



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“REHABILITACIÓN DEL SISTEMA DE RE-INYECCIÓN DE AGUA DEL
CAMPO PATA”**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingenieros en Petróleos

Presentado por:

**STALIN DAVID APOLO ALCÍVAR
DANIA ELIZABETH SUÁREZ FLORES**

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2019

DEDICATORIA

A mis padres Héctor Apolo y Dolores Alcívar, puesto que siempre creyeron y confiaron en mí.

Una dedicatoria especial para la empresa PETROAMAZONAS EP por ofrecernos todo lo necesario para la consecución del presente proyecto, de manera especial al Ing. Fernando Sagnay, al Ing. Holger Bautista, al Ing. Julio Palacios y a la Ing. Marcia Valenzuela por guiarnos durante el proyecto.

Stalin Apolo Alcivar

DEDICATORIA

Dedico mi trabajo de titulación en primer lugar a DIOS quien me brindó el conocimiento necesario para cumplir con todos los trabajos encomendados en el transcurso de mi carrera y durante el periodo de tiempo de realización de la tesis de grado.

A mis padres Rosita y Xavier, a mis hermanos, mis tías y mi abuelita que siempre me mostraron su apoyo, siendo mi soporte en los buenos y malos momentos, a esa persona especial que desde el cielo me supo dar fuerzas para continuar y no rendirme, y a esa gran persona que me ha demostrado mucho sin esperar nada a cambio.

Dania Suárez Flores

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme las fuerzas y mucho más de aquello que necesitaba para lograr este gran objetivo. A mi núcleo familiar, especialmente a mis padres, quienes han sido mi pilar fundamental y mi guía, de quienes he recibido el apoyo y la comprensión aun en medio de adversidades de la vida. A mis amigos Víctor Avilés, Lucy Avilés, Francia Avilés, Lorenza Aguirre (+), María Gilces, Dennis Valle, Grace Franco, y demás amigos cercanos, a quienes conforman el Plan Padrinos y la agrupación Spoude; quienes hicieron que el hecho de haber tenido que vivir lejos de mi hogar, no haya sido una carga imposible de sobrellevar.

Mi total agradecimiento a Dios por proveerme de salud, sabiduría y fuerzas para cumplir mis diversas metas trazadas. A mis padres, amigos y seres amados por llenarme de alegrías y brindarme su apoyo incondicional.

Stalin Apolo Alcívar

Dania Suarez Flores

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Stalin Apolo Alcívar, Dania Suarez Flores* y 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”

Stalin Apolo Alcívar

Dania Suárez Flores

EVALUADORES

.....
MSc. Fernando Sagnay

PROFESOR DE LA MATERIA


.....
MSc. Danilo Arcentales

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El campo Pata, es manejado por la empresa PETROAMAZONAS EP desde el año 2011. Se estima que la producción promedio es de 371,41 BPPD, con un BSW de 35,4% y un grado API de 22,7°. El campo consta de 9 pozos de los cuales 3 pozos se encuentran produciendo, 5 pozos se encuentran cerrados y 1 pozo re-inyector. Este último, PATA-007 reinyectaba agua a la formación Tiyuyacu, actualmente está cerrado por daño de formación, por lo tanto, se describe la propuesta de rehabilitar el sistema de reinyección de agua.

Este proyecto de titulación está compuesto por 4 capítulos. El primer capítulo abarca el preámbulo del proyecto, descripción del problema, justificación, objetivo general, objetivos específicos, historia del campo, ubicación del campo. El siguiente capítulo, se refiere a la metodología de investigación aplicada en el presente proyecto.

En el tercer capítulo se definen los pozos candidatos a ser reinyectores, y la propuesta de rehabilitación del sistema de reinyección con su respectivo estudio económico, logrando obtener costos asociados al antes y después de la rehabilitación para plantear el respectivo análisis costo-beneficio.

Por último, el cuarto capítulo presenta las recomendaciones y conclusiones obtenidas de los resultados alcanzados en el proyecto.

Palabra clave: Petróleos, pozos candidatos, rehabilitar, reinyección de agua, estudio, BSW.

ABSTRACT

The Pata oilfield is managed by PETROAMAZONAS EP since 2011. It is estimated that the average production is 371,41 BOPD, with a BSW of 35,4% and an API grade of 22,7°. The field consists of 9 wells of which 3 wells are producing, 5 wells are closed and 1 is a re-injector well. The last one PATA-007 reinjected water to the Tiyuyacu formation, currently closed due to formation damage. Therefore, the proposal for the rehabilitation of the water reinjection system is described.

This titling project is compounded of 4 chapters. The first one covers the preamble of the project, description of the problem, justification, general objective, specific objectives, history and location of the oilfield. The next chapter, refers to research methodology for this project.

In the third chapter the candidate wells to be re-injectors are defined and the proposal of rehabilitation of the reinjection system with its respective economic study, achieving to obtain costs associated to the before and after the rehabilitation to raise the respective cost-benefit analysis.

Finally, the fourth chapter presents the recommendations and the results.

Keywords: *Petroleum, candidate wells, rehabilitation, re-injection water, study, BSW.*

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	1
RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
ÍNDICE DE APENDÍCES.....	XI
CAPÍTULO 1	2
1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Justificación del problema	4
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivos generales.	4
1.3.2 Objetivos específicos	5
1.4 Marco teórico.....	5
1.4.1 Descripción del campo Pata.....	5
1.4.2 Geología del campo Pata.....	8
1.4.3 Mecanismos de recuperación primaria.....	12
1.4.4 Recuperación secundaria.....	14
1.4.5 Pozos inyectores y re-inyectores.....	15
1.4.6 Análisis de la normativa ambiental para reinyección de agua	16
1.4.7 Análisis del agua de formación del campo	17

1.4.8	Inyectividad	26
1.4.9	Procedimiento a seguir en la reinyección del agua de formación	28
1.4.10	Cálculo de los índices de saturación de Langelier y Riznar	29
1.4.11	Índice de taponamiento del agua de formación.	36
CAPÍTULO 2		40
2	METODOLOGÍA	40
2.1	Tipo de investigación	41
2.1.1	Investigación descriptiva	41
2.1.2	Investigación de campo.....	42
2.2	Referencias bibliográficas.....	42
2.3	Recolección de datos del campo Pata.....	42
2.4	Análisis preliminar	43
2.4.1	Caracterización del yacimiento.....	43
2.4.2	Determinación del estado mecánico de los pozos.....	43
2.4.3	Análisis del comportamiento de producción y presión para cada pozo..	43
2.5	Determinar pozos candidatos a re-inyectores	43
2.6	Consideraciones de la reinyección de agua.....	45
2.6.1	Análisis teórico de la reinyección de agua.....	45
2.6.2	Pozos re-inyectores de agua de formación	45
2.6.3	Caracterización de la arena receptora.....	45
CAPÍTULO 3		46
3	RESULTADOS Y ANÁLISIS	46
3.1	Análisis preliminar	46
3.1.1	Caracterización del yacimiento.....	46
3.1.2	Espesores de arena	47
3.1.3	Determinación de pozos a ser estudiados.....	49

3.2	Estado actual del Pozo PATA-007.....	50
3.2.1	Comportamiento de reinyección.....	50
3.3	Historial de intervenciones del pozo.....	52
3.4	Configuración mecánica del pozo.....	54
3.5	Análisis de existencia de sedimentos en la Formación Tiyuyacu.....	55
3.6	Descripción de las facilidades de superficie del TPF.....	56
3.6.1	Descripción del sistema de reinyección de agua.....	58
3.7	Estudio de sedimentos decantados en el Tanque T-620.....	61
3.8	Prueba directa de medición de nivel de fluido.....	63
3.9	Análisis económico.....	64
3.9.1	Costos totales del proyecto.....	65
3.10	Costo-beneficio.....	68
3.11	Análisis físico-químico para el agua de producción del campo Pata.....	70
3.11.1	Análisis de calidad del agua del campo Pata a través del índice de taponamiento relativo.....	72
CAPÍTULO 4.....		75
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	75
4.1	Conclusiones.....	75
4.2	Recomendaciones.....	75
BIBLIOGRAFÍA.....		77
APÉNDICES.....		79

ABREVIATURAS

TSS	Sólidos totales solubles
MTSN	Sólidos totales insolubles
RPI	Índice de taponamiento relativo
DPP	Disparos por cada pie
BSW	Corte de agua y sedimentos
BFPD	Barriles de fluido diarios
BPPD	Barriles de petróleo diarios
BAPD	Barriles de agua diarios
MD	Profundidad medida
SQZ	Squeeze
PPM	Partes por millón
GOR	Relación gas-petróleo
POES	Petróleo original en Sitio
MBAL	Material balance
STD	Total de sólidos dispersos
RSI	Índice de solubilidad de Ryznar
LSI	Índice de solubilidad de Langelier
TPF	Central de procesos Pata
ZPF	Facilidades de producción Palo Azul

SIMBOLOGÍA

pH	Potencial de hidrógeno
pHs	Potencial de hidrógeno de saturación
in	Pulgadas
ft	Pies
Kst	Constante compleja de solubilidad
Is	Índice de saturación
SI	Fuerza iónica
Cm	Carga iónica
Me	Metal
p	Presión
dV	Variación de volumen
dV/Dt	Velocidad de flujo
Q	Caudal

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Distribución de la producción del activo Palo Azul	6
Figura 1.2: Mapa de ubicación del bloque 18, campo Pata.....	7
Figura 1.3 Columna Estratigráfica campo Pata.....	9
Figura 1.4 Mecanismos de recobro.....	14
Figura 1.5 Eficiencias de los mecanismos de recobros primarios.	14
Figura 1.7 Gráfico de velocidad de flujos vs volumen de agua insertada en el filtro de membrana	37
Figura 2.1 Esquema de metodología	41
Figura 2.2 Índice de heterogeneidad	44
Figura 3.1 Mapa de ubicación de los pozos de campo Pata	47
Figura 3.2 Corte estratigráfico del campo Pata.....	48
Figura 3.3 Historial de reinyección en el pozo	51
Figura 3.4 Diagrama mecánico actualizado del pozo PATA-07	54
Figura 3.5 Ilustración sin escala de la ubicación de la sección de sedimentos de fondo del pozo PATA-007.....	55
Figura 3.6 Sección de máster de procesos de la estación TPF del campo Pata.....	56
Figura 3.7 Separador Trifásico de la estación TPF	58
Figura 3.8 Sistema de reinyección del Campo (Componentes se encuentran encerrados por líneas rojas discontinuas).....	58
Figura 3.9 Termografías tomadas al tanque T-620 el día 19-Abril-2017	61
Figura 3.10 Termografía tomada al tanque T-620 el día 30 de diciembre-2018.....	62
Figura 3.11 Prueba directa de medición de nivel en el Tanque T-620	63
Figura 3.12 Prueba directa de medición de nivel en el Tanque T-620	63
Figura 3.13 Cálculo de parámetros fisicoquímicos a diferentes condiciones de presión y temperatura, realizados en el programa.....	71
Figura 3.14 Gráfica de velocidad de flujo vs volumen de agua insertada en el filtro de membrana.	72

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Constituyentes primarios y propiedades del agua de formación	20
Tabla 1.2	Parámetros necesarios para determinar índice de langelier.....	25
Tabla 1.3	Simbologías	29
Tabla 1.4	Rangos de validez para el modelo de Langelier.....	30
Tabla 1.5	Rangos de validez para el modelo de Ryznar	31
Tabla 1.6	Simbologías	32
Tabla 1.7	Simbologías	34
Tabla 1.8	Rangos de validez para el modelo de Oddo – Thomson	34
Tabla 1.9	Ecuaciones para cálculos a partir de los sedimentos resultantes en el filtro de membrana durante la segunda parte del ensayo	38
Tabla 1.10	Criterio de calidad del agua para reinyectar según el RPI.....	39
Tabla 3.1	Categoría de pozos del Campo “Pata”	46
Tabla 3.2	Reporte de Producción del Campo	47
Tabla 3.3	Información para cortes estratigráficos del campo Pata	48
Tabla 3.4	Determinación de pozos candidatos a re-inyectores	49
Tabla 3.5	Historial de reinyección del pozo PATA – 007.....	50
Tabla 3.6	Historial de intervenciones en el pozo PATA-007	52
Tabla 3.7	Producción diaria promedio del campo Pata.....	57
Tabla 3.8	Fluidos que maneja el separador	57
Tabla 3.9	Especificaciones técnicas de Bombas HPS P-519 A/B	59
Tabla 3.10	Especificaciones técnicas de Bomba	59
Tabla 3.11	Especificaciones técnicas de diseño del tanque T-521	60
Tabla 3.12	Especificaciones técnicas de diseño del tanque T- 620	60
Tabla 3.13	Resultados de la prueba de medición directa de nivel de sólidos	63
Tabla 3.14	Costos totales asociados a la limpieza del tanque	65
Tabla 3.15	Costo de bombeo para limpieza del pozo PATA-007	66
Tabla 3.16	Total de costos para rehabilitar sistema de reinyección	66
Tabla 3.17	Costos de energía por día según la potencia requerida	66
Tabla 3.18	Costos de energía por barril de agua	67
Tabla 3.19	Costos de tratamiento químico	67
Tabla 3.20	Precio de vacuum por día	68

Tabla 3.21 Costos directos por barril de agua del sistema de reinyección	69
Tabla 3.22 Costos diarios del sistema de reinyección	69
Tabla 3.23 Costo mensual.....	69
Tabla 3.21 Datos iniciales para el análisis físico-químico del agua de formación del campo Pata.	70
Tabla 3.22 Resultados determinantes de la tendencia incrustante del agua de formación del campo	71
Tabla 3.23 Cálculos a partir de los datos del ensayo de	72
Tabla 3.24 Cálculos obtenidos de la gráfica de la Figura 3.14	73
Tabla 3.25 Cálculos a partir de los sedimentos resultantes en el filtro de membrana durante la segunda parte del ensayo	73
Tabla 3.26 Resultados finales para el cálculo del índice RPI.....	74

ÍNDICE DE APENDÍCES

Apéndice A Fotos de los pozos del campo "Pata"	80
Apéndice B Fotos de tanques de la estación TPF	82
Apéndice C Fotos de líneas y bombas de la estación TPF	83

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Un gran recurso energético de interés es la producción de petróleo. El hidrocarburo se encuentra en yacimientos que en conjunto forman bloques y campos petrolíferos; estos pueden ser manejados por empresas públicas o privadas. Para explotar una reserva, se debe conocer características propias de cada yacimiento. Además si se conoce el tipo de empuje se puede determinar las proporciones del contenido de agua, gases y sólidos disueltos. A lo largo del tiempo un pozo productor puede empezar a depletarse originando que el corte de agua aumente paulatinamente.

En la actualidad en Ecuador se han cerrado pozos por aumento de BSW; las causas de altos cortes de agua se deben a bajas relaciones entre permeabilidad horizontal y vertical, a la relación de movilidad entre fluidos del yacimiento y a las altas viscosidades de petróleo encontradas a condiciones de reservorio. Por lo tanto si existe una mayor producción de petróleo aumenta el porcentaje de corte de agua, entonces se tiene volúmenes de agua que deben ser desechados de una manera que no afecte al ecosistema.

Es por esto, que se considera alternativas para manipular volúmenes de agua, entre ellas se encuentra la reinyección, que el usar esta alternativa ayudará a reducir el consumo energético y también a minimizar costos de operación.

La reinyección es un proceso que corresponde a la disposición de agua en arenas fuera de la estructura geológica, tiene como objetivo desechar el agua derivada del proceso de deshidratación del petróleo e inyectarlo a una arena no productora. Contrario a la inyección, método de recuperación secundaria que debe inyectar agua a elevadas presiones a estratos productores y es realizada para mantener presiones del yacimiento y mejorar el desplazamiento del petróleo.

En campos productores del país existen sistemas de reinyección; por lo general la completación se encuentra por encima de los 7000 ft pero en estos últimos años se ha optado por reinyectar en arenas no productoras ubicadas por debajo de los 7000ft. Debido al crecimiento sucesivo de volúmenes de agua de formación y la integración de nuevos pozos perforados, lo cual produce el incremento de la capacidad de reinyección

El presente estudio, se realizará para rehabilitar el sistema de reinyección de agua de formación, con el objetivo de aumentar la capacidad de reinyección en el campo Pata. Para simplificar el procedimiento de transportar por vacuum el agua proveniente de los pozos productores del campo.

1.1 Descripción del problema

El campo Pata, no cuenta con un sistema de reinyección de agua de formación, este contaba con un pozo reinyector PATA-007, pero actualmente está cerrado por daño de la formación y problemas de admisión de agua. El agua proveniente de la producción del campo Pata se envía al campo Palo-Azul por transporte en vacuum. El problema no sólo afecta a la compañía operadora, sino que también afecta de manera directa al estado, porque el recurso usado para transportar genera un gasto adicional, mientras que si se rehabilita el sistema se pueden reducir costos asociados a la producción del campo. El campo produce petróleo con un significativo corte de agua, para tener un eficiente sistema de reinyección el agua tiene que ser tratada para que los equipos no sufran daños por el exceso de contaminantes como sólidos, sales, bitumen y otros.

La producción de agua de formación está incrementando progresivamente; por lo que los pozos reinyectores ya no son suficientes para reinyectar los grandes volúmenes de agua de formación al subsuelo, lo que significaría desechar el agua de formación al entorno causando contaminación a ríos y especies que vivan en estos medios, por lo cual es necesario seleccionar nuevos pozos que cumplan esta función. Por lo tanto al tener esta problemática se procede a realizar una metodología con el objetivo de seleccionar pozos con mejores oportunidades para la reinyección

de agua de formación. Con ayuda del desarrollo de un análisis técnico de pozos que no son rentables económicamente para confinar el agua de formación en arenas compatibles, se pretende dar solución al desecho de agua de formación producida. Al reinyectar a un estrato no productor y cumpliendo con los parámetros de calidad de agua que está en la normativa vigente, se logra un sistema de reinyección adecuado que faculta la protección del agua dulce de los acuíferos.

1.2 Justificación del problema

En Ecuador, una considerable parte de los campos son maduros. Estos se encuentran en estado de declinación natural, obteniendo como resultado pozos que producen altos cortes de agua. El manejo del agua producida genera problemas a los campos de producción, desde el hecho de no contar con adecuadas facilidades de superficie hasta la inexistencia de pozos reinyectores que se acoplen a la demanda de agua producida, es decir son insuficientes.

El agua de formación contiene cantidades considerables de sales minerales, gases disueltos y sólidos en suspensión, razón por la cual no pueden ser vertidos al medio ambiente. Por otro lado, los grandes volúmenes de agua son difíciles de tratar debido a los inconvenientes que generan en las instalaciones y equipos de superficie, como corrosión e incrustaciones; pero con ayuda del mantenimiento y tratamiento químico se puede solucionar los problemas.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivos generales

Esquematizar el proceso a seguir para rehabilitar el sistema de reinyección de agua en el campo Pata, a fin de preservar el ambiente circundante, manteniendo la integridad de las formaciones en las cuales se almacene el agua reinyectada, y reducir significativamente los costos que se invierten con el actual sistema de manejo y disposición del agua producida.

1.3.2 Objetivos específicos

- Establecer la descripción estructural, estratigráfica y sedimentaria del campo.
- Definir el o los pozos candidatos a ser seleccionados como pozo reinyector.
- Determinar los tratamientos que se deben aplicar al agua de reinyección a fin de tener bajo control los parámetros de corrosión, formación de colonias de bacterias, deposición de incrustaciones, asegurando una operación óptima durante la vida útil del sistema.
- Diseñar los equipos y las facilidades superficiales necesarias para la implementación del sistema de reinyección en el campo.
- Determinar la rentabilidad económica de la propuesta para rehabilitar el sistema de reinyección del campo Pata.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Descripción del campo Pata

El campo Pata es perteneciente al activo Palo Azul. Aquel activo está conformado por los campos Pucuna del bloque 44, Palo Azul y Pata del bloque 18. Actualmente, la producción del activo se la puede desglosar de la siguiente forma: el campo Palo Azul cuenta con la mayor producción de 7146.77 BPPD, el campo Pucuna aporta con una producción de 2127.38 BPPD y el campo Pata cuenta con una producción de 371.18 BPPD. Por tanto, la producción total aproximada del activo es de 9645.33 BPPD. En la *Figura 1.1* se puede observar la distribución por campo de la producción del activo Palo Azul.



Figura 1.1: Distribución de la producción del activo Palo Azul

[1]

1.4.1.1 Reseña histórica

El descubrimiento del campo Pata data desde el año 1998, puesto que se llevaba a cabo la perforación del pozo exploratorio PATA-001. El pozo PATA-002 fue perforado en el año 2000, por consiguiente el inicio de la producción del campo se registra en diciembre del año 2000. El campo Pata cuenta con tres pozos productores en funcionamiento, en los cuales se ha implementado distintos sistemas de levantamiento artificial: dos de ellos con bombeo hidráulico y uno cuenta con levantamiento a través de bombeo eléctrico sumergible. La arena Hollín presenta un tipo de entrapamiento estructural localizada en la zona sureste del campo. Las arenas productivas con las que cuenta el campo Pata vienen a ser: Basal Tena, Napo "T" y Napo "U". Las cuales, en contraste a la arena hollín, presentan un entrapamiento de tipo estratigráfico. [1]

En la actualidad, el campo posee 9 pozos perforados. Uno de ellos es pozo re-inyector, únicamente 3 pozos se encuentran en producción, y 5 pozos están cerrados debido a problemas asociados a baja productividad. La producción reportada el 01 de enero del 2019 fue de 371.41 BPPD, con un BSW de 35.4% y un grado API de 22.7. El pozo re-inyector PATA-07 se encuentra cerrado debido a daño de formación, pozo desde el cual se llevaba a cabo la reinyección del campo hacia la formación Tiyuyacu. En la

1.4.2 Geología del campo Pata

En términos geológicos la ubicación de la conocida sub-cuenca cretácica Napo está al este del eje axial de la localización del campo Pata. Por lo que dicho Campo vendría a localizarse aproximadamente a unos 40 Km al oeste de la Zona Sub Andina. [1]

La principal arena productora del campo Pata viene a ser la formación Basal Tena, que cuenta con una estructura indefinida y presenta un entrapamiento de tipo estratigráfico carente de una notable depositación.

Los yacimientos productivos con los que cuenta el campo Pata son: Basal Tena, "T" y "U". Hollín viene a ser yacimiento secundario. Las mencionadas arenas productivas presentan características de entrapamiento estratigráfico, con un tipo de empuje natural por gas en solución y de expansión roca- fluido. El reservorio Hollín cuyo entrapamiento es estructural cuenta con un empuje natural de fondo provocado por la acción de un acuífero activo. [1]

Una depositación tipo estuario presentan las arenas U y T de la formación Napo, primordialmente subyugado por mareas con cuerpos arenosos, cuyo mayor desarrollo se llevó a cabo en la zona este de la cuenca, aunque disminuyen su calidad de arena, espesor, y continuidad lateral en dirección oeste debido a que están ubicados en la zona más alejada del estuario. [1]

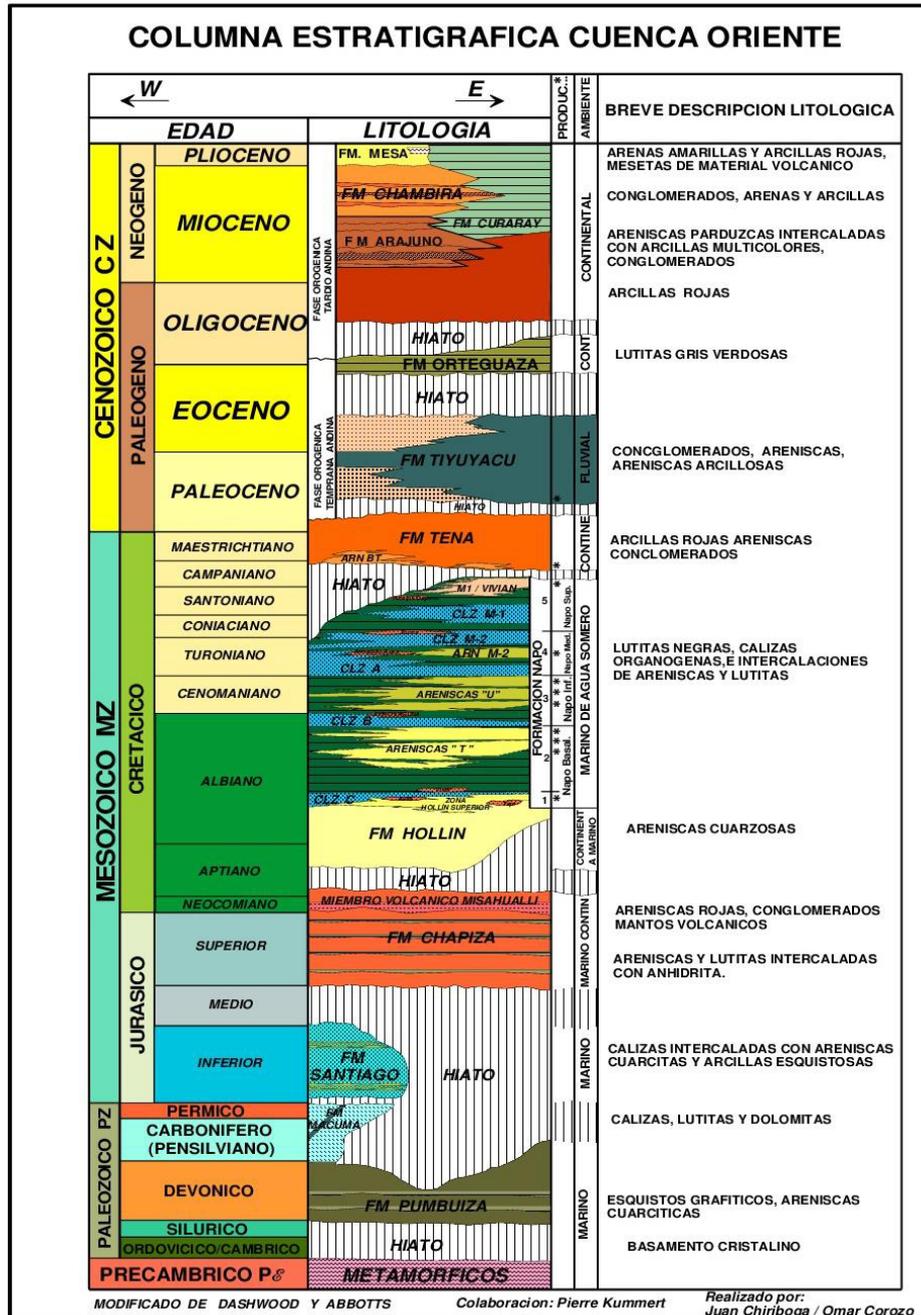


Figura 1.3 Columna Estratigráfica campo Pata

Fuente: Departamento de Cartografía, PETROPRODUCCIÓN

1.4.2.1 Formación Hollín

Esta formación constituye los cimientos del período Cretáceo Medio perteneciente a la era Mesozoico. Se le atribuye un ambiente de depositación Marino Transgresivo y su división es de la siguiente manera: [2]

1.4.2.2 Hollín Inferior

La conforman primordialmente una arenisca limpia con escaso contenido de arcilla, litología referente a arenisca cuarzosa blanca, de clara a translúcida, cementación calcárea, disgregable. Se le atribuye un ambiente fluvial distal y de estuario. En base a la información obtenida de registros eléctricos, se la define por poseer yacimientos de agua salada. [2]

1.4.2.3 Hollín Superior

Esta formación constituye intercalaciones de areniscas de cuarzo, color blanco y de espécimen grueso. Al tope de la presente arena se pueden identificar intercalaciones de lutitas de bitumen con color oscuro y lutitas luminosas. [2]

1.4.2.4 Formación Napo

Formación que data a un periodo comprendido entre el Cretáceo Medio y Superior. Marcando el origen de la era Mesozoico. Caracterizada por presentar intensos reflectores que dan indicios de existencia de grados o niveles de calizas. Su división se lleva a cabo de la siguiente forma: [2]

1.4.2.5 Formación Napo “T”

Es una arena que data de una edad albiano y paleo ambiente transicional deltaico, con estratos de barras de desembocadura. Su división se lleva a cabo en dos secuencias clásticas, de la siguiente forma: [2]

1.4.2.6 Formación Napo “T” Principal

Formación conformada por areniscas cuarzosas de coloración gris oscura, grano de dimensiones finas, que va de redondeado a sub-redondeado, cementación silícica, disgregable. [2]

1.4.2.7 Formación Napo “T” Superior

Formación conformada por areniscas cuarzosas de coloración dentro de un espectro que va de café clara a verdosa y blanca, cementación calcárea desde regular a buena selección, disgregable, grano de dimensiones finas, va de sub-redondeado a sub-angular. [2]

1.4.2.8 Formación Napo “U”

Formación a la cual se le atribuye un ambiente de depositación Marino Somero a Marino Marginal, con progreso de barras de desembocadura. Su división se lleva a cabo en tres niveles, cada uno de ellos divididos por sellos de lutitas. [2]

1.4.2.9 Formación Napo “U” Principal

Conformada por una arenisca cuarzosa, de coloración café clara, disgregable, grano con dimensiones de fino a muy fino, sub-angular a sub-redondeado. [2]

1.4.2.10 Formación Napo “U” Media

Conformada por areniscas cuarzosas, de coloración café claro, cementación calcárea, disgregable, grano con dimensiones de fino a medio, de sub-redondeado a redondeado. No presenta gran continuidad de arenisca. [2]

1.4.2.11 Formación Napo “U” Superior

Conformada por areniscas cuarzosas, de coloración café claro, cementación calcárea, disgregable, grano con dimensiones finas, sub-redondeado a redondeado. [2]

1.4.3 Mecanismos de recuperación primaria

Este término, también conocido como tipos de empuje natural, se refiere a los mecanismos de donde proviene la energía natural, adicional a la presión innata del reservorio, que ayuda a producir los fluidos de un yacimiento. [3] Dichos mecanismos pueden ser: Empuje por gas en solución, Expansión roca-fluido, empuje por capa de gas, Empuje Hidráulico y Segregación gravitacional. Es común que varios yacimientos presenten combinación de los tipos de empuje mencionados.

1.4.3.1 Empuje por gas en solución

Debido a que el petróleo comprende una mezcla de hidrocarburos tanto pesados como livianos, conforme pasa el tiempo de producción del yacimiento la presión va declinando, por debajo del punto de burbuja aquellos componentes más livianos del petróleo se van liberando del líquido en forma de gas, todos esos hidrocarburos que se liberarán de la fase líquida del petróleo al disminuir la presión hasta un punto más bajo se denomina gas disuelto. [3]

El empuje por gas en solución es también conocido como empuje por gas interno, o por gas disuelto, es aquel mecanismo que ayuda a que el petróleo fluya hacia el pozo, cuya energía es proporcionada por la expansión del gas en solución, que provoca que el petróleo se expanda. Esto se da cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja, pues se forman pequeñas y dispersas burbujas de gas en los poros que empujan el petróleo al pozo. La fuerza propulsora es ese gas disuelto en el petróleo que al disminuir la presión tiende a liberarse del seno de la fase líquida y a expandirse. Aporta en el recobro de entre un 5-25% del petróleo original en sitio. [4]

1.4.3.2 Expansión roca-fluido

Un yacimiento hidrocarburífero al contener fluidos que a través de millones de años han permanecido presurizados, conforme pasa el tiempo al ir declinando la presión de reservorio se induce a que el fluido contenido en el

medio poroso vaya expandiéndose; de manera simultánea también el hecho de irse evacuando fluidos del yacimiento provoca que los espacios porosos, según sea la compresibilidad de la roca, vayan disminuyendo su tamaño (efecto de expansión de la roca); dicha combinación aporta energía a la producción de los yacimientos, especialmente en las fases tempranas de producción. [4]

1.4.3.3 Empuje por capa de gas

Algunos yacimientos al presentar una capa de gas inicial de grandes proporciones, poseen una considerable cantidad de energía almacenada por el gas comprimido, provocando que conforme avanza la producción de fluido, la capa de gas se expande ejerciendo un efecto tipo pistón, que ayuda a la producción de los fluidos. [4]

1.4.3.4 Empuje hidráulico

"Un yacimiento con empuje por agua tiene una conexión entre él y una roca porosa saturada con agua, denominada acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento o ser parte de él. Se presentan cuando debido a la disminución de presión en el yacimiento, se origina la expansión de un acuífero que lo subyace, desplazando de esta manera el petróleo hacia los pozos productores." [4] La permeabilidad de la roca yacimiento y las dimensiones del acuífero son factores que determinan cuán eficiente es este tipo de empuje. Debido a la pequeña compresibilidad que el agua presenta, acuíferos de grandes proporciones son imprescindibles para la existencia de un empuje hidráulico que sea efectivo. Este mecanismo puede implicar un considerable recobro de entre un 40 - 70% del petróleo original en sitio. [4]

1.4.3.5 Segregación gravitacional

Este mecanismo se presenta en yacimientos saturados con alto buzamiento, en los cuales, conforme se libera el gas disuelto con la producción, dicho gas por su alta movilidad en relación con el resto de fluidos y también por su baja densidad, se irá acumulando en las zonas superiores del yacimiento,

presurizándose y forma un tipo de empuje por gas. En este tipo de empuje por gas, la fuerza propulsora es ocasionada por el gas disuelto que se va liberando, en cambio en el tipo de empuje por capa de gas la fuerza propulsora la produce la capa inicial de gas que estaba presente en el yacimiento. [4]

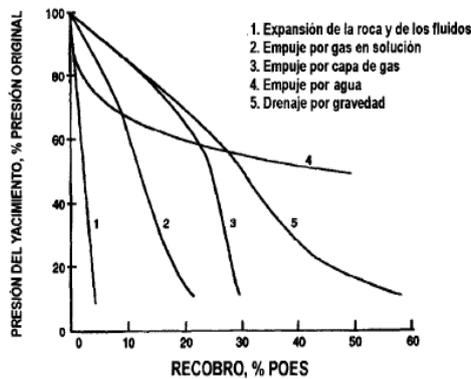


Figura 1.5 Eficiencias de los mecanismos de recobros primarios. (Zamora, 2014)



Figura 1.4 Mecanismos de recobro. (APUNTES CLASES YACIMIENTOS, 2017)

1.4.4 Recuperación secundaria

Tal como se puede observar en la Figura 1.4, el hecho de producir hidrocarburos únicamente mediante los mecanismos de recobro primarios, no se considera un proceso altamente eficiente, debido a que una cantidad considerable del petróleo original en sitio no es extraída, incluso cuando no existe la combinación de varios de estos mecanismos se presenta la necesidad de implementar métodos adicionales, ya sea de recuperación secundaria o terciaria. Según Johana Blanco, “más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua”. [5]

El recobro secundario viene siendo la segunda fase de explotación de petróleo donde, ya sea agua o gas, es inyectado hacia el yacimiento por medio de pozos inyectores localizados estratégicamente en la zona del reservorio que comuniquen fluidos con aquellos pozos que se encuentran produciendo. La finalidad principal del recobro secundario es lograr sostener la presión del reservorio, manteniendo la energía para transferir los hidrocarburos al pozo.

Comúnmente en el recobro secundario se suele inyectar gas o aplicar waterflooding. Por lo general, en inyección de gas, este es inyectado desde el denominado casquete de gas, en cambio en el caso del waterflooding el agua es inyectada en el área productiva para promover un barrido del petróleo. Mientras ciertos yacimientos se encuentran en la fase de recobro primario, se podría iniciar una actividad de sostenimiento de la presión, pero en sí esta vendría a ser una manera de aplicar recobro mejorado. La fase de recobro secundario llega a su final cuando el fluido que se inyecta (ya sea o gas o agua) es producido en cantidades que no vienen a ser comerciales. [5]

El empuje hidráulico, siendo el mecanismo de producción primario más eficiente, al implementar un sistema de recobro secundario por inyección de agua se estaría induciendo en el yacimiento una eficiencia análoga al mecanismo natural mencionado. También se debe destacar que el agua invade fácilmente la formación, los costos asociados son favorables en comparación con demás métodos y por lo general existe la disponibilidad del agua. Todos estos vienen a ser factores preponderantemente incidentes al momento de decidir implementar aquel mecanismo en un campo.

1.4.5 Pozos inyectores y re-inyectores

Es común que se considere que ambos términos son equivalentes, pero en la práctica resultan ser distintos. Un pozo inyector se define como aquel que se perfora con el fin de usarlo exclusivamente para operaciones de recuperación secundaria. En cambio, un pozo re-inyector se puede definir como aquel que fue inicialmente perforado a fin de ser usado como un pozo productor de hidrocarburos, y que, al pasar el tiempo, debido a problemas operacionales; tales como daño de formación, producción de agua en cantidades no comerciales (altos BSW); se debió usarlo en la gestión del agua de producción, para disponer o evacuar en formaciones no productivas el agua producida por el campo, es decir dicho pozo pasa a ser un tipo de pozo disposal. [5]

El pozo re-inyector, no está exento de también en algún momento poder llegar a ser usado como inyector, como una aplicación adicional que no solo ayudaría a gestionar el agua producida, sino que adicionalmente aportaría en el aumento del Factor de Recobro de los pozos del campo. Para ello se deberá determinar la factibilidad del pozo para reinyectar agua a la formación productora y así instaurar un mecanismo de recuperación secundaria en el campo, aquello vendría a ser uno de los enfoques en el presente proyecto.

1.4.6 Análisis de la normativa ambiental para reinyección de agua de formación

Los trabajos orientados a la reinyección de agua, se llevan a cabo acorde a la normativa vigente, específicamente a lo manifestado en el artículo 29 literal c) del Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas (RAOHE), detallado a continuación:

c. Reinyección de aguas y desechos líquidos. – *“Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:”* [6]

- “c.1 Que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;” [6]
- “c.2 Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;” [6]
- “c.3 Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,” [6]
- “c.4 Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5.000 (cinco mil) ppm.” [6]

El artículo 57 en su numeral e) establece que:

"Para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales." [6]

Además, el Decreto Ejecutivo 1215, en su Artículo 61 se indica lo siguiente:

"Previo a la puesta en marcha de un proyecto de recuperación mejorada se deberá especificar el origen y fuente de agua o fluido a inyectarse, indicando su capacidad de abastecimiento a corto, mediano y largo plazo, y los efectos ambientales y sociales de este tipo de proyecto. De manera preferente se utilizará el agua tratada de los procesos de producción en lugar de la proveniente de fuentes naturales; así como el gas natural producido en el área. En el caso específico no se inyectará para recuperación mejorada (secundaria) sino para disposición de desechos líquidos provenientes de los pozos productores. " [6]

Basándose en lo establecido por las normativas analizadas, las características óptimas bajo la cual una zona se considera como zona que puede ser considerada para reinyección de agua son:

- *Ser roca capaz de almacenar fluidos (areniscas conglomerados)*
- *Presenta aislamiento tanto en su base y tope por roca que ofrezca sello (calizas, lutitas y arcillas).*

1.4.7 Análisis del agua de formación del campo

A fin de disponer aguas producidas en los campos petroleros existen dos posibles opciones: [7]

- Someter a un tratamiento el agua antes de ser descargada a fin de separar los hidrocarburos y sólidos disueltos.
- Proceder a reinyectar el agua que se produce durante la producción a la formación desde donde fue extraída o en cualquier otra formación que cumpla con las condiciones que se requieren.

A fin de eliminar los metales o sólidos disueltos el agua puede pasar por un tratamiento por Intercambio de Iones, reducción electrónica, ósmosis inversa, Precipitación Eléctrica, Reducción electrónica, etc. Los mencionados tratamientos no resultan muy rentables económicamente debido a los volúmenes de agua a manejar, por ello la reinyección de agua suele ser preferentemente elegida como método de disposición del agua de formación. [8]

La práctica de reinyectar aguas provenientes de la producción de hidrocarburos es común en el campo petrolero, que se ha venido aplicando desde hace varios años por parte de las petroleras a nivel mundial. Una actividad análoga es la aplicación del método de recobro secundario: inyectar agua en el área del yacimiento a fin de lograr empujar el banco de petróleo, lo cual conlleva a un sostenimiento de la energía del yacimiento. [8]

Una de las principales diferencias entre el agua reinyectada para ser desechada y el agua usada en recobro secundario para mejorar el factor de recobro del petróleo, radica en que el agua de reinyección es almacenada indefinidamente en el subsuelo, sin retorno a la superficie. [8]

El agua de producción presenta fuerte tendencia a provocar corrosión e incrustaciones, por lo que la actividad de reinyección debe llevarse a cabo contando con su respectiva planta de tratamiento. [8]

En su forma más básica, el acondicionar el agua consiste de tratamiento químico y filtración.- Al filtrar el agua para la eliminación de los sólidos que pueden provocar taponamiento en la formación, no necesariamente se está garantizando que se haya combatido a cabalidad problemas asociados a la permeabilidad. Pues este tipo de problemas también pueden ser causados por bacterias presentes, agentes corrosivos o al reaccionar las impurezas del agua con componentes de la formación, por ello es fundamental llevar a cabo un tratamiento adecuado, usando para aquello cualquiera de los sistemas de tratamiento mencionados. El solo hecho de filtrar el agua para eliminar todas las partículas sólidas que puedan taponar la formación, no garantiza que se haya eliminado el problema de permeabilidad, pues este puede ser

ocasionado por la presencia de bacterias, agentes a la corrosión o por la reacción de contaminantes del agua con los materiales de la formación, es por eso que es necesario realizar el tratamiento en forma adecuada, contando para ello con los tipos de planta de tratamiento mencionadas las cuales se describen a continuación: [8]

Estos tipos de análisis de agua producida son llevados a cabo con muestras tomadas en las líneas ubicadas a la salida del tanque de lavado, el tratamiento debe tener su justificación económica (rentable económicamente) y tener compatibilidad química con otras para poder ser mezclada. [8]

Si dentro de los componentes que constituyen el agua de formación de la estación central se encuentra el bióxido de carbono, el cuál por originar carbonización, causa que se formen escamas negras y liqueos (por agujeros) en el acero de las líneas. El ácido sulfhídrico provoca que en el acero se dé incrustación de partículas y que este sea corroído. El oxígeno el cuál origina picaduras en el acero y una acelerada destrucción y adicionalmente provoca obturación en los pozos de reinyección que poseen herrumbre. [8]

Debido al contenido de algas, microorganismos y bacterias reductoras de sulfato y ferruginosas, las aguas de formación suelen encaminarse a recaudar una considerable concentración de limo y promover la producción de material que provoca corrosión, causando la total obstrucción del sistema de reinyección. [8]

Previamente a efectuar un análisis del agua de formación, es fundamental saber o identificar todos los componentes primarios y sus propiedades (*Ver tabla 1.1*).

**Tabla 1.1 Constituyentes primarios y propiedades del agua de formación
(Miranda López, 2011)**

Cationes 1	Aniones 2	Otras Propiedades
		pH
		Oxígeno disuelto
		Calidad del agua
		Contenido de aceite
		Sólidos disueltos totales (SDT)
		Turbiedad
Hierro (Fe ⁺⁺⁺ & Fe ⁺⁺)		Sólidos suspendidos
Calcio (Ca ⁺⁺)	Carbonato (CO ₃ ⁼)	Sílice
Sodio (Na ⁺)	Cloruro (Cl ⁻)	Gravedad específica
Estroncio (Sr ⁺⁺)	Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	Dióxido de Carbono disuelto
Bario (Ba ⁺⁺)	Sulfato (SO ₄ ⁼)	Bacterias
Magnesio (Mg ⁺⁺)		Sulfuros(Sulfuro de Hidrógeno)
		Temperatura
		Resistividad (Conductividad)

1.4.7.1 Cationes

Sodio.- Se encuentra dentro de los mayores componentes del agua de formación, a pesar de ello no es un factor crítico, aunque cuando el agua tiene un contenido extremadamente alto de salinidad podría ocasionar que se precipite el cloruro de sodio (NaCl). [8]

Calcio.- También viene a ser uno de los mayores componentes del agua de formación y puede presentarse en concentraciones desde 30.000 mg/l. El calcio al combinarse con los iones* de sulfato, bicarbonato, o carbonato forman sólidos suspendidos o escalas que tienden a adherirse a las líneas. [8]

Magnesio.- En el agua de formación se presenta en concentraciones muy por debajo que las del calcio, tiene tendencia de adhesión al carbonato de calcio (CaCO_3) para llevar a cabo una precipitación con el calcio y así provocar que se forme escala. Los iones de sulfato que tienden a adherirse al magnesio no son responsables de la formación de escala. [8]

Hierro.- Aguas de formación contienen hierro en mínimas concentraciones, y a la vez el hecho que el agua presente contenido de hierro es un indicativo de corrosión. Puede presentarse como soluciones ferrosas (Fe^{++}) o férricas (Fe^{+++}) o se puede encontrar en estado de suspensión a manera de compuesto férrico en precipitación. El hecho de que este último esté presente viene a ser la mayor causa de taponamiento. [8]

Bario.- El presente elemento posee una primordial trascendencia debido a que cuenta con la destreza de que al reaccionar con el ion sulfato forma sulfato de bario, el cual presenta extremadas características de insolubilidad. En pequeñas proporciones puede originar graves problemas. [8]

Estroncio.- Tal cual como en el caso del calcio y el bario, el estroncio al combinarse con iones de sulfato produce el sulfato de estroncio que asimismo es insoluble, no obstante presenta mayor solubilidad que el sulfato de bario. Suele ser componente de escalas combinado con sulfato de bario. [8]

1.4.7.2 Aniones

Cloruro.- El mayor problema que presenta el ion cloruro es que al presentar el agua mayor salinidad la corrosión del agua incrementa. [8]

Sulfato.- Es crítico debido a que tiende a reaccionar con el calcio, bario o estroncio con el objetivo de originar la formación de escalas que son insolubles. Adicionalmente, las bacterias pueden alimentarse de esto. [8]

Bicarbonato.- Tiene la habilidad de hacer reacción con el hierro, magnesio, calcio, estroncio y bario para también originar formación de escalas no solubles. Aquel se encuentra conformando todas las aguas. [8]

Carbonato.- Al lograr reaccionar con el magnesio, hierro, calcio, estroncio y bario logra la formación de escalas no solubles. El ion de carbonato raras veces es encontrado en aguas de formación puesto a que el pH suele ser bien bajo (menor a 8.3). [8]

Otras propiedades

1.4.7.3 Potencial de hidrógeno (pH)

Es de gran relevancia debido a varios motivos. La solubilidad del CaCO_3 y de las moléculas que contienen hierro depende en gran manera del pH, la tendencia a precipitar es directamente proporcional al nivel de pH. [5]

Al decrecer el pH, este se comporta inversamente proporcional a la corrosividad. Gran parte de las aguas de formación tienen un pH que varía entre 4 y 8. [8]

1.4.7.4 Sólidos suspendidos

Se pueden filtrar de una cantidad determinada de agua a través de una membrana filtrante. El filtro que comúnmente se utiliza es de $0.45 \mu\text{m}$. [5]

1.4.7.5 Turbidez

Es definida como la oposición que presenta el agua para propagar o transmitir luz. La turbidez que manifiestan ciertas aguas, particularmente las superficiales, se debe a componentes insolubles suspendidos, coloide o partículas bien finas que difícilmente se puede lograr que se decanten y filtren; y que son causa de inconvenientes en gran parte de los procesos. [5]

1.4.7.6 Calidad del agua

Mide relativamente el nivel o grado de producir taponamiento u obstrucción, que se da al pasar una cantidad determinada de agua por medio de una membrana que sirve de filtro. La calidad del agua es puramente relativa, es decir, usada para efecto de comparación. [5]

1.4.7.7 Bacterias

Cuando existe presencia de bacterias pueden originar obstrucciones y corrosión. Adquiere gran relevancia cuando el hierro se encuentra disuelto en el agua, cuando moléculas insolubles de hierro precipitan, logran provocar obstrucciones o taponamientos. La presencia de oxígeno a la vez contribuye a que las bacterias anaeróbicas se desarrollen. [5]

1.4.7.8 Temperatura

La temperatura que tiene el agua, viene a ser un factor preponderante dentro del proceso de reinyectar agua de formación, debido a que la gravedad específica del agua y los mecanismos en los que se forman las escamas dependen de la temperatura. También modifica el nivel de pH, también disolución de los gases en el agua. [5]

1.4.7.9 Gravedad específica

La gravedad específica del agua actúa como un índice del total de sales que están disueltas en el agua [8]

1.4.7.10 Dióxido de carbono disuelto

Tiene influencia en los niveles de pH, en la disposición a formar escala de tipo carbonato de calcio (CaCO_3) y en la corrosividad. [8]

1.4.7.11 Sulfuros

La corrosividad es directamente proporcional a la presencia de sulfuros. Los sulfuros disueltos se presentan en el agua en forma de una combinación de

sulfuro de hidrógeno monovalente (HS-1) con el ácido sulfhídrico H₂S. (Karl E. Gulick, 1998)

1.4.7.12 Contenido de aceite

Cuando este está presente ya sea en forma de emulsión o disuelto en el agua, puede ocasionar varias complicaciones durante la reinyección. [9]

La presencia de aceite puede originar “bloques de emulsión” en la matriz de la arena. Aquel viene a ser un buen tipo de pegamento para ciertos sólidos como sulfuros y hierro, entonces provocará el incremento de la probabilidad de que presenten taponamientos.

1.4.7.13 Sólidos disueltos totales

Sencillamente viene a ser la cantidad de materia que se encuentra disuelta en una cantidad determinada de agua. [9]

1.4.7.14 Resistividad

La resistencia que presente el agua de formación al flujo de corriente a través de ella, depende de la cantidad de iones que están disueltos en ella. [9]

1.4.7.15 Conductividad

Indica la capacidad de una solución acuosa de admitir el flujo de corriente a través de ella. La conductividad tiene relación proporcional inversa con la resistividad. [8]

$$\text{Conductividad} (\mu\Omega / \text{cm}) = \frac{1000}{\text{Resistividad} (\Omega - \text{m})} \quad (1.1)$$

1.4.7.16 Dureza total

La dureza total se presenta debido a la existencia principalmente de magnesio, hierro y sales del calcio. [8]

1.4.7.17 Alcalinidad

La alcalinidad determina la capacidad para llevar a cabo neutralización de ácidos. Fundamentalmente los químicos que influyen en la alcalinidad son los iones oxidrilo OH⁻, carbonato CO₃⁼, y bicarbonato CO₃H. El ácido silícico, los fosfatos u otros ácidos de carácter débil también contribuyen a la alcalinidad. [8]

1.4.7.18 Salinidad o índice de Langelier “Is”

Los minerales en solución de la mayoría de las fuentes de agua, fundamentalmente están constituidos por magnesio y calcio formando sulfatos, cloruros y bicarbonatos. El calcio constituye una dureza carbonatos pero el magnesio una dureza no carbonatos, adicionalmente existen disueltos gases tales como el O₂ y el CO₂. [8]

La dureza total, los bicarbonatos, la dureza magnésica, la conductividad, los cloruros, el hierro, y el magnesio son parámetros que dependen de los factores que son sometidos a tratamiento. A continuación se muestran algunas características que son requeridas en la determinación del índice de Langelier. [8]

Tabla 1.2: Parámetros necesarios para determinar índice de Langelier (Miranda López, 2011)

Parámetros	Unidades
pH	
Temperatura	°F
Alcalinidad	Ppm
Bicarbonatos	Ppm
Turbidez	NTU
Conductividad	μΩ
Hierro (Fe ⁺⁺)	Ppm
Dureza total	Ppm
Dureza cálcica	Ppm

Dureza magnésica	Ppm
Calcio	Ppm
Magnesio	Ppm
Cloruros	Ppm
Sólidos disueltos totales	Ppm
Sólidos suspendidos totales	Ppm
Bacterias sulfato reductoras	col/ml

1.4.8 Inyectividad

1.4.8.1 Presión de inyección

Es aquella presión necesaria para lograr inyectar un fluido en el en el espacio poros de la formación, sin que aquello provoque fractura de la roca. Usualmente aquella presión es definida como la presión de bombeo en superficie que precisa la inyección de un fluido hacia una formación, pero puesto que la columna hidrostática de fluido también tiene su aporte al valor de presión necesaria en el fondo del pozo, aquel último valor manifestado también debe ser tomado en cuenta. [5]

1.4.8.2 Presión de fractura

Es la presión mínima requerida, para que al inyectar fluidos hacia formaciones se provoque fractura hidráulica en la roca. Por tanto, al ejercer presiones menores a la presión de fractura se asegurará la integridad geomecánica de la formación. [5]

La geometría, dimensiones, orientación de la fractura, y el valor de presión que se requiere para inducirla, dependen de manera directa de los esfuerzos in situ. Los esfuerzos que actúan sobre un estrato rocoso en el subsuelo pueden clasificarse en:

σ_v , esfuerzo de sobrecarga

σ_{Hmin} , esfuerzo horizontal mínimo, y

σ_{Hmax} , esfuerzo horizontal máximo.

Los esfuerzos horizontales son ortogonales al esfuerzo de sobrecarga. El módulo y la dirección de aquellos esfuerzos vienen a ser fundamentales, puesto que son quienes ejercen control de la presión que se requiere para originar y hacer que se propague una fractura. [5]

Se logrará fracturar la roca en el subsuelo siempre y cuando la presión de fondo del pozo venza el esfuerzo horizontal mínimo in situ. La propagación de la fractura se orientará en dirección ortogonal al esfuerzo mínimo horizontal.

1.4.8.3 Pruebas de inyección

Los pozos reinyectores por lo general son sometidos a pruebas de inyectividad conocidas como prueba “fall off”. Los resultados obtenidos producto de estas pruebas de pozos son de gran utilidad para diseñar el sistema de reinyección. Estas pruebas se llevan a cabo cerrando previamente el pozo hasta lograr la estabilización de la presión a la presión del reservorio inicial (P_i). A penas se logra aquello, se inicia a inyectar un caudal constante en superficie, durante un tiempo, tiempo en el cual las memorias insertadas en el fondo del pozo registran la presión de fondo fluyente (P_{wf}). [8]

Durante toda la prueba de inyectividad en resumidas cuentas lo que se hace es registrar cómo se comporta la presión de fondo a diferentes caudales, lo cual permite establecer el caudal y la presión a la cual la formación puede ser inyectada sin fracturar la roca. Usualmente las pruebas de inyectividad también son usadas a fin de obtener los siguientes parámetros: [8]

- Estimar la permeabilidad de la arena.
- Determinar la capacidad de inyección que presenta la formación.
- Evaluar el factor de daño de formación asociado a la zona cercana al pozo.
- Hallar la presión promedio del yacimiento.
- Obtener la presión de fractura de la roca de la formación.

Las pruebas de inyectividad vienen a tener su analogía con las pruebas draw down (pruebas de restauración de presión). El método de análisis y el modelo matemático usados en las pruebas de restauración de presión se aplican también a la prueba de infectividad, únicamente que para este caso el signo del caudal o gasto es cambiado (el caudal de producción toma signo positivo y el de inyección signo negativo). El modelo matemático de las pruebas de inyectividad considera que el caudal de inyección se sostiene constante en un periodo de tiempo antes de correr la prueba de inyectividad. [8]

1.4.9 Procedimiento a seguir en la reinyección del agua de formación

El compromiso de conservar la calidad de las fuentes de agua potable es uno de los objetivos ecológicos de este tipo de proyectos. Por tanto, la proximidad del nivel freático y de los acuíferos superficiales, viene a ser el factor más importante a considerar en su sistema de reinyección de agua. El distanciamiento de la formación que almacenará el agua de reinyección con los acuíferos de agua potable es dependiente de la calidad de las propiedades impermeables de las formaciones rocosas que las separan, la existencia de fallas conductivas y las regulaciones del gobierno local en relación a aquello. Generalmente, se sugiere la sobreestimación del espesor que se requiere para la capa rocosa y del mínimo espaciamiento al acuífero de agua potable más próximo. [4]

Operacionalmente, los objetivos principales que se deben verificar en un sistema de reinyección de agua son los siguientes: [4]

- Proveer al pozo de reinyección de agua que cumpla con los mayores estándares de calidad.
- Ejecutar la prevención de incrustaciones u obstrucciones de sólidos en equipos, tanques, líneas, y pozos.
- Asegurar la integridad del sistema, lo cual está orientado a la prevención de la corrosión de equipos tanto superficiales como de fondo.

- Determinación de los parámetros físico-químicos del agua de reinyección constituye los cimientos para el cumplimiento de los dos primeros objetivos, en tanto que con el ulterior objetivo se debe llevar a cabo el cumplimiento del diseño y de monitoreo que correspondan en el sistema de reinyección.
- El pozo que fue usado para reinyección de agua en la estación de estudio es el pozo PATA-007.

1.4.10 Cálculo de los índices de saturación de Langelier y Riznar

Los científicos Langelier y Riznar desarrollaron las ecuaciones a fin de poder determinar la tendencia que presenta el agua para precipitar específicamente el carbonato de calcio. Las ecuaciones para calcular el índice son mostradas a continuación: [10]

- Ecuación del índice de saturación según Langelier.

$$LSI = pH - pH_S \quad (1.3)$$

- Ecuación del índice de saturación según Ryznar.

$$LRSI = 2pH_S - pH \quad (1.4)$$

De donde;

Tabla 1.3 Simbologías (Apolo S. & Suarez D., 2018)

pH	pH de la muestra.
pH _S	pH de saturación o aquel pH tal que en el agua se obtenga el equilibrio carbónico-cálcico.

El índice de Langelier puede ser entendido como la diferencia de Ph que se necesita a fin de lograr el equilibrio del agua, por tanto, es la resta del pH real

del agua con el pHs de saturación que aquella debe conseguir a fin de que, sin que varíe su composición, pueda lograr llegar al punto de equilibrio. [11]

En base al valor que se obtenga en el cálculo de LSI se puede establecer el estado de las precipitaciones:

Tabla 1.4 Rangos de validez para el modelo de Langelier (Cindy, 2010)

LSI < 0	Sin potencial para provocar incrustaciones, el agua disuelve el CaCO ₃
LSI > 0	Es posible que se puedan formar incrustaciones, y del CaCO ₃ podría darse su precipitación.
LSI aproximado a cero	Se encuentra en equilibrio el sistema.

Dentro de las restricciones del modelo de Langelier están: Dicho modelo tiene validez a una temperatura invariable, sistemas donde la salinidad se presenta con moderación y para pH>9 en que pHCO₃ es igual a p Alcalinidad. [11]

Si se desea aplicar la ecuación de Langelier en un pozo que produce petróleo, al necesitar investigar el estado de fondo se requeriría hallar el pH a dicha condición, lo cual es riguroso y asocia costos muy significativos. En la práctica se preferiría usar el pH perteneciente a condiciones del cabezal y obtener el índice de saturación a tal condición, pero se podría caer en el error de subestimar el potencial incrustante del agua, debido a que al trabajar únicamente con la relación dependiente de la solubilidad del carbonato de calcio con la temperatura, el punto de mayor criticidad para la precipitación de carbonato de calcio es al fondo del pozo, puesto que este punto presenta mayor valor de temperatura a lo largo del sistema. [11]

El índice de estabilidad desarrollado por Ryznar mide la correlación entre el establecimiento de incrustaciones y la condición de saturación de carbonato de calcio. Además de mostrar la tendencia incrustante, también logra obtener un estimado semi-cuantitativo del número de incrustaciones que se darán. Esta relación obtenida a base de experimentos indica que la cantidad de sólido o sedimento que se formaría es inversamente proporcional al índice. [11]

Tabla 1.5 Rangos de validez para el modelo de Ryznar (Cindy, 2010)

RSI << 6	Se tiende a aumentar la incrustación conforme el índice disminuye.
LSI > >7	El hecho de formarse carbonato de calcio podría no llevar a que se forme una lámina con resistencia a corroerse.
LSI >> 8	Se presentan problemas de corrosión.

El modelo de Ryznar al ser usado en pozos petroleros, se debe considerar que los cálculos acarrean errores innatos, por lo cual se recomienda interpretar cuidadosamente los mismos. [11]

Ecuación para la determinación del potencial de depositación del agua de formación para el campo Pata:

$$PTB @ P, T = \frac{[Ca^{2+}]@ P, T}{2.85} \quad (1.5)$$

El pH de saturación es calculado mediante la ecuación que se presenta a continuación:

$$pH_s = (9.3 + A + B) - (C + D) \quad (1.6)$$

Para la anterior ecuación los términos A, B y C son hallados de la siguiente manera:

$$A = \frac{\text{Log}(STD)-1}{10} \quad (1.7)$$

$$B = (-13.12 * \text{Log}(^{\circ}\text{C} + 273.15)) + 34.55 \quad (1.8)$$

$$C = (\text{Log}(Dureza Cálctica)) - 0.4 \quad (1.9)$$

Donde;

Tabla 1.6 Simbologías: (Apolo S. & Suarez D., 2019)

STD	Totales Sólidos Dispersos en ppm.
T	Temperatura, °C
Dureza Cálctica	Como CaCO ₃ , en ppm.
Alcalinidad	Como CaCO ₃ , en ppm.

1.4.10.1 Cálculo de los índices de saturación tomando en cuenta factores termodinámicos

J. E. Oddo y M. B. Thomson desarrollaron sus modelos matemáticos para calcular los índices de saturación considerando su dependencia de la fuerza iónica, presión y la temperatura. Las ecuaciones que ellos obtuvieron se muestran a continuación: [10]

- Relación matemática para obtener el logaritmo de la constante compleja de disolución o solubilidad.

$$\text{LogKst} = 1.86 + 4.5 \times 10^{-3} - 1.2 \times 10^{-6} T^2 + 10.7 \times 10^{-5} p - 2.38 Si^{0.5} + 0.58 Si - 1.3 \times 10^{-3} - Si^{0.5} T \quad (1.10)$$

- Cálculo del índice de saturación considerando presencia de fase gaseosa:

$$Is = \log \left[\frac{(Ca^{2+})(HCO_3^-)^2}{p y_g^{CO_2} f_g^{CO_2}} \right] + 5.85 + 15.19 \times 10^{-3} T - 1.64 \times 10^{-6} T^2 + 5.27 \times 10^{-5} p - 3.334 Si^{0.5} + 1.431 Si \quad (1.11)$$

- Cálculo del pH considerando presencia de fase gaseosa:

$$pH = \log \left[\frac{(HCO_3^-)}{p y_g^{CO_2} f_g^{CO_2}} \right] + 8.60 + 5.31 \times 10^{-3} T - 2.253 \times 10^{-6} T^2 - 2.237 \times 10^{-5} p - 0.990 Si^{0.5} + 0.685 Si \quad (1.12)$$

$$f_g^{CO_2} = \exp \left[p \left(2.84 \times 10^{-4} - \frac{0.255}{T+460} \right) \right] \quad (1.13)$$

$$y_g^{CO_2} = y_t^{CO_2} / \left[1.0 + \frac{p f_g^{CO_2} (5.0 \text{ BWPD} + 10.0 \text{ BOPD}) \times 10^{-5}}{MM_{scf}(T+460)} \right] \quad (1.14)$$

- Relación matemática para el cálculo del sulfato libre:

$$[SO_4^{2-}] = \frac{-\{1 + K_{st} * \sum(C_m - C_{SO_4})\} + \left\{ [1 + K_{st} * \sum(C_m - C_{SO_4})]^2 + 4K_{st} * C_{SO_4} \right\}^{0.5}}{2K_{st}} \quad (1.15)$$

- Relación matemática para obtener el magnesio libre:

$$[Mg^{2+}] = \frac{C_{Mg}}{1 + K_{st}[SO_4^{2-}]} \quad (1.16)$$

- Relación matemática para obtener el calcio libre.

$$[Ca^{2+}] = \frac{C_{Ca}}{1 + K_{st}[SO_4^{2-}]} \quad (1.17)$$

- Relación matemática para obtener el estroncio libre:

$$[Sr^{2+}] = \frac{C_{Sr}}{1 + K_{st}[SO_4^{2-}]} \quad (1.18)$$

- Relación matemática para obtener el bario libre:

$$[Ba^{2+}] = \frac{C_{Ba}}{1 + K_{st}[SO_4^{2-}]} \quad (1.19)$$

- Relación matemática para obtener la fuerza iónica

$$S_I = \frac{1}{2} * \sum C(i) * [Z(i)]^2 \quad (1.20)$$

Donde;

Tabla 1.7 Simbologías (Apolo S. & Suárez D., 2019)

Is	Índice de saturación, parámetro adimensional.
Kst	Constante de complejidad de solubilidad, (Molaridad, M^{-1}).
Me	Metal, { } expresa acción molar, [] expresa concentración molar, (Molaridad, M)
P	Presión, m/Lt^2 , psi.
Si o S	Fuerza iónica, (Molaridad, M)
T	Temperatura, °F.
Cm	$C_{Ca} + C_{Mg} + C_{Sr} + C_{Ba}$, (Molaridad, M)
Z	Carga iónica de cada especie.

El modelo de Oddo Thomson tiene validez dentro de las siguientes condiciones: [11]

Tabla 1.8 Rangos de validez para el modelo de Oddo – Thomson (Cindy, 2010)

Factor	Rango de validez
Fuerza iónica molar	0 - 4.0
Presión	0-20000 psig
Temperatura	32 a 392 °F

El modelo de Langelier que considera un escenario termodinámico ideal, contrasta en ello con el de Oddo-Tomson, puesto que identifican el desvío del valor unitario del coeficiente de actividad. El hecho de que dependa de los cambios de fuerza iónica, presión y temperatura hace esto posible. Tiempo después del cálculo de estas variables, su investigación fue enfocada en cómo precipitan los sulfatos con respecto a varios iones disueltos en agua; logrando las expresiones matemáticas para calcular los índices de saturación con el yeso, anhidrita, hemidrato, celestita y barita. [11]

- Ecuación para hallar el índice de saturación para el yeso

$$\begin{aligned} CaSO_4 = \text{Log } 10 \{ [Ca^{2+}][SO_4^{2-}] \} + 3.47 + 1.8 \times 10^{-3} T + 2.5 \times 10^{-6} T^2 \\ - 5.9 \times 10^{-5} p - 1.13 S^{\frac{1}{2}} + 0.37 Si - 2.0 \times 10^{-3} S^{\frac{1}{2}} T \end{aligned} \quad (1.21)$$

- Ecuación para hallar el índice de saturación para la anhidrita.

$$\begin{aligned} CaSO_4 = \text{Log } 10 \{ [Ca^{2+}][SO_4^{2-}] \} + 4.04 + 1.9 \times 10^{-3} T + 11.9 \times 10^{-6} T^2 \\ - 6.9 \times 10^{-5} p - 1.66 S^{\frac{1}{2}} + 0.49 Si - 0.66 \times 10^{-3} S^{\frac{1}{2}} T \end{aligned} \quad (1.22)$$

- Ecuación para hallar el índice de saturación para el hemidrato.

$$\begin{aligned} CaSO_4 = \text{Log } 10 \{ [Ca^{2+}][SO_4^{2-}] \} + 2.52 + 9.98 \times 10^{-3} T + 0.97 \times 10^{-6} T^2 \\ - 3.07 \times 10^{-5} p - 1.09 S^{\frac{1}{2}} + 0.50 Si - 3.3 \times 10^{-3} S^{\frac{1}{2}} T \end{aligned} \quad (1.23)$$

- Ecuación para hallar el índice de saturación para la celestita.

$$\begin{aligned} SrSO_4 = \text{Log } 10 \{ [Ca^{2+}][SO_4^{2-}] \} + 4.04 + 1.9 \times 10^{-3} T + 11.9 \times 10^{-6} T^2 \\ - 6.9 \times 10^{-5} p - 1.66 S^{\frac{1}{2}} + 0.49 Si - 0.66 \times 10^{-3} S^{\frac{1}{2}} T \end{aligned} \quad (1.24)$$

- Ecuación para hallar el índice de saturación para la barita

$$\begin{aligned} BaSO_4 = \text{Log } 10 \{ [Ba^{2+}][SO_4^{2-}] \} + 10.03 + 4.8 \times 10^{-3} T + 11.4 \times 10^{-6} T^2 \\ - 4.8 \times 10^{-5} p - 2.62 S^{\frac{1}{2}} + 0.89 Si - 2.0 \times 10^{-3} S^{\frac{1}{2}} T \end{aligned} \quad (1.25)$$

1.4.11 Índice de taponamiento del agua de formación

El índice de taponamiento es otro factor preponderante a fin de analizar la calidad del agua de formación. El cálculo de este índice es un proceso destinado a la estimación del nivel de bloqueo o “ensuciamiento” que ocurre en las membranas, lo cual se debe a que estas se contaminan con partículas coloidales, que por lo general consisten de hierro, bacterias y arcillas. Productos químicos como el cloruro férrico, poli electrolitos catiónicos o sulfato de aluminio podrían provocar taponamiento coloidal. Método muy aceptado en la industria debido a que primordialmente calcula la concentración coloidal. [12]

El procedimiento de cálculo del índice de taponamiento establece la caída de flujo por medio de una membrana de 47 mm de diámetro y con un tamaño de poro de 0.45 μm . Aquellas dimensiones de poro presentan las condiciones para ser obstruidas por materia de característica coloidal. La reducción en el flujo de agua se representa entre 1 a 100 unidades. Una breve obstrucción muestra condiciones altas de contaminación coloidal entonces el RPI (Índice de taponamiento) obtiene un relativo valor alto comparándolo con el obtenido con agua que presenta baja tendencia de bloqueo. [12]

Para el cálculo del índice de taponamiento se realiza un ensayo de laboratorio de filtrado con una membrana de micro celulosa en un filtro prensa de alta presión (30psi). El ensayo consiste en inicialmente filtrar 250ml de agua y se mide el tiempo que demora en filtrarse, y así se lleva varias filtraciones de agua a través de la membrana, aumentando gradualmente el volumen de agua entre cada filtrado a una razón de 250 mL y simultáneamente midiendo el tiempo que demora en filtrarse. Se repite el filtrado las veces que sean necesarias para tener una buena tendencia en la gráfica semi-logarítmica que se construye posteriormente con los datos obtenidos.

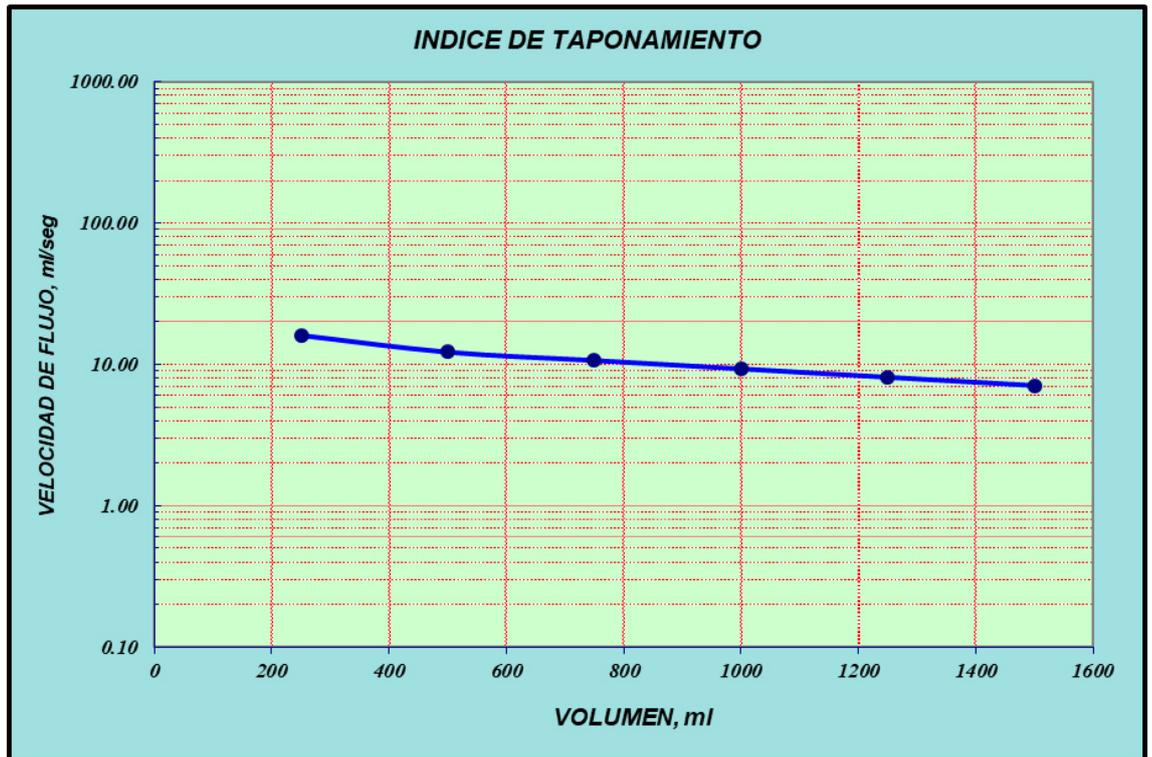


Figura 1.6 Gráfico de velocidad de flujos vs volumen de agua insertada en el filtro de membrana (PETROAMAZONAS EP, 2019)

La variación de volumen dV será constante y de 250mL. El tiempo registrado en cada filtrado viene siendo la variación de tiempo (dT). Por cada filtrado realizado se deberá ir registrando su respectivo volumen (V). La velocidad de flujo para cada dato tomado es la variación de volumen por la variación de tiempo de cada filtrado llevado a cabo (dV/dt). Si se realizan “n” filtrados se obtendrán “n” datos tabulados. Se realiza una gráfica semilogarítmica de velocidad vs volumen de agua, similar a la mostrada en la Figura 1.7

Se linealiza la gráfica de velocidad de flujo vs volumen, se toman dos puntos (x,y) pertenecientes a la gráfica. El punto A de coordenadas (V_a, Q_a) y el punto B (V_b, Q_b). Entonces se calculan los sólidos totales insolubles (MTSN):

$$MTSN = \frac{2500 \cdot \text{Log}(Q_a/Q_b)}{V_a - V_b} \quad (1.26)$$

Para la segunda parte del ensayo, a la membrana de micro celulosa se la trata como un sólido, es decir en un filtro de laboratorio se humedece con diferentes líquidos. Se rocía la membrana con JP1 (xileno), luego se procede a secar y posteriormente se registra su peso. Luego se humedece con ácido acético y finalmente con ácido clorhídrico, estrictamente en ese orden. Luego de cada lavada también se debe secar y pesar la membrana. La diferencia de los pesos registrados respectivamente determinan: La cantidad de aceites, la diferencia de los carbonatos, los sulfuros y los insolubles en HCl (finos de formación).

Al llevar a cabo el procedimiento descrito, se obtienen factores tales como peso de membrana (W_m), peso de membrana + crudo + sólidos (W_t), peso de la membrana después de lavado con xileno (W_x), peso de membrana después de lavado con ácido acético (W_{aa}), peso de membrana después de lavado con ácido clorhídrico (W_{ac}) y el volumen de la muestra (V_m). Todos a excepción de este último son medidos en gramos, el volumen de la muestra es medido en mililitros.

Se procede a realizar los siguientes cálculos:

Tabla 1.9 Ecuaciones para cálculos a partir de los sedimentos resultantes en el filtro de membrana durante la segunda parte del ensayo (PETROAMAZONAS EP, 2019)

Parámetro	Fórmula
Aceite	$\frac{W_t - W_x}{V_f} \times 10^6$ (1.27)
Carbonatos	$\frac{W_x - W_{aa}}{V_f} \times 10^6$ (1.28)
Sulfuros	$\frac{W_{aa} - W_{ac}}{V_f} \times 10^6$ (1.29)
Insolubles en HCL	$\frac{W_{ac} - W_m}{V_f} \times 10^6$ (1.30)
TSS	$\Sigma(\text{Parámetros de la presente tabla})$ (1.31)

Finalmente, el índice de taponamiento relativo (RPI) se calculará de la siguiente manera:

$$RPI = TSS - MTSN \quad (1.32)$$

Donde,

TSS= Sólidos totales solubles.

MTSN=Sólidos totales insolubles

El criterio del índice de taponamiento relativo para evaluar la calidad del agua para reinyectar se resume en la siguiente tabla:

Tabla 1.10 Criterio de calidad del agua para reinyectar según el RPI (Cindy, 2010)

Rango de RPI	Criterio
RPI≤3	Excelente para reinyectar
3<RPI≤10	Buena para reinyectar
10<RPI≤15	Cuestionable
RPI>15	Calidad pobre

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGÍA

El presente análisis es de tipo descriptivo debido a que se basa en las propiedades petrofísicas y geológicas de la formación, proyecciones, producción de fluidos, condiciones de los pozos a ser transformados en reinyectores, además del desarrollo de ingeniería del sistema de reinyección que faculte aumentar la capacidad en la central de proceso.

Para elaborar este trabajo, se necesitará de información recopilada, siendo esta indispensable para poder estudiar las características petrofísicas del campo de estudio.

Se obtendrá un proceso que describa el comportamiento y propiedades del yacimiento. Después de obtener la información requerida se procede a proponer en el proyecto un esquema para el sistema de reinyección, resultando la determinación de pozos reinyectores que deben ser implementados en el campo, con la finalidad de rehabilitar el sistema de reinyección.



Figura 2.1 Esquema de metodología (Apolo S. & Suárez D., 2019)

2.1 Tipo de investigación

El presente estudio se realiza con tipo de carácter descriptivo, investigativo de forma bibliográfica y de campo.

2.1.1 Investigación descriptiva

Es descriptivo debido a que se desarrolla un análisis que administra la condición de la variable, es decir el estado actual del sistema de reinyección de agua.

2.1.2 Investigación de campo

Esta investigación se desarrolló en el activo Palo Azul en el Oriente ecuatoriano, se analizó la fuente de información de los pozos existentes en el campo Pata. Los resultados facilitarán la toma de decisiones.

En el activo Palo Azul se encuentra el campo Pata, la muestra representa a pozos productores y pozos cerrados que pueden ser transformados en reinyectores de agua de formación en arenas que no son productoras o que se encuentran con baja rentabilidad, como el caso de la arena Tiyuyacu; sin embargo, para determinar una buena propuesta se hace uso del análisis de mapas de la zona, registros petrofísicos, análisis PVT, historiales de producción.

2.2 Referencias bibliográficas

La información dada en esta investigación, se encuentra detallada en el marco teórico. La documentación fue obtenida de fuentes como páginas web, libros, tesis, material de empresas proporcionado por Petroamazonas EP. Los resultados se puntualizan de forma comparativa y ordenada.

Se busca temas acerca de propiedades de un yacimiento, análisis de registros, reinyección de agua.

2.3 Recolección de datos del campo Pata

La data requerida para el respectivo análisis incluye información referente a los pozos del campo Pata, la información proporcionada por la empresa Petroamazonas EP incluye: datos de producción, datos petrofísicos de la arena que receptorá el agua de formación, registros eléctricos, estado mecánico del yacimiento.

2.4 Análisis preliminar

Para el planteamiento de la propuesta de seleccionar pozos candidatos a re-inyectores, deberá ser necesario conocer las características y comportamiento del yacimiento; para aquello se dividirá en tres etapas de actividades: caracterización del reservorio, determinación del estado mecánico de los pozos, análisis del comportamiento de producción y presión de cada pozo.

2.4.1 Caracterización del yacimiento

Con la ayuda de la información obtenida, se puede elaborar la columna estratigráfica, se define topes y bases de los diversos estratos, además se define los límites y contactos de producción. Se correlaciona datos de análisis de núcleo con perfiles eléctricos, para realizar la respectiva evaluación petrofísica.

2.4.2 Determinación del estado mecánico de los pozos

Análisis del historial de producción, del modelo de completación y zonas que han sido disparadas. Para conocer cuáles son las zonas productoras, zonas que se encuentran saturadas con agua, y reconocer que pozos se encuentran activos e inactivos, además de definir problemas recurrentes en el yacimiento.

2.4.3 Análisis del comportamiento de producción y presión para cada pozo

Caracterización de las propiedades de fluido, predicción del comportamiento del yacimiento y cálculo reservas remanentes. Esto se debe realizar para comprender el estado, comportamiento y mecanismo de producción de cada pozo.

2.5 Determinar pozos candidatos a re-inyectores

Se inicializa con dos clases importantes: Pozos activos y pozos inactivos.

Definiendo un pozo inactivo es aquel que se encuentra fuera de funcionamiento de forma permanente; es decir ha parado su producción, por el producto de daños

mecánicos o por tener una baja producción dejando de ser económicamente rentable.

Para la selección de posibles pozos candidatos a ser re-inyectores se hará uso de un índice de heterogeneidad, que nos muestra el estado actual de producción, comparando con la producción promedio de todo el campo.

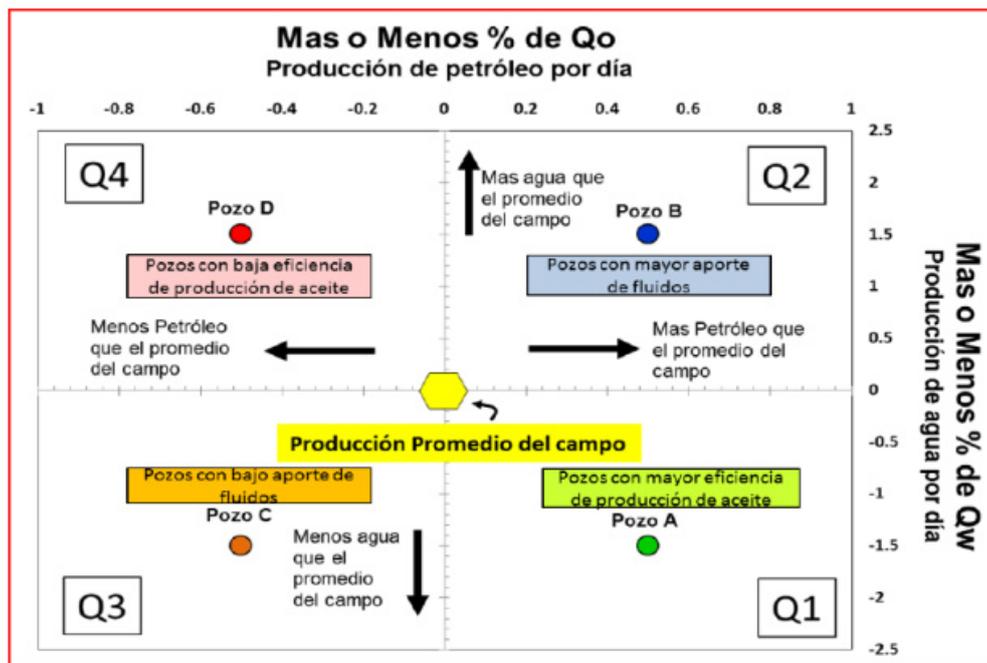


Figura 2.2 Índice de heterogeneidad (Irua, 2017)

Después de haber aplicado el criterio del índice de heterogeneidad, los pozos pertenecientes al campo se subdividirán en 4 grupos.

Para el caso de los pozos inactivos, se tomará en cuenta aquellos pozos que se encuentren en los cuadrantes Q3 y Q4. El cuadrante Q4 corresponde a aquellos que antes de su cierre tenían una producción de petróleo por debajo del promedio de todo el campo y una producción de agua por encima del promedio o el cuadrante Q3 los pozos que tienen una producción baja de fluidos.

En los pozos que se encuentran activos, se tomarán en cuenta aquellos pozos que se encuentren en el cuadrante Q2. El cuadrante Q2 corresponde a pozos con alto aporte de fluidos.

Una vez definido cada pozo en su respectivo cuadrante se procede a dar un orden para posteriormente ser estudiados.

2.6 Consideraciones de la reinyección de agua

2.6.1 Análisis teórico de la reinyección de agua

Esta técnica es usada para dar una solución al volumen agua producida con el petróleo, generado al salir del pozo, por lo general este volumen de agua no se lo puede mantener en superficie por largos periodos de tiempo, ni desechar al ecosistema, puesto que contiene contenidos altos de contaminantes.

2.6.2 Pozos re-inyectores de agua de formación

Para la elección de un pozo re-inyector se selecciona aquellos que no son económicamente rentables o que han sido abandonados.

Para determinar si el pozo es candidato a ser re-inyector se aplican técnicas conocidas como “pruebas de inyectividad”, que tiene como objetivo bombear a diversas ratas de agua puede ser dulce o salada en la arena que se desee inyectar a presiones determinadas de superficie; así se tendrá como resultado el nivel de aceptación que tiene la arena ante el agua.

2.6.3 Caracterización de la arena receptora

Para ello se debe tener en cuenta las características básicas de la formación receptora, como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, composición de la roca y resistividad.

CAPÍTULO 3

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Análisis preliminar

3.1.1 Caracterización del yacimiento

El campo Pata se encuentra en el Activo Palo Azul- Bloque 18, cuenta con una estación TPF y 9 pozos completados. En la actualidad, dos de ellos el pozo PATA-004 y PATA-006 producen de la arena Basal Tena y el pozo PATC-008 produce de la arena Napo "U". Los otros pozos están cerrados por tener una baja producción.

**Tabla 3.1 Categoría de pozos del Campo "Pata"
(Apolo S. & Suárez D., 2018)**

Pozos activos	3
Pozos inactivos	6
Pozos abandonados	0
Pozos re-inyectores	0

El pozo PATC-008 y PATA -004 producen por bombeo hidráulico, el método de levantamiento artificial del pozo PATA -006 corresponde a bombeo electro sumergible.

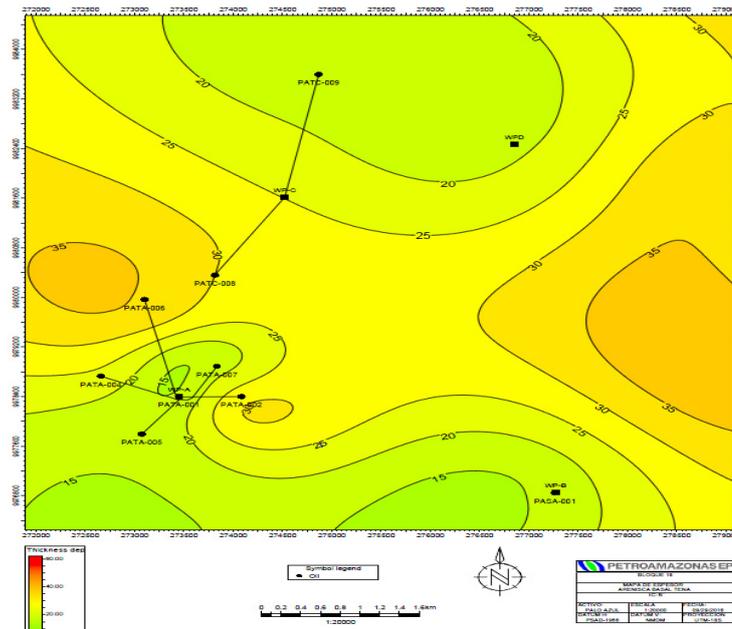


Figura 3.1 Mapa de ubicación de los pozos de campo Pata (PETROAMAZONAS EP, 2018)

Tabla 3.2: Reporte de Producción del Campo Pata del día 01 de enero del 2019 (Apolo S. & Suárez D., 2018)

Pad	Pozo	P. CASING	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GOR
Pata A	PATA-004 BT	29	105.40	104.98	0.42	5.04	48
Pata C	PATA-006BT	130	381.50	179.31	202.20	8.99	50
Pata Sur Este	PATA-008U	85	88.0	87.12	0.88	4.27	49
Total			574.90	371.41	203.50		49

3.1.2 Espesores de arena

Con ayuda de los registros de pozos se ha procedido a determinar los topes y bases de cada estrato, enfocándose en estratos que se encuentren por encima de los 7000'. En la figura mostrada a continuación se detallan todos los pozos que han sido perforados.

Topes de Arenas

Tabla 3.3 Información para cortes estratigráficos del campo Pata (Apolo S. & Suárez D., 2018)

Formación		Orteguaza	Tiyuyacu	Tena
PATA-001	MD (ft)	5628,00	6111,00	7457,00
	TVD (ft)	-4545,00	-5028,00	-6374,00
PATA-002	MD (ft)	6250,00	6778,00	8088,00
	TVD (ft)	-4538,31	-5066,31	-6376,31
PATA-003	MD (ft)	5547,00	6060,00	7445,00
	TVD (ft)	-4519,59	-5032,58	-6417,44
PATA-004	MD (ft)		6383,00	7757,00
	TVD (ft)		-5050,65	-6342,40
PATA-005	MD (ft)	5845,00	6422,00	7789,00
	TVD (ft)	-4538,87	-5081,40	-6368,94
PATA-006	MD (ft)	6542,00	7179,00	8799,00
	TVD (ft)	-4534,76	-5052,69	-6361,44
PATA-007	MD (ft)	5723,00	6214,00	7715,00
	TVD (ft)	-4553,26	-5007,69	-6376,45

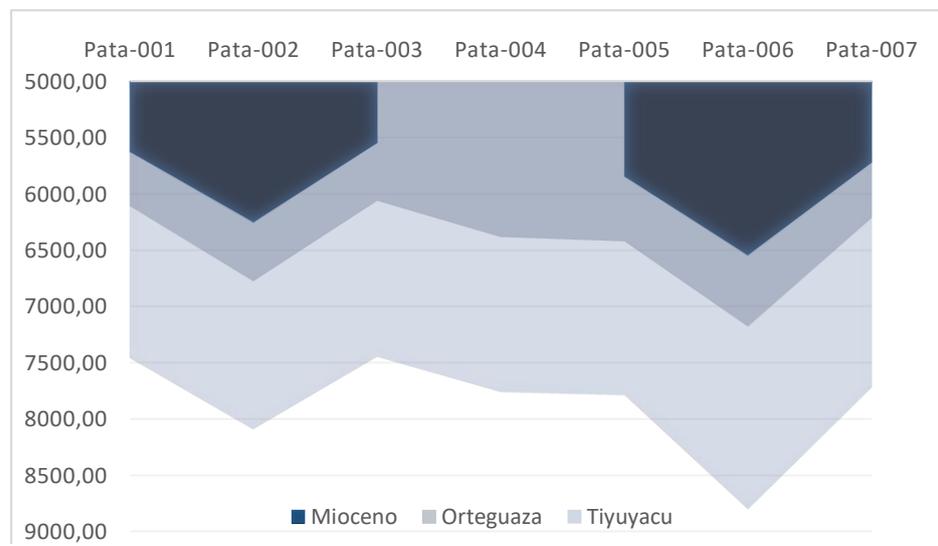


Figura 3.2 Corte estratigráfico del campo Pata (Suárez D. & Apolo S., 2018)

3.1.3 Determinación de pozos a ser estudiados

En la tabla 3.4 se determina si los pozos pueden ser candidatos a re-inyectores.

**Tabla 3.4 Determinación de pozos candidatos a re-inyectores
[Suárez D. & Apolo S., 2018]**

Pozo	Posible candidato	Justificación
PATA-001	No	Sin información de las propiedades de la arena receptora
PATA-002	No	No se cuenta con la información de las propiedades de la arena receptora
PATA-003	No	No cuenta con líneas de flujo
PATA-004	No	Es pozo productor activo y si se convierte en re-inyector la producción del campo disminuiría
PATA-005	No	No se cuenta con la información de las propiedades de la arena receptora
PATA-006	No	Es pozo productor activo y al convertirse en re-inyector la producción del campo disminuiría
PATA-007	Si	Era reinyector pero por problemas tuvo que ser cerrado. Cuenta con todas las facilidades del sistema de reinyección y con su respectiva completación de fondo.
PATC-008	No	Es pozo productor activo que presenta una considerable declinación, pero no puede ser candidato debido a que se encuentra a una distancia de 5 km de la estación TPF y no cuenta con líneas de flujo que lo interconecten con la estación TPF.
PATA-009	No	No cuenta con línea de producción, se encuentra a 6 km de la estación TPF.

De la Formación Tiyuyacu existe información disponible sobre propiedades de yacimiento-pozo para el pozo PATA-007. En el resto de Pozos únicamente se posee información de las formaciones por debajo de los 7000'. Por lo tanto, nos enfocaremos en rehabilitar el pozo PATA -007, en determinar las posibles causas del taponamiento de la arena Tiyuyacu para sugerir un plan de rehabilitación del sistema. El volumen de agua a ser reinyectado será el generado por el Pozo PATA-004 y PATA-006 que se encuentran cerca a la estación ZPF y cuentan con líneas de producción.

3.2 Estado actual del Pozo PATA-007

3.2.1 Comportamiento de reinyección

A continuación, se muestra el historial de reinyección en el pozo PATA-007, datos considerados desde el 8 de junio del 2015 hasta el 9 de marzo del 2016.

**Tabla 3.5 Historial de reinyección del pozo PATA – 007
(PETROAMAZONAS EP, 2018)**

FECHA	INYECCION DE AGUA (BAPD)	PRESION DE INYECCION (PSI)	INYECCION DE AGUA ACUM (MBA)	PPM OIL	Temp.	PPM Solidos	PPB Oxig.
09/06/2015	334,2	900	668,5	18	130	59	60
09/07/2015	341,52	900	9.198,9	20	104	25	60
09/08/2015	302,62	812	19.474,9	38	110	37	60
09/09/2015	315,95	820	28.127,3	23	98	33	60
09/10/2015	270,89	820	37.066,7	23	100	33	60
09/11/2015	273,54	900	45.506,5	30	100	36	40
09/12/2015	232,03	915	52.631,6	41	101	97	40
09/01/2016	250,31	915	60.249,0	41	99,8	97	40
09/02/2016	76,42	915	65.068,3	18	98	20	0

09/03/2016	84,25	915	67.431,4	51	99	22	
10/03/2016	53,93	915	67.485,3	19	99	40	

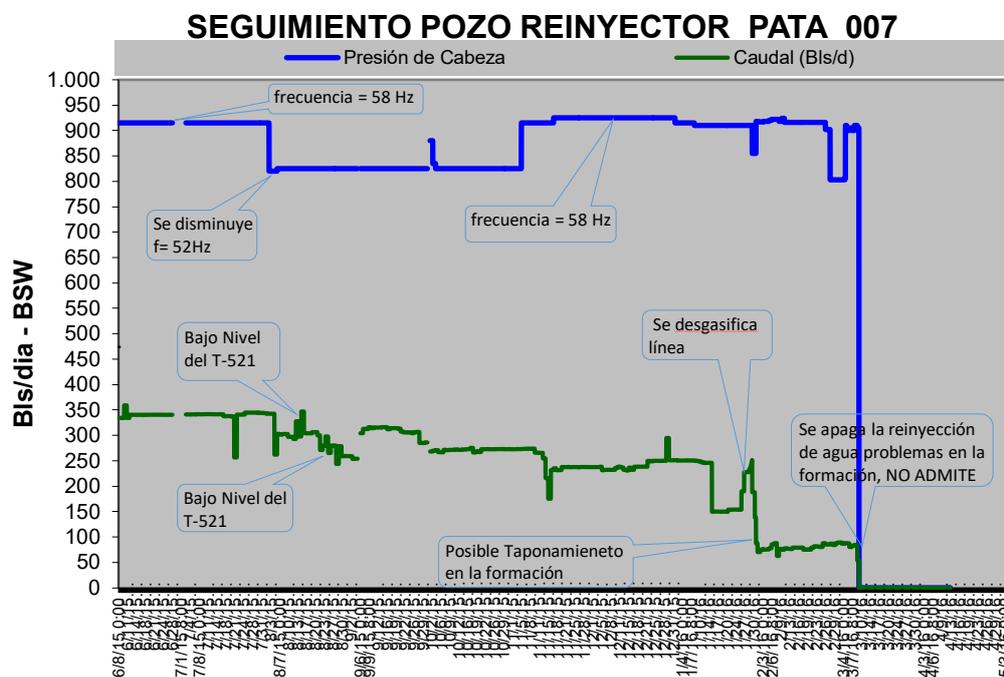


Figura 3.3 Historial de reinyección en el pozo PATA-007 (PETROAMAZONAS EP, 2018)

En la gráfica se puede observar que en el pozo PATA-007 reinyectaba inicialmente con un caudal promedio de 342.51 BAPD. El 31 de enero del 2016 se identifica el posible taponamiento de la formación, debido a que en el pozo previamente, se reinyectaba en promedio 138 BAPD y para la fecha mencionada se redujo drásticamente a 87.57 BAPD, probablemente por problemas de admisión.

Finalmente, el día 9 de marzo del 2016 se procede a detener la reinyección cerrando el pozo debido a que la formación no admitía más de 53.93 BAPD. La fecha de cierre es un dato que posteriormente adquirió una considerable importancia.

3.3 Historial de intervenciones del pozo

Se procedió a revisar únicamente el historial de intervenciones del pozo PATA-007 debido a que ha sido seleccionado como el único pozo candidato del campo.

**Tabla 3.6 Historial de intervenciones en el pozo PATA-007
(Apolo S. & Suárez D., 2018)**

Evento	Fecha	Tipo	Descripción	Detalles
CNV, PRODUCTOR A INYECTOR	4/1/2013	Estimación de costos y autorización para inversión.		
	5/1/2013	Operaciones diarias.	Movimiento del RIG.	
	5/1/2013	Operaciones diarias.	Cont. Movimiento del RIG.	
	7/1/2013	Registros	Registro de cementación y corrosión.	
	7/1/2013	Operaciones diarias.	Bajando BHA de limpieza	
	8/1/2013	Equipamiento de pozo.	Tapón CIBP 7".	
	8/1/2013	Operaciones diarias.	Registro de cemento y corrosión	
	5/9/2013	Perforación	Disparo para cementación forzada.	
	9/1/2013	Cementación	Reparar cementación primaria.	
	9/1/2013	Perforación	Disparo para cementación forzada.	
	9/1/2013	Cementación	Reparar cementación primaria.	
	9/1/2013	Operaciones diarias.	Asentando CIBP para cementación forzada.	
	10/1/2013	Operaciones diarias.	Cementación forzada.	
	11/1/2013	Operaciones diarias.	Fresar ret. cemento y CIBP.	
	12/1/2013	Operaciones diarias.	Realizar viaje de limpieza.	
	12/1/2013	Registros.	Registro de cemento.	
	13/1/2013	Perforación.	Disparo con TCP 4-1/2"	
	13/1/2013	Operaciones diarias.	Registro de cemento/cañones TCP.	
	14/1/2013	Operaciones diarias.	Bajar cañones TCP.	
15/1/2013	Operaciones diarias.	Disparar cañones TCP/sacar d.pipe 1x1		

	16/1/2013	Equipamiento de pozo.	Completación de inyección con packer.	
	16/1/2013	Operaciones diarias.	Bajar completación con packer.	
	17/1/2013	Operaciones diarias.	Bajar completación con packer.	
	17/1/2013	Cabezal de pozo.	Instalar cabezal del pozo.	
RLO. (22/1/2013)	22/1/2013	Operaciones diarias.	Prueba de admisión a Tiyuyacu.	Prueba de admisión desde 500 @ 3200 PSI cada 10 min. Caudal Máximo 16 BPM.
RLO. SLICKLINE OPERATIONS (15/1/2016)	16/1/2016	Operaciones diarias.	Toma de muestras de fondo para análisis.	Slick Line baja a sacar muestra de fondo a 8960 ft.
RLO. SLICKLINE OPERATIONS (30/1/2017)	31/1/2013	Operaciones diarias.	Calibración y recuperación de muestras de fondo.	En cabezal se evidencia presencia de hidrocarburos viscosos.
RLO. SLICKLINE OPERATIONS (17/4/2018)	17/4/2018	Operaciones diarias.	Calibración de pozo.	Guaya fina (Slick line) baja hasta una profundidad de 8980' MD, profundidad de asentamiento tapón CIBP 9000' MD. 20' aprox. de sedimento. En cabezal se evidencia presencia de hidrocarburos viscosos.

El pozo PATA-007 se encuentra cerrado desde el día 9 de Marzo del 2016, y la última calibración que se le realizó fue luego del cierre del pozo, por lo que dicha prueba nos proporciona información actualizada del pozo acerca de presencia de sedimentos en el fondo del pozo. Según el informe de dicha intervención se identificó 20' aproximados de sedimentos en el pozo, medidos desde los 8980' hasta 9000' MD.

3.4 Configuración mecánica del pozo

Se procedió a revisar únicamente la configuración mecánica del mencionado pozo PATA-007, puesto que previamente fue seleccionado como el único pozo candidato para ser convertido en reinyector.

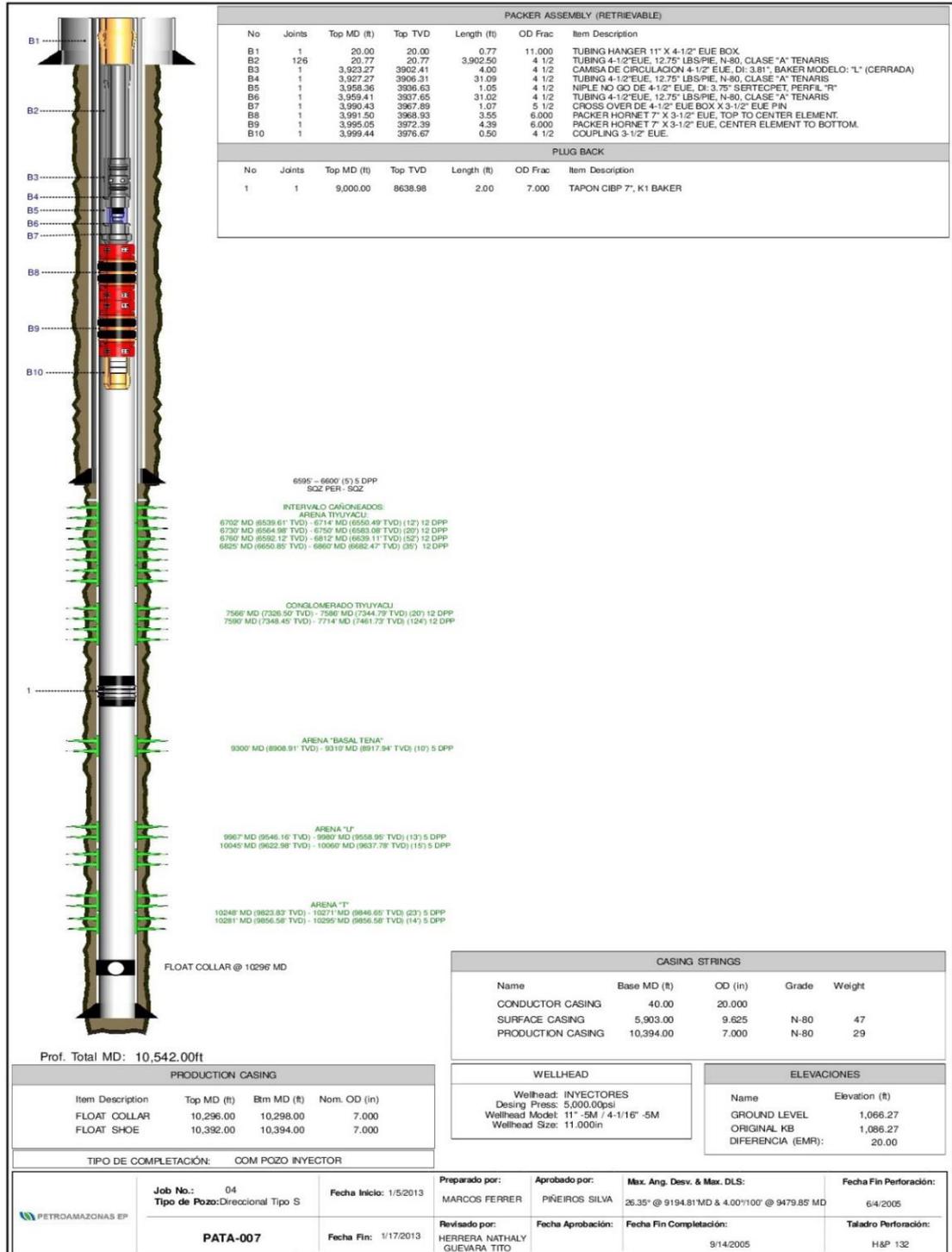


Figura 3.4 Diagrama mecánico actualizado del pozo PATA-07 (Petroamazonas EP, 2013)

El pozo PATA-007 es un pozo direccional tipo “S”. Cuya completación de fondo es de tipo completación de inyección con packer. La formación Tiyuyacu y el conglomerado Tiyuyacu cuentan con 4 intervalos cañoneados y 2 intervalos de cañoneo respectivamente con una densidad de cañoneo de 12 DPP.

3.5 Análisis de existencia de sedimentos en la formación Tiyuyacu

En la revisión del historial de intervenciones se pudo conocer que durante la última calibración realizada al pozo PATA-007, se reportó la existencia de 20' aproximados de sedimento en el fondo del pozo. Datos que como se aseveró en el ítem anterior representan las condiciones actuales del referido pozo, el cual se encuentra cerrado. Por tanto, se procedió a investigar si estos sólidos se encuentran en la sección de la formación Tiyuyacu.

Se procedió a ubicar las profundidades a las que se encuentran los sedimentos en el fondo del pozo, para compararlos con las profundidades de la Formación Tiyuyacu.

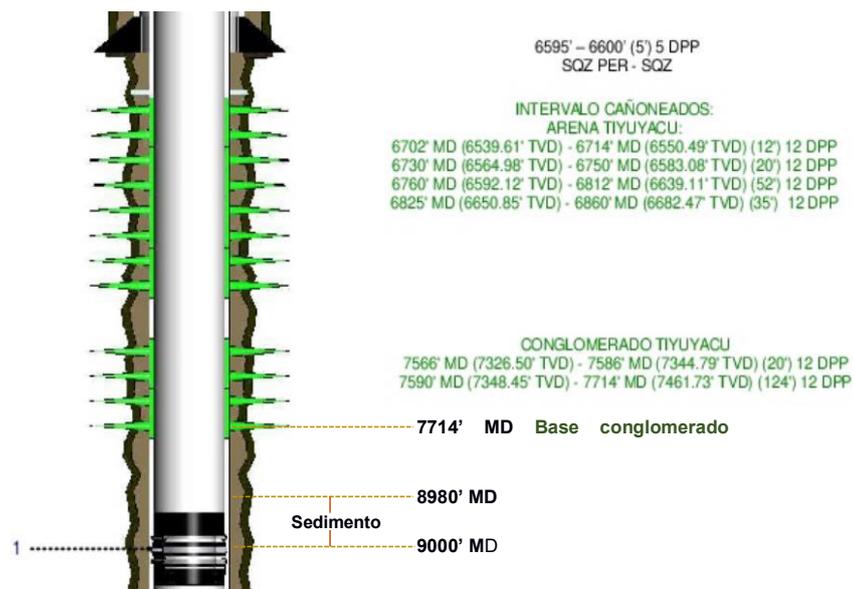


Figura 3.5 Ilustración sin escala de la ubicación de la sección de sedimentos de fondo del pozo PATA-007 (Apolo S. & Suárez D., 2018)

A través, de la figura 3.5, se puede constatar que los 20 ft de sedimentos que fueron reportados en la calibración del pozo PATA-007 llevada a cabo el 17 de abril del 2018 (Véase *tabla 3.6*), no se encuentran en la sección de la formación

Tiyuyacu, por tanto, el daño de dicha formación no se debe a niveles de sedimentos al fondo del pozo.

3.6 Descripción de las facilidades de superficie del TPF

Facilidades del sistema de reinyección del campo Pata

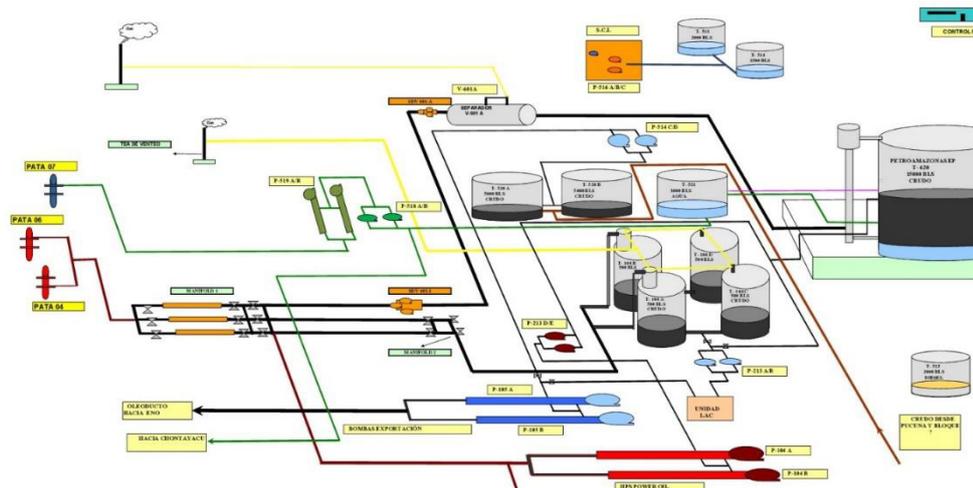


Figura 3.6 Sección de máster de procesos de la Estación TPF del campo Pata. (Petroamazonas EP, 2014)

La estación TPF del campo Pata (ver Figura 3.6) se encuentra ubicada aproximadamente a 1km del Pad A. Las líneas del sistema de reinyección del campo conectan con el Pad A. El Pad C y el Pad Pata Sur Este se encuentran ubicados a 6 y 5 km respectivamente de la estación TPF Pata. Ambos no cuentan con líneas que lo interconecten al sistema de reinyección del Campo.

**Tabla 3.7 Producción diaria promedio del campo Pata
(Apolo S. & Suárez D., 2018)**

Pozo	Producción diaria promedio
PATC-008	105.40 BFPD
PATA-006	381.50 BFPD
PATA-004	88.0 BFPD
Subtotal	574.90 BFPD

Para la producción del pozo PATA-04 se emplea un sistema de levantamiento artificial Power Oil, bomba Jet 10I, el cual requiere de 1800 BFPD para provocar una presión de 3500 psi en cabeza

**Tabla 3.8 Fluidos que maneja el separador de la estación TPF
(Apolo S. & Suárez D., 2018)**

Fluidos que ingresan al separador	Producción diaria promedio
Subtotal producción	557 BFPD
Sistema de inyección Power Oil	1800 BFPD
Total de fluidos manejados por el separador	2357 BFPD

El separador trifásico de la Estación TPF del campo Pata tiene una capacidad de 5000 BFPD. Aquel separador está operando al 47.14 % de su capacidad. Actualmente está funcionando como separador bifásico debido a que la línea de agua a la salida del separador se encuentra deshabilitada. Adicionalmente se constató que a pesar de aquello, el equipo se encuentra trabajando en perfectas condiciones.



Figura 3.7 Separador Trifásico de la estación TPF (Petroamazonas EP, 2019)

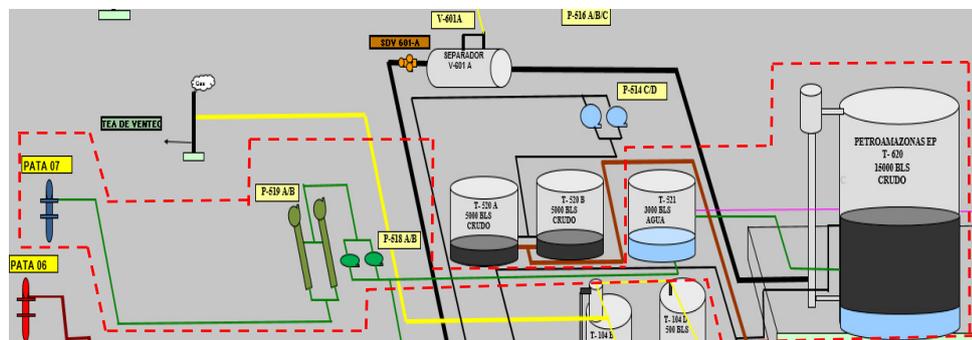


Figura 3.8 Sistema de reinyección del Campo (Componentes se encuentran encerrados por líneas rojas discontinuas)

[Apolo S. & Suárez D., 2018]

3.6.1 Descripción del sistema de reinyección de agua

El sistema de reinyección del campo Pata está constituido por dos bombas HPS P-519 A/B con 2000 psi a la salida y alimentadas por motores de 60Hz, dos bombas Booster P518 A/B, un tanque de almacenamiento T-521 con capacidad operativa de 2700 BLS, y un tanque multipropósito T-620 con capacidad de 15000 BLS. El sistema estando en funcionamiento entrega una presión de cabeza de 1920 psi al Pozo PATA-007.

**Tabla 3.9 Especificaciones técnicas de bombas HPS P-519 A/B
(Petroamazonas EP, 2014)**

Bomba HPS P-519 A	
CARACTERÍSTICAS	INFORMACIÓN
TAG	P-519 A
Motor	Trifásico de 60 HP
Voltaje Nominal	460 V
Corriente Nominal	66 A
Serie / Motor	CO702150083
Serie / Bomba	TOHN4E01868
Capacidad	1800 Bls/Día @ 2000 psi
Temperatura de Trabajo	130 °F
Fabricante Bomba	Reda - Schlumberger
Uso	Inyección de agua
Estado	Operativo
Observación	Inyecta agua al pozo Pata 7

**Tabla 3.10 Especificaciones técnicas de bomba
Booster P-518 A/B (Petroamazonas EP, 2014)**

Bomba Booster P-518 A	
CARACTERÍSTICAS	INFORMACIÓN
TAG	P-518 A
Motor	Trifásico de 3 HP
Voltaje Nominal	460 V
Corriente Nominal	4,3 A
Serie	4BF2H5A0
Size	JMM3611T
Capacidad	2500 Bls / Día
Temperatura de Trabajo	110 °F
Fabricante	Gould Pumps
Uso	Booster inyección de agua
Estado	Operativo
Observación	Alimenta a P-519 A

**Tabla 3.11 Especificaciones técnicas de diseño del tanque T-521
(Petroamazonas EP, 2014)**

Tanque T-521 agua de formación	
CARACTERÍSTICAS	INFORMACIÓN
Tag.	T-521
Diámetro	30 ft
Altura	24 ft
Capacidad Nominal	3000 Bls
Capacidad Operativa	2700 Bls
Aforo en pies	125 Bls/ft
Aforo en pulgadas	10.5 Bls/plg
Aforo en centímetros	4.15 Bls/cm
Año de Construcción	2003
Presión de Diseño	
Temperatura de Diseño	165 °F
N° de Anillos	4
Fabricante	Endospina SA
Uso	Agua
Estado	Operativo
Observación	Agua de formación

**Tabla 3.12 Especificaciones técnicas de diseño del tanque T- 620
(Petroamazonas EP, 2014)**

Tanque T-620 Multipropósito	
CARACTERÍSTICAS	INFORMACIÓN
Tag.	T-620
Diámetro	50 ft
Altura	48 ft
Capacidad Nominal	16700 Bls
Capacidad Operativa	15000 Bls
Aforo en pies	347 Bls/ft
Aforo en pulgadas	29 Bls/plg
Aforo en centímetros	11.4 Bls/cm
Año de Construcción	2003
Presión de Diseño	0.58 psi / 16 plg de agua
Temperatura de Diseño	195 °F
N° de Anillos	8
Fabricante	Acero de los Andes
Uso	Crudo
Estado	Operativo
Observación	Multipropósito

Durante la visita de Campo junto al Supervisor y el Operador, se pudo constatar que las líneas de flujo y los demás equipos que componen el sistema de reinyección del campo se encuentran correctamente conectados y en buen estado, inclusive la línea de succión se encuentra

correctamente ensamblada. A excepción del tanque T-620, el cual según el Operador conforme ha pasado el tiempo no ha recibido el mantenimiento interno respectivo, acumulando una capa representativa de sedimentos asentados en el fondo de pozo.

El Pad C y el Pad Pata Sur Este están localizados a 6 y 5 km respectivamente de la estación TPF Pata. Por lo que el hecho que ambos no cuentan con líneas que lo interconecten al sistema de reinyección del Campo, es un factor importante para reafirmar el criterio de no considerar los pozos de dichos Pad's como candidatos. De esta manera se puede aprovechar las facilidades ya existentes conectadas al Pad C y que se encuentran en buen estado.

3.7 Estudio de sedimentos decantados en el Tanque T-620

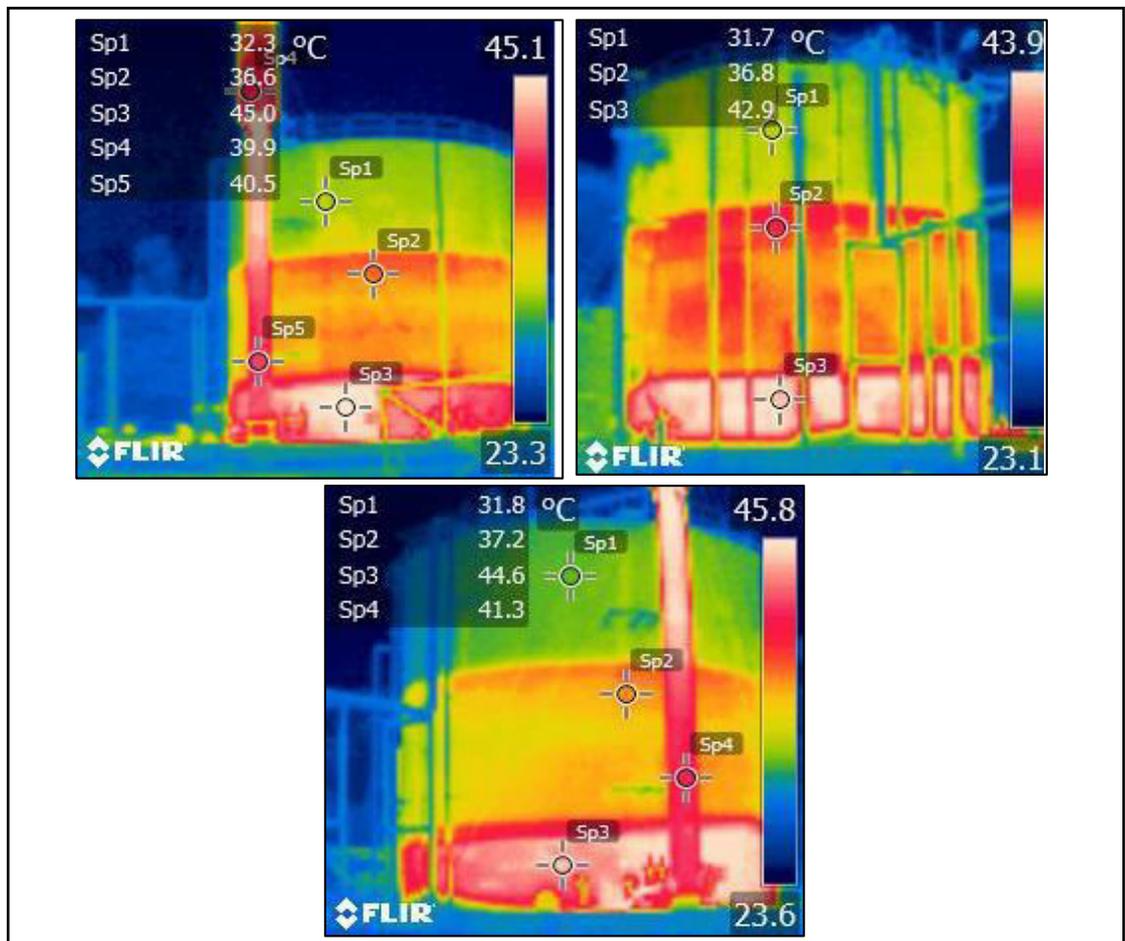


Figura 3.9 Termografías tomadas al tanque T-620 el día 19-Abril-2017
(PETROAMAZONAS EP, 2017)

En la termografía del 19 de Abril del 2017 se puede observar supuesta capa de sólidos asentados en el fondo del Tanque T-620. Para corroborar aquello se procedió a la toma de una termografía actualizada al tanque.

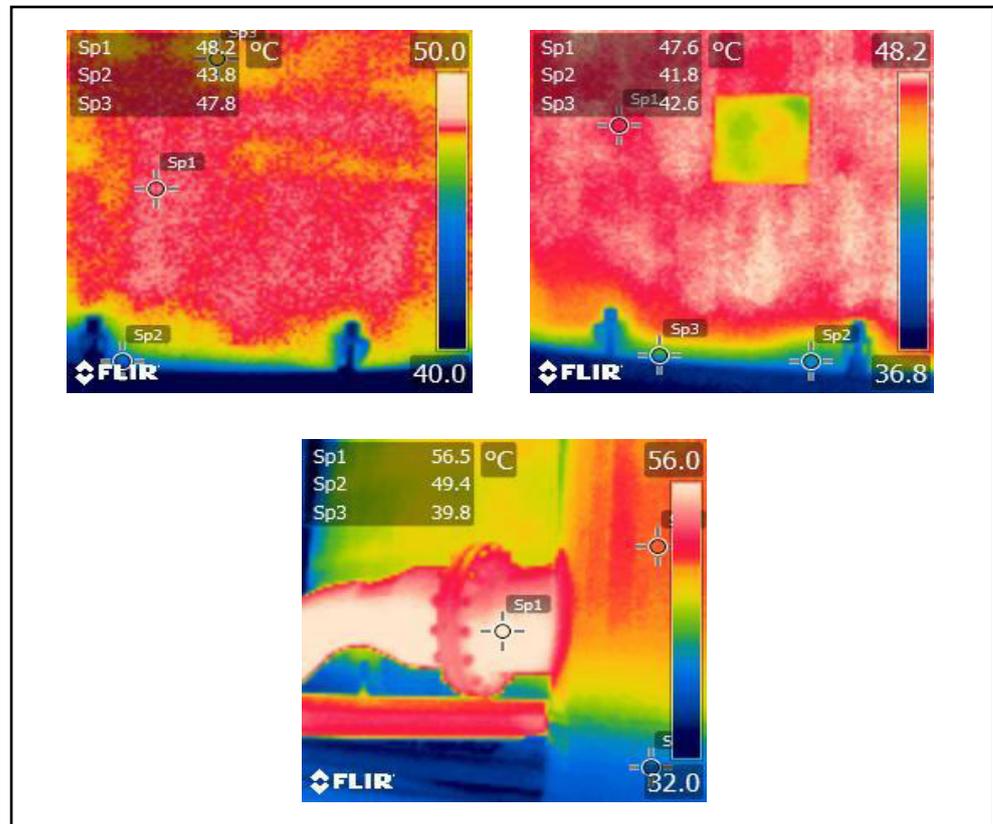


Figura 3.10 Termografía tomada al tanque T-620 el día 30 de diciembre-2018 (PETROAMAZONAS EP, 2018)

En las Termografías tomadas el 30/12/2018 no se evidencia con claridad la existencia de sólidos asentados. La prueba fue tomada en horas de la noche, y con el tanque fuera de operación. Al encontrarse fuera de operación el tanque, no hay nuevos fluidos “calientes” ingresando al pozo y los fluidos ya presentes en el interior durante la prueba se encuentran en un estado previo a alcanzar el equilibrio térmico. A ello se debe la poca variación de temperatura de los fluidos evidenciada en la termografía.

Como efecto de lo argumentado previamente, se procedió a realizar la prueba de medición directa del nivel de sólidos en el tanque T-620.

3.8 Prueba directa de medición de nivel de fluido

La medición directa se pudo realizar únicamente desde uno de los aforos de cada tanque.



Figura 3.12 Prueba directa de medición de nivel en el Tanque T-620 (PETROAMAZONAS EP, 2019)



Figura 3.12 Prueba directa de medición de nivel en el Tanque T-620 (PETROAMAZONAS EP, 2019)

Tabla 3.13 Resultados de la prueba de medición directa de nivel de sólidos (Apolo S. & Suárez D., 2018)

Tanque	Resultados de nivel de sólidos
T-620	6 in
T-521	SIN SÓLIDOS

El Tanque T-521 no presenta sedimentos.

El Tanque T-620 muestra las siguientes observaciones: el fluido es producido por el campo Pata que llega a las facilidades de la estación TPF, al ingresar al tanque experimenta un cambio drástico de diámetro al pasar de la línea de ingreso hacia el interior del tanque. El cambio de diámetro provoca turbulencia originada por el gran cambio de velocidad que experimenta el fluido, haciendo que los sólidos

asentados se dispersen, principalmente en el agua que es entregada al Tanque T-620, y finalmente dichos sólidos dispersos terminan siendo inyectados al fondo del pozo. Este fenómeno induce a que la interface entre la capa de sólidos y el agua no sea totalmente paralela a la interface entre el petróleo y agua, es decir la superficie entre los sólidos y el agua presentan depresiones en la zona cercana a la entrada del tanque.

Durante la prueba realizada al tanque T-620, al tocar dicho tanque se detectó un gran cambio de temperatura a la altura de 3 ft, medidos desde la base. A tal altura persistía continuamente aquel cambio de temperatura alrededor de una gran sección, conforme se continuaba la inspección por tacto, en distancias cercanas a la entrada del tanque el cambio de temperatura ocurría a alturas menores.

Debido a que el aforo desde donde se realizó la prueba se encuentra justo por encima de la sección de la entrada al tanque, las 6 pulgadas reportadas durante la medición directa (véase *Tabla 3.13*) corresponden a la zona baja de la interface sólidos decantados - Agua. Dicha dispersión de sólidos que ocurre en una pequeña sección cercana a la entrada del tanque también resulta ser uno de los factores que debieron haber producido el daño en la formación Tiyuyacu. Por tanto, se considera que aproximadamente 3 ft de sólidos están decantados en el fondo del pozo, dichos 3 ft coinciden con la altura del cambio de temperatura evidenciada al tocar el tanque y con los resultados observados de las termografías tomadas el 19-Abril-2017.

3.9 Análisis económico

En este análisis se procederá a determinar los costos asociados en el caso de implementarse la propuesta del sistema de reinyección de agua de formación en la estación TPF; además se realizará la comparación entre costos de rehabilitación del sistema con costos de transporte de agua de formación a través de vacuum.

3.9.1 Costos totales del proyecto

Facilidades de superficie

Sistema de almacenamiento -Tanques de la planta TPF

Los tanques usados en el sistema de reinyección se encuentran con sedimentos por los que se hará una respectiva limpieza en el Tanque T-620; el volumen de sedimentos, parafinas, sólidos salientes de los tanques es tratado por la empresa INCINEROX según lo estipulado en el contrato vigente con la empresa Petroamazonas EP; el precio por m³ es de \$185,36 [13]. El tanque contiene 3ft de sedimento.

Calculo del volumen de sedimento

$$h = 3\text{ft} \rightarrow 0,9144 \text{ m}$$

$$r = 25 \text{ ft} \rightarrow 7,62 \text{ m}$$

$$V_s = \pi r^2 h \quad (3.1)$$

$$V_s = \pi(7,62)^2 0,9144 = 166,8 \text{ m}^3$$

Tabla 3.14 Costos totales asociados a la limpieza del tanque

(Apolo S. & Suárez D., 2018) Fuente: (Incinerrox,2018)

Volumen (m ³)	Costo (\$)
1	185,36
166,8	30918,048

Limpieza del pozo reinyector

Al analizar la admisión del pozo PATA-007, se determina que la cara de la arena Tiyuyacu tiene daño debido a sulfuros, carbonatos y finos de formación; por lo cual se propone un servicio de bombeo para limpieza de wellbore.

Tabla 3.15 Costo de bombeo para limpieza del pozo PATA-007

(Apolo S. & Suárez D., 2018) Fuente: (Petroamazonas,2018)

Servicio	Costo (\$)
Bombeo para limpieza	12469,85

Costos totales para rehabilitar sistema

Tabla 3.16 Total de costos para rehabilitar sistema de reinyección

(Apolo S. & Suárez D., 2018)

Servicio	Costo (\$)
Limpieza del tanque	30918,048
Bombeo para limpieza	12469,85
Total	43387,898

Costos directos

El volumen de agua es de 202,42 bbl, obtenido de los pozos cercanos a la estación y que cuentan con las respectivas líneas de flujo.

Costo de energía

La tabla nos muestra la potencia requerida en la estación CPF para la reinyección de agua de formación y costos diarios. El costo de Kwh es de 0,1342 para el sector petrolero.

Tabla 3.17 Costos de energía por día según la potencia requerida
(Apolo S. & Suárez D., 2018) Fuente: (El Universo, 2016)

Bomba	Potencia		Costo energía
	HP	Kw	USD/Día
HPS P-519 A	60	44,74	6.004
Booster P-518 A	3	2,2371	0,318

$$\text{Costo de energía por barril reinyectado} = \frac{\text{Costo diario de energía}}{\text{Volumen de agua}}$$

(3.2)

Los costos de energía por barril reinyectado se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 3.18 Costos de energía por barril de agua
(Apolo S. & Suárez D., 2018)**

Costo de energía USD/Día	Agua reinyectada BAPD	Costo por barril reinyectado USD/bbl
6,322	202,42	0,031

Costo por tratamiento químico

La tabla a continuación muestra el precio de tratamiento químico por barril inyectado. El costo diario de tratamiento químico es de aproximadamente \$8 según el departamento de químicos de la empresa Petroamazonas E.P

Costo de tratamiento químico por barril reinyectado

$$= \frac{\text{Costo diario de químico}}{\text{Volumen de agua}}$$

(3.3)

Tabla 3.19 Costos de tratamiento químico (Apolo S. & Suárez D., 2018)

Fuente: (Petroamazonas,2018)

	USD (\$)
Costo diario de químico	8
Costo de tratamiento por barril reinyectado	0,0395

Costo de inspección de integridad mecánica

Se refiere a costos asociados a mantener en buen estado las instalaciones, equipos, líneas de flujo usadas en la reinyección. El costo por cada barril reinyectado es de 0,007 según el departamento de mantenimiento de Petroamazonas E.P

Gasto actual sin el sistema de reinyección

El volumen de agua producida por PATA-004 y PATA-006 es aproximadamente 202,42 BWPD y es transportada diariamente por Vacuum de la empresa PETROTECH hasta el campo ZPF-BLOQUE 18, el tiempo que se demora de un punto a otro es de 3 horas. El costo diario del servicio es de \$483 por 15 horas [13]

Tabla 3.20 Precio de vacuum por día (Apolo S. & Suárez D., 2018)

Fuente: (Petrotech, 2018)

Tiempo de uso del vacuum (h)	Costo (USD/d)
15	483,00
3	96,6

3.10 Costo-beneficio

La empresa (después de la inversión \$ 43387,898 USD dólares), obtendrá beneficios en el manejo del agua proveniente de los pozos productores, así como también, solucionará problemas con ayuda del mantenimiento y tratamiento químico.

Para determinar el análisis costo beneficio se debe emplear la siguiente fórmula matemática:

$$\text{Indice de Costo/Beneficio} = \frac{\text{costo}}{\text{beneficio}} \quad (3.4)$$

El beneficio para la propuesta planteada representa el ahorro anual al usar el del sistema de reinyección rehabilitado con respecto al uso de transporte de agua de formación por vacuum.

**Tabla 3.21 Costos directos por barril de agua del sistema de reinyección
(Apolo S. & Suárez D., 2018)**

Costos directos USD/ BBL AGUA	
Energía	0,031
Tratamiento químico	0,0395
Inspección de integridad	0,07
Total	0,047

**Tabla 3.22 Costos diarios del sistema de reinyección
(Apolo S. & Suárez D., 2018)**

Costos directos (USD/ BBL)	Barriles de agua diarios (bbl)	Costo diario (USD/día)
0,047	220,42	10,34

**Tabla 3.23 Costo mensual
(Apolo S. & Suárez D., 2018)**

	Costo mensual (USD/mes)
Vacuum	2.898,00
Sistema de reinyección	310,00

$$\text{Ahorro mensual} = \text{Vacuum} - \text{Sistema de reinyección} \quad (3.5)$$

$$\text{Ahorro mensual} = 2.898,00 - 310,00 = 2.588,00 \text{ USD/Mes}$$

El beneficio anual es el ahorro mensual por los 12 meses, entonces se tiene un beneficio \$ 31,056 USD/año.

El costo para la implementación de la propuesta es de \$ 43387,898 USD. Una vez identificados los valores de la fórmula se procede a su cálculo:

$$\text{Indice de costo/Beneficio} = \frac{\$ 43.387,898 \text{ USD}}{\$ 31.056 \text{ USD}}$$

$$\text{Indice de } \frac{\text{Costo}}{\text{Beneficio}} = 1,39$$

Como resultado a los cálculos realizados en el índice de costo/beneficio se obtuvo un valor global de 1,39.

3.11 Análisis físico-químico para el agua de producción del campo Pata

Para efectos de estudio del agua de producción del campo Pata se usaron datos tomados del campo PATA-06, debido a que el agua producida en dicho pozo es de la misma calidad que la producida en el resto de pozos del campo puesto que producen del mismo yacimiento.

Tabla 3.24 Datos iniciales para el análisis físico-químico del agua de formación del campo Pata. (Apolo S. & Suarez D., 2018)

Pozo :		PATA-06
Locación		PATA A
Campo :		B-18
Na⁺	(mg/l)*	15,074
Mg²⁺	(mg/l)	972
Ca²⁺	(mg/l)	4,600
Ba²⁺	(mg/l)	3
Total Fe	(mg/l)	34.63
Cl⁻	(mg/l)	33550
SO₄²⁻	(mg/l)	85
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	1138
Ácidos carboxílicos	(mg/l)	0
TDS (Calculado)	(mg/l)*	55,555
TDS (Medido)	(mg/l)*	60000
pH Condiciones Normales	---	6.36
CO₂ Gas	(%)	8
CO₂ Agua	(mg/l)	335
H₂S Gas	(ppm)	7
H₂S Agua	(mg/l)	0.23
Gas/Día	(MSCFPD)	14.77
Oil/Día	(BOPD)	293
Agua/Día	(BWPD)	172
Arena Productora	ARENA	BASALTENA
Densidad API	° API	19.9
Temperatura de Motor	(°F)	261
Temperatura de fondo	(°F)	261
Temperatura de Intake o Surveyvor	(°F)	212
Temperatura de cabeza	(°F)	143
Presión de fondo	(psia)	3701
Presión de Intake o Surveyvor	(psia)	803
Presión de cabeza	(psia)	180

Los datos iniciales fueron insertados en el programa ScaleSoftPitzerTM, cuyos datos de presión y temperatura fueron correlacionados hasta llegar a condiciones de fondo de pozo. En el programa se realizó los respectivos cálculos de pH para 0.01 M CaCO₃, del índice de saturación, el delta SI, y el índice de depositación.

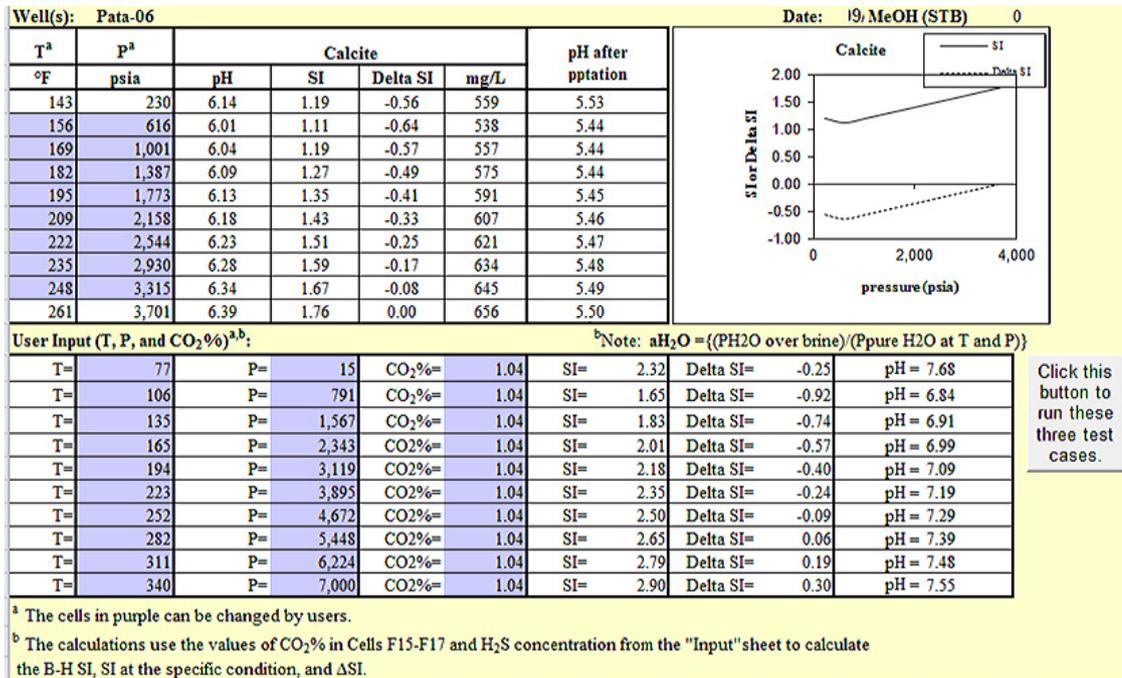


Figura 3.13 Cálculo de parámetros fisicoquímicos a diferentes condiciones de presión y temperatura, realizados en el programa ScaleSoftPitzerTM (Apolo S. & Suarez D., 2018)

Tabla 3.25 Resultados determinantes de la tendencia incrustante del agua de formación del campo Pata (Apolo S. & Suarez D., 2018)

Índice de saturación fondo	SI	1.76
Potencial de depositación fondo	PTB	231
Índice de saturación cabeza	SI	1.19
Potencial de depositación cabeza	PTB	196
Tendencia incrustante fondo	-----	MODERADA
Tendencia incrustante cabeza	-----	MODERADA

3.11.1 Análisis de calidad del agua del campo Pata a través del índice de taponamiento relativo

Los datos a utilizar del ensayo de laboratorio de filtrado con membrana de microcelulosa, se presentan a continuación:

Tabla 3.26 Cálculos a partir de los datos del ensayo de Laboratorio de filtrado con membrana (Apolo S. & Suarez D., 2019)

VOLUMEN	TIEMPO	dV	dT	dV/dT	log(dV/dT)	(dV/dT)
MI	Seg	MI	Seg	ml/Seg		corr.
250	21.75					16.0605
500	40.35	250.0	18.6	13.441	1.128	12.2326
750	67.45	250.0	27.1	9.225	0.965	10.6757
1000	90.31	250.0	22.9	10.936	1.039	9.3170
1250	130.15	250.0	39.8	6.275	0.798	8.1312
1500	160.45	250.0	30.3	8.251	0.916	7.0963

A partir de los datos tabulados se procedió a graficar en escala semi-logarítmica dV/dT vs V.

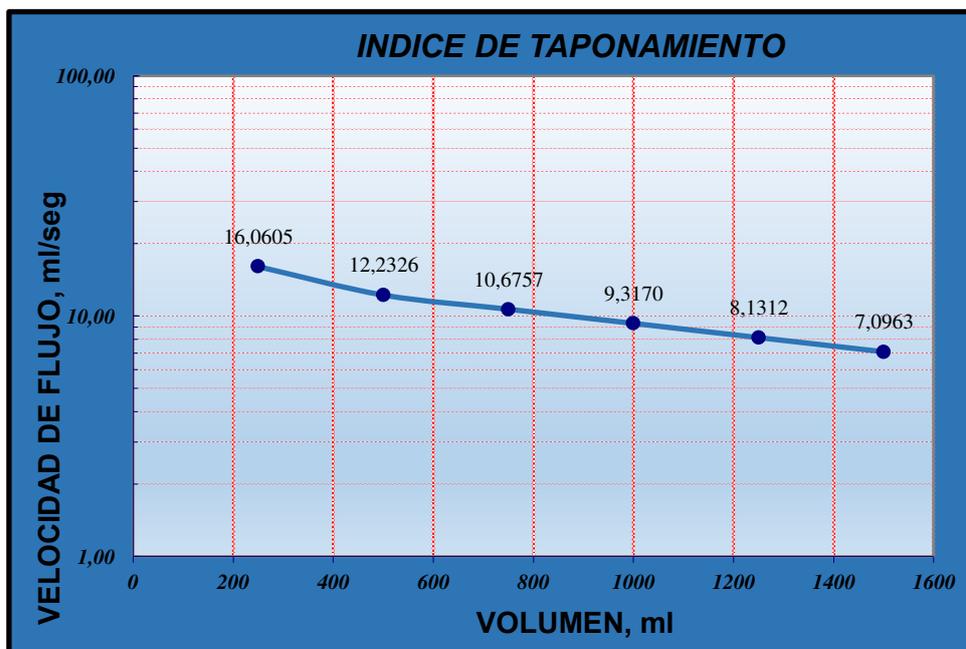


Figura 3.14 Gráfica de velocidad de flujo vs volumen de agua insertada en el filtro de membrana. (Apolo S. & Suarez D., 2019)

De acuerdo a la tendencia lineal establecida en la gráfica de la Figura 3.14 se pueden realizar los siguientes cálculos:

Tabla 3.27 Cálculos obtenidos de la gráfica de la Figura 3.14 (Apolo S. & Suarez D., 2019)

Parámetro	Resultado
Pendiente	-0.000236484
Origen	1.205759688
R ²	0.759772441
A(Va, Qa)	A(1250, 6.275)
B(Vb, Qb)	B(500, 13.441)
MTSN	-1.103

En la segunda parte del ensayo para la obtención de los sólidos totales solubles (TSS), se procede a tratar como un sólido la membrana usada para las filtraciones, rociándola con distintos líquidos. Después de cada vez que se humedezca (rocíe) la membrana, se la debe secar y registrar su respectivo peso. Como se estableció en el *ítem 1.4.11* del presente documento, los fluidos en su orden respectivo de uso son JP1 (xileno), ácido acético y ácido clorhídrico. Con los datos obtenidos, se realizó los cálculos resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 3.28 Cálculos a partir de los sedimentos resultantes en el filtro de membrana durante la segunda parte del ensayo (PETROAMAZONAS EP, 2019)

Parámetro	Unidad	Resultado
Volumen de filtrado	(ml)	0.0806
Tiempo de filtrado	(s)	0.0915
Peso membrana (Wm)	(g)	0.0
Peso de membrana+crudo+sólidos (Wt)	(g)	0.0874
Peso después de lavado con xileno (Wx)	(g)	0.0862
Peso después de lavado con ácido acético (Waa)	(g)	0.0855
Peso después de lavado con ácido clorhídrico (Wac)	(g)	300.0

Volumen de la muestra (Vm).	(ml)	0.0874
Aceite	(mg/l)	1.37
Carbonatos	(mg/l)	0.40
Sulfuros	(mg/l)	0.23
Insolubles en HCL	(mg/l)	1.63
TSS	(mg/l)	3.63

Una vez obtenidos los sólidos totales solubles (TSS) junto con el valor de los sólidos totales insolubles (MTSN), finalmente se puede determinar el índice de taponamiento (RPI):

**Tabla 3.29 Resultados finales para el cálculo del índice RPI
(Apolo S. & Suarez D., 2019)**

Parámetro	Resultado
MTSN	-1.103
TSS	3.633
RPI	4.736

Considerando un RPI de 4.736, según el criterio del índice de taponamiento relativo especificado en la *Tabla 1.10*, la calidad del agua de formación del campo Pata es buena para reinyectar.

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- El pozo seleccionado como pozo reinjector del campo es el PATA-007, se constató que posee 20' aproximados de sedimento y con la data reportada en la calibración del pozo, se estableció que los sedimentos no se encuentran en la sección de la formación Tiyuyacu, por lo cual, el daño de la formación no se debe a niveles de sedimentos al fondo del pozo.
- Dentro del análisis de calidad del agua del Campo, la tendencia incrustante tanto de fondo como de cabeza resultó ser “moderada”; por tanto, se deberá suministrar 1 galón de inhibidor de incrustación con una dosis de 119 ppm para asegurar la integridad de líneas y equipos y prevenir daños de formación.
- Durante el análisis de filtrado del agua, el índice de taponamiento relativo resultó ser 4.74; por tanto se concluye que dicha agua es buena para inyectar, lo que corrobora el argumento de que el daño de formación en Tiyuyacu se debió a los sólidos presentes en el tanque T-620 puesto que la muestra para el análisis fue tomada antes de ingresar a dicho tanque.
- En el campo Pata se concluye que se debe rehabilitar el sistema de reinyección con las facilidades ya existentes.
- La rehabilitación del sistema de reinyección del campo Pata propuesta en el presente proyecto resultó ser económicamente rentable.

4.2 Recomendaciones

- Se recomienda realizar un análisis físico-químico a los sólidos que se encuentran decantados en el tanque T-620 para encontrar la solución definitiva al problema raíz de acumulación de sólidos.
- Se pudo constatar que las líneas del sistema de reinyección se encuentran empaquetadas con diésel a fin de prevenir efectos de corrosión, a pesar de ello se recomienda realizar una inspección de integridad mecánica de

líneas de superficie y tanques del sistema de reinyección del agua debido al tiempo de uso.

- Se sugiere realizar mantenimiento en el tanque T-620 a fin de liberar los 3 ft de sedimentos que posee actualmente.
- Se recomienda recalibrar el pozo PATA-007 y luego de corroborar datos, estimular la arena con Coiled Tubing o con unidad de bombeo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] PETROAMAZONAS EP, Sacha, 2017.
- [2] PETROAMAZONAS EP, Bloque 18 Activo Palo Azul, Quito, 2018.
- [3] S. Apolo, V. Franco, K. Obregon, S. Palomino, P. Siguenza y F. Quezada, «Empuje por Gas en Solución,» ESPOL, Guayaquil, 2018.
- [4] J. Zamora, 06 Junio 2014. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/228393052/Yacimientos-I-Tema-1>.
- [5] J. Blanco y C. Delgadillo, «Biblioteca UIS,» 2006. [En línea]. Available: tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2006/120882.pdf.
- [6] T. Oscar y D. Criollo, «SCRIBD,» 12 Noviembre 2013. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/246716259/Raohe-Art-29>.
- [7] L. O. Miranda López, «Dspace en ESPOL,» 14 Febrero 2011. [En línea]. Available: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/14693/4/cap-%202.doc>.
- [8] K. E. Gulick y W. D. MacCain, «Reservorios,» 1998. [En línea]. Available: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/SPE40044%20Waterflooding%20Heterogeneous%20Reservoirs.pdf>.
- [9] J. Loayza, J. Cusme, J. Zavala y R. Gallegos., «Dspace en ESPOL,» 11 Junio 2012. [En línea]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/20912>.
- [10] T. Barrera, E. Rodríguez, J. Escobar, W. Barrios, C. Castañeda y C. Caicedo, «Repositorio Universidad de América,» 31 Octubre 2012. [En línea]. Available: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/723/1/2011639X-2012-2-IP.pdf>.
- [11] C. R. Villafañe B, «Repositorio Institucional de la Universidad Central de Venezuela,» Septiembre 2010. [En línea]. Available: <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/17214/1/T.E.G.%20Villafa%C3%B1e%20B.%20Cindy%20R..pdf>.
- [12] Fundación Centro Canario del Agua, «Fundación Centro Canario del Agua,» 2010. [En línea]. Available:

http://fcca.es/documentos/05_documentos_por_temas/Estandares%20de%20calidad%20de%20las%20aguas%20Calculos%20de%20indices%20de%20calidad/Calculo%20SDI.pdf.

- [13] Schlumberger, «Schlumberger Oilfield Glossary,» Enero 2019. [En línea]. Available:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx?p=1.
- [14] Schlumberger Limited, «Oilfield Glossary,» 2018. [En línea]. Available:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/injection_well.aspx.
- [15] Petrotech, «Costo de Vacuum,» Sacha, 2018.
- [16] PETROAMAZONAS EP, Boque 18 Activo Palo Azul, Sacha, 2019.
- [17] M. P. Ferrer, «Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco - Facultad de Ingeniería.,» 2001. [En línea]. Available:
www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf.
- [18] ESPOL, *Apuntes de clases de yacimientos*, Guayaquil, 2017.
- [19] A. V. Irua Meneses, «Metodología para la identificación y selección de pozos con oportunidades de convertirse en reinyectores.,» Quito, 2017.

APÉNDICES

APÉNDICE A

Fotos de los pozos del campo “Pata”



PATA-001



PATA-002



PATA-003



PATA-004



PATA-005



PATA-006



PATA-007

APÉNDICE B

Fotos de tanques de la estación TPF



Tanque T-521



Tanque T-620

APÉNDICE C

Fotos de líneas y bombas de la estación TPF

