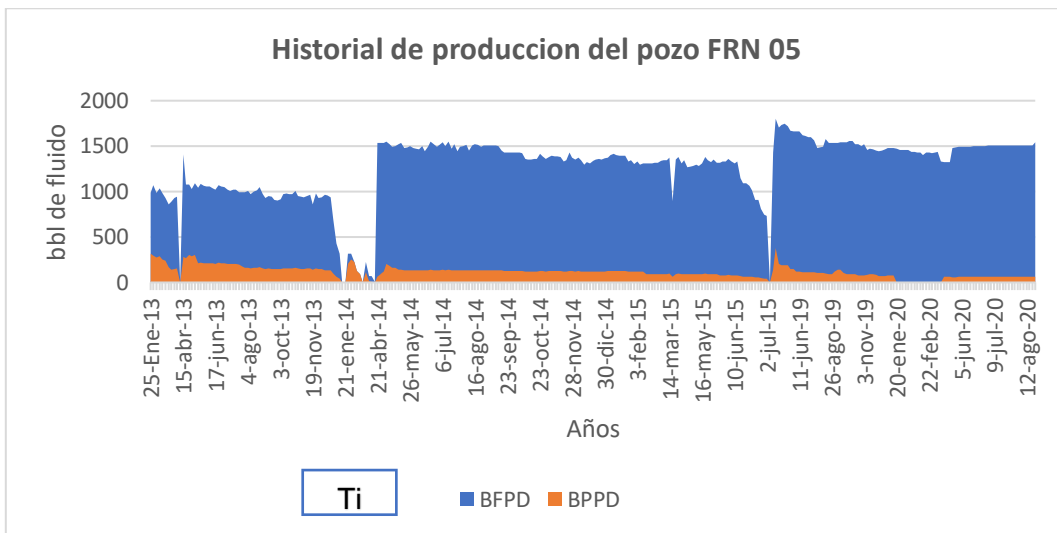
## POZO TAP 08



## POZO FRN 04



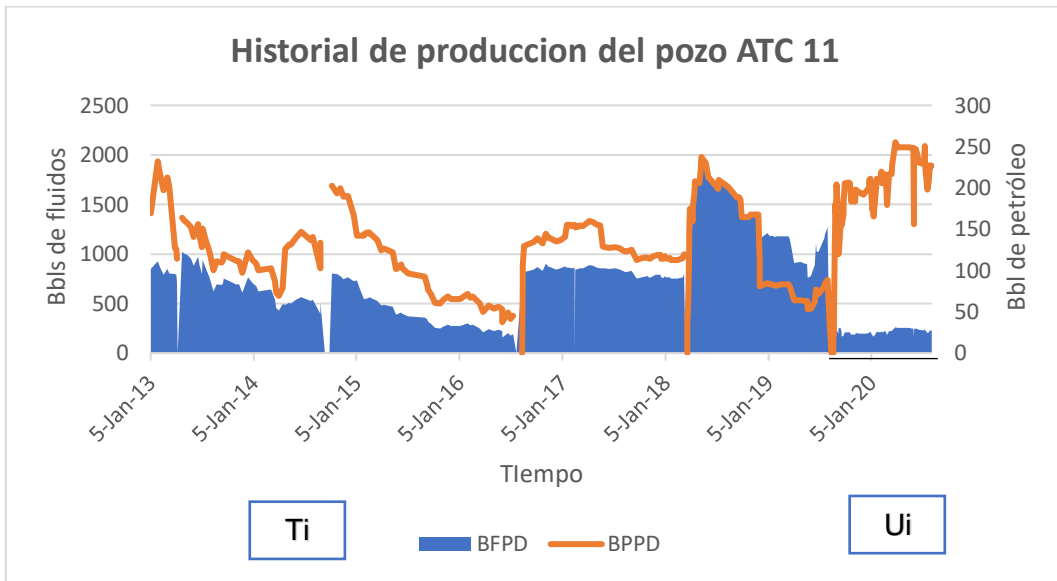
## POZO FRN 05



## POZO ATC 011

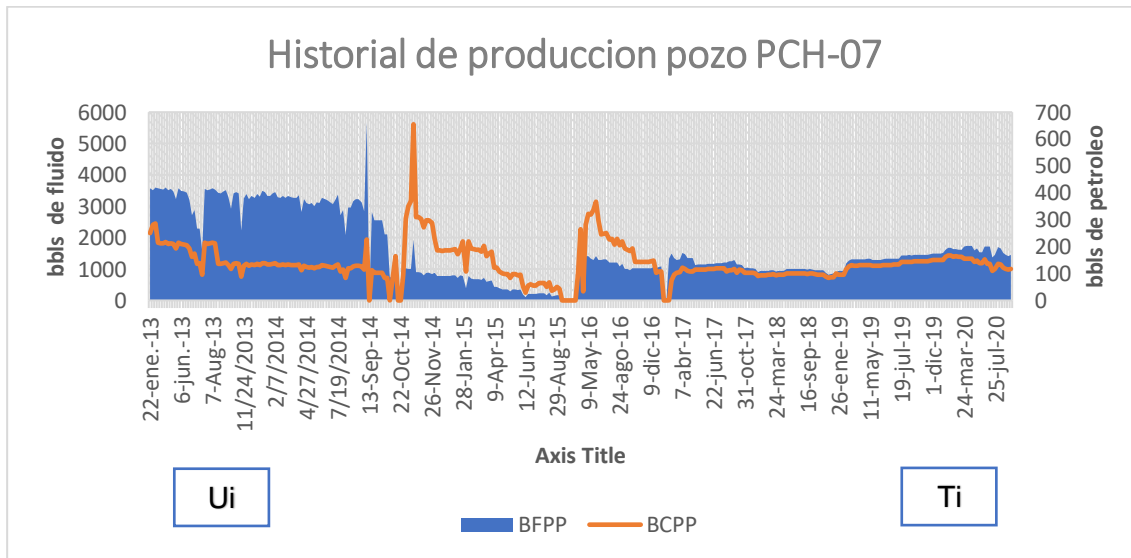
Arena Ti: [2011-2019] años

Arena Us: [2019-2020] años



## POZO PCH 07

Arena Ti: [2013-2020]



## ANEXO DE WORKOVERS

TTT A 011

<b>Nº Wo</b>	<b>Fecha</b>	<b>Motivo</b>
01	03 - noviembre – 1990	Aislar agua de yacimiento "t".
02	24 - noviembre – 1994	Cambio de competición para producir con bombeo hidráulico
03	14 - enero – 2003	Cambio de completación de bombeo hidráulico a electro sumergible
04	18 - feb – 2004	Reparar bomba electro sumergible.
05	04 - sep – 2009	Reparar bomba electro sumergible.
06	18 - nov – 2010	Cambio de completación por comunicación tbg-csg
07	02-ago-2011	Cambio de completación por comunicación tbg- csg.
08	15-may-2012	Cambio de completación por posible taponamiento de BES
09	26-may-2012	Reparar BES
10	05-jul-2015	Realizar squeeze a la arena "ui". Repunzonar el intervalo 8936' - 8950' (14'). Evaluar con b'up. Completar de acuerdo a resultados

### TAP 09

Completacion:10 – Mayo – 2014

<b>Nº Wo</b>	<b>Fecha</b>	<b>Motivo</b>
1	02-NOV-15	CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACION TBG-CSG



2	20-JUL-2016	RECUPERAR EQUIPO BES, ASENTAR TAPON CIBP A 9200', REALIZAR SQUEEZE A " U inf", PUNZONAR ARENA " U inf": 9074'-9095' (21'), CON CAÑONES TIPO ANCLA. BAJAR EQUIPO BES
3	5-DIC-2017	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR POSIBLE COMUNICACIÓN TBG-CSG

ANEXO de la Producción referencial entre los años 2013-2020

Pozo	Barriles de referencia inicial	Barriles de referencia final	Barriles de producción diaria por recuperar
TTT 011	<b>Ene-13</b>	<b>Ago-20</b>	315
	425	109,6	
TAP 09	<b>Ene-2016</b>	<b>Ago-2020</b>	194
	350	156	

ANEXO de la concentración de H<sub>2</sub>S en pozos productores en los últimos meses del año 2020

MES	ESTACIÓN	POZOS	ARENA	CONCENTRACIÓN DE H <sub>2</sub> S (ppm)
ENERO	Atacapi	ATC 18	Ui	70
	Pichincha	PCH 02	Ui	50
	Shushuqui	PCY 06	BT	800
		PCY 04	BT	500
		SHH 13	BT	100
		SHH 01	BT	110
		SHH 12	Ui	80

		SHH 06	Ui	60
		SHH 21	Ui	60
		SHH 22	BT	60
		SHH 14	Ui	50
FEBRERO	Shushuqui	PCY 01	BT	80
JUNIO	Shushuqui	SHH C27	BT	450
		SHH 21	BT	150
		SHH 22	BT	100
		SHH C26	BT	60
		SHH 14	Ui	50
		SHH 13	BT	40
AGOSTO	Tetete	TTT 11	Ui	15
		TTT 03	Ui	40
		TTT B15	Ui	30
	Tapi	TAP B09	Ti	33
	Atacapi	ATC A31	Ui	60
	Pichincha	PCH 08	Ui	210
	Shushuqui	PCY 04	BT	220
		PCY 06	BT	150

